

Dầu Khí



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

■ SỐ 3 - 2014

ISSN-0866-854X



Xuất bản hàng tháng
Số 3 - 2014

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Quốc Thập

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

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

173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: (+84-4) 37727108. Fax: (+84-4) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau đặt mục tiêu vận hành an toàn, hiệu quả Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, phần đầu sản lượng điện năm 2014 đạt 7,7 tỷ kWh. Ảnh: CTV



Tăng cường công tác quản trị, nâng cao năng lực cạnh tranh
PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC DỊCH VỤ DẦU KHÍ CHẤT LƯỢNG CAO

Ngày 21/3/2014, tại Hà Nội, Thủ tướng Chính phủ Việt Nam đã ký quyết định phê duyệt khung chính sách, dịch vụ và quản lý đầu tư nước ngoài 2014, 2020, trong những tháng, năm tới. Trong đó, Ủy ban CHRT-HOTV tiếp nhận và Phân tích đánh giá các Tài liệu Nguyên Hạng Quốc gia và HSE nghị, Văn bản hướng dẫn tại Hội nghị về các vấn đề quản lý đầu tư nước ngoài của các nước thành viên của khu vực ASEAN và các quốc gia khác, cũng như các tài liệu khác có liên quan để đưa ra các khuyến nghị và đề xuất về các vấn đề quản lý đầu tư nước ngoài trong các lĩnh vực và ngành kinh tế trọng điểm.

Doanh thu dịch vụ giai đoạn 2009 - 2013 đạt trên 766

Theo ông Trần Quốc Việt - Trưởng Ban Kế hoạch, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, dịch vụ dầu khí tiếp tục phát triển ổn định, doanh thu dịch vụ dầu khí năm 2013 đạt trên 236,3 nghìn tỷ đồng, chiếm 31% tổng doanh thu toàn Tập đoàn. Sau 5 năm triển khai thực hiện Nghị quyết 233/NQ-

Tập đoàn đã xây dựng được cơ sở vật chất kỹ thuật hiện đại, đủ năng lực để tự thực hiện các dự án/công trình trong lĩnh vực, chủ động hơn công tác triển khai các dự án và kiểm soát tiến độ các dự án. Đồng thời, Tập đoàn đã duy

100

hành bấy chức

khu vực trung t

- 16 ♦ Một số nhận định về khả năng hình thành bể chứa dầu khí dạng địa tầng tuổi Miocen muộn - Pliocen khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn
- 22 ♦ Đặc điểm thạch học trầm tích và khả năng chứa của các thành tạo địa chất tuổi Paleozoi - Mesozoi khu vực trung An Châu, Đông Bắc Việt Nam
- 35 ♦ Nghiên cứu hoạt tính ức chế quá trình tạo cặn polymer xảy ra trong quá trình chế biến pyrocondensate của các hợp chất tổng hợp từ sulfate lignin
- 47 ♦ Nghiên cứu hệ hóa phẩm trên cơ sở hợp chất chelate xử lý vùng cặn đáy giếng vỉa cát kết mỏ Bạch Hổ
- 55 ♦ Giải pháp hoạt động hỗn hợp gió - diesel đảo Phú Quý
- 65 ♦ Hướng dẫn quản lý, kiểm soát ăn mòn cho các công trình chế biến dầu khí
- 75 ♦ FPSO "PTSC Lam Sơn" có khả năng xử lý 18.000 thùng dầu/ngày
- 76 ♦ Ký hợp đồng vận chuyển, xử lý, nén khí và condensate về bờ của mỏ Thiên Ưng và mỏ Đại Hùng
- 77 ♦ PV GAS và Gazprom M&T ký hợp đồng khung mua bán LNG cho dự án kho cảng nhập LNG Thị Vải
- 78 ♦ PVEP thúc đẩy tiến độ dự án Bir Seba, Algeria
- 79 ♦ Hàn Quốc đặt mục tiêu trở thành trung tâm trữ dầu mỏ ở Đông Bắc Á
- 80 ♦ Sản lượng khí đốt châu Phi sẽ tăng gấp đôi vào năm 2035

TIN TỨC - SỰ KIỆN

80 ♦ Sản lượng khí đốt châu Phi sẽ tăng gấp đôi vào năm 2035

CONTENTS



FOCUS

- 4 ♦ Petrovietnam - Rosneft co-operation in the field of oil and gas
- 5 ♦ 2014 Oil and Gas Exploration and Production Conference: many breakthrough measures to be needed for development of core areas
- 9 ♦ Focus to be placed on studying core regions and increasing reserves
- 11 ♦ Strengthened management and enhanced competitiveness for development of high quality petroleum services
- 14 ♦ Petrovietnam youth to promote pioneering spirit and creativity

SCIENTIFIC RESEARCH

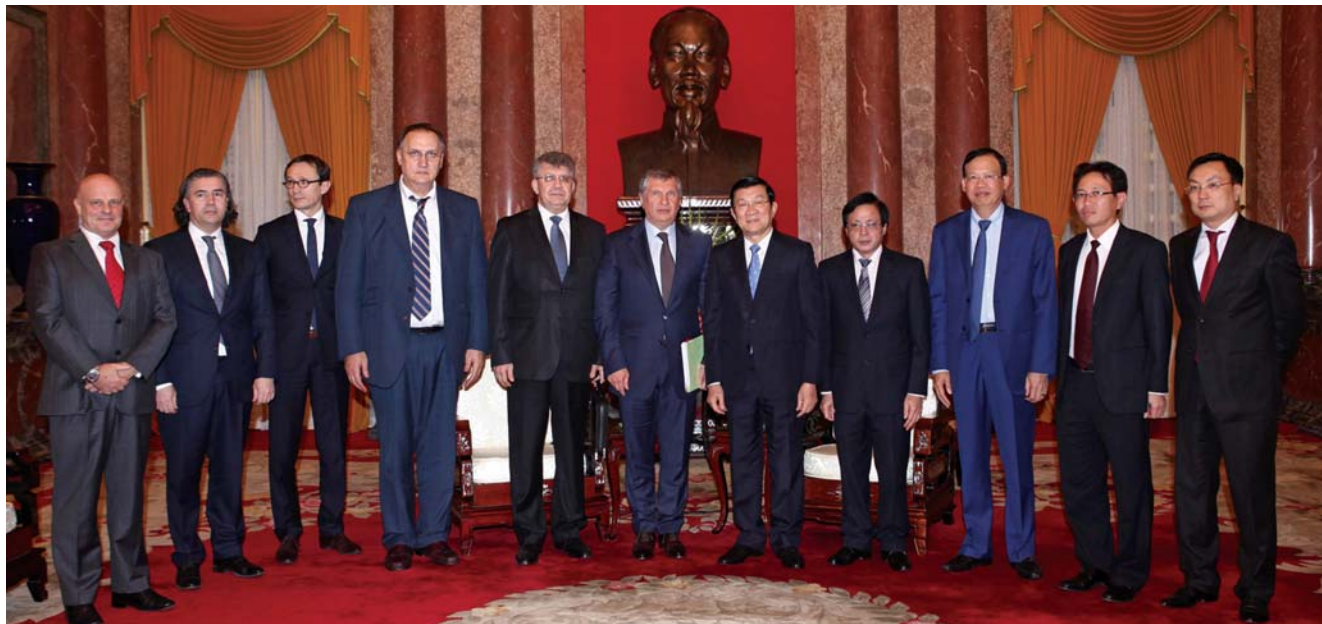
- 16 ♦ Some comments on the possibility of Late Miocene - Pliocene stratigraphic traps in the centre of Nam Con Son basin
- 22 ♦ Petrographic characteristics and reservoir quality of Paleozoic-Mesozoic formations in An Chau Trough, North East of Vietnam
- 35 ♦ Study on the inhibitory activity of compounds synthesised from sulfate lignin in inhibiting the formation of polymer deposits in pyrocondensate processing
- 47 ♦ Study on formulation of chelating system for near well-bore treatment of sandstone formation in Bach Ho field
- 55 ♦ Solution for wind - diesel hybrid system in Phu Quy island
- 65 ♦ Guidance for corrosion management in oil and gas processing plants

NEWS

- 75 ♦ "PTSC Lam Son" FPSO capable to process 18,000 barrels of oil per day
- 76 ♦ Contract signed for transporting, processing, and compressing gas and condensate from Thien Ung and Dai Hung fields
- 77 ♦ PV GAS and Gazprom M&T inks LNG sale and purchase agreement for LNG import terminal project at Thi Vai Port
- 78 ♦ PVEP speeds up progress of Bir Seba Project in Algeria
- 79 ♦ South Korea aims to become oil storage hub in North East Asia
- 80 ♦ Africa's gas output to double by 2035

HỢP TÁC QUỐC TẾ

PETROVIETNAM - ROSNEFT TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang tại buổi tiếp lãnh đạo Rosneft và Petrovietnam. Ảnh: TTXVN

Ngày 22/3/2014, trong khuôn khổ chuyến công tác tại Việt Nam, ông Igor Ivanovich Sechin - Tổng Thư ký Ủy ban Năng lượng Quốc gia Liên bang Nga, Chủ tịch Tập đoàn Rosneft đã đến thăm và có buổi làm việc với Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam).

Trao đổi tại cuộc gặp, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực và Tổng giám đốc Tập đoàn TS. Đỗ Văn Hậu đã thông báo với đoàn công tác của Rosneft những kết quả đã đạt được của Petrovietnam, đặc biệt là những nỗ lực của Petrovietnam trong thực hiện những cam kết đã ký giữa hai Tập đoàn. Đồng thời, hai bên đã trao đổi, đánh giá lại kết quả hợp tác trong thời gian qua và đưa ra các giải pháp để đẩy mạnh triển khai các dự án đã ký kết. Bên cạnh việc tiếp tục thúc đẩy hợp tác trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao các đề xuất của phía Rosneft về việc mở rộng hợp tác sang lĩnh vực thương mại.

Lãnh đạo Petrovietnam và Rosneft nhất trí sẽ tích cực triển khai và mở rộng hoạt động ở Việt Nam và Liên bang Nga. Chủ tịch Tập đoàn Rosneft khẳng định, với sự phát triển mạnh mẽ của ngành năng lượng ở Việt Nam, Rosneft sẽ đầu tư nhiều dự án vào Việt Nam và mong muốn Petrovietnam hỗ trợ thúc đẩy hoạt động của Rosneft tại Việt Nam.

Cùng ngày, tại Phủ Chủ tịch, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã tiếp ông Igor Sechin - Tổng Thư ký Ủy ban Năng lượng Quốc gia Liên bang Nga, Chủ tịch Tập đoàn Rosneft. Tại buổi tiếp, Chủ tịch nước bày tỏ vui mừng trước những thành quả tốt đẹp của quan hệ hợp tác song phương Việt Nam - Liên bang Nga thời gian qua; đánh giá cao hợp tác dầu khí, một trong những lĩnh vực hợp tác trụ cột và hiệu quả giữa hai nước, trong đó có sự hợp tác giữa Rosneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Chủ tịch nước khẳng định, Việt Nam luôn tạo mọi điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp dầu khí hai nước hợp tác; đồng thời tiếp tục ủng hộ và khuyến khích Rosneft mở rộng đầu tư các dự án vào Việt Nam; cùng tìm kiếm, mở rộng các cơ hội hợp tác.

Chiều ngày 22/3, tại buổi tiếp ông Igor Sechin tại trụ sở Chính phủ, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh, trong hợp tác toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga, hợp tác trên lĩnh vực năng lượng là một trụ cột quan trọng, mang tính chiến lược. Với tinh thần như vậy, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng đánh giá cao thiện chí hợp tác của Rosneft, cũng như những kết quả hợp tác mà Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Rosneft đạt được thời gian qua. Thủ tướng Chính phủ khẳng định sẽ ủng hộ, tạo điều kiện thuận lợi cho các hoạt động hợp tác giữa Petrovietnam và Rosneft theo hướng hiệu quả, bền vững, lâu dài, cùng có lợi, đặc biệt là trong hợp tác cung cấp dầu thô, tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam...

Nguyễn Hoàng

Hội nghị Thăm dò - Khai thác Dầu khí năm 2014:

PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC CỐT LÕI CẦN NHIỀU GIẢI PHÁP ĐỘT PHÁ

Tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2014, Thứ trưởng Bộ Công Thương Lê Dương Quang đánh giá cao kết quả Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đạt được trong lĩnh vực cốt lõi, khẳng định Tập đoàn tiếp tục giữ vững vị trí, vai trò đầu tàu của kinh tế đất nước và đóng góp quan trọng vào nguồn thu ngân sách Nhà nước. "Với trách nhiệm là cơ quan quản lý Nhà nước về dầu khí, Bộ Công Thương sẽ phối hợp với các Bộ/Ngành tạo mọi điều kiện thuận lợi cho hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí của Petrovietnam để thực hiện thành công kế hoạch năm 2014 và những năm tiếp theo, đáp ứng sự phát triển bền vững của Petrovietnam, khẳng định khâu thượng nguồn tiếp tục có những đóng góp quan trọng và to lớn hơn nữa, xứng đáng là lĩnh vực cốt lõi của ngành Dầu khí" - Thứ trưởng Bộ Công Thương nhấn mạnh.

Khai thác trên 76 triệu tấn quy dầu trong giai đoạn 2011 - 2013

Ngày 14/3/2014, tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị Thăm dò - Khai thác Dầu khí năm 2014 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí năm 2013, giai đoạn 2011 - 2013; kế hoạch và các giải pháp thực hiện năm 2014 và các năm tiếp theo. Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, Bộ Ngoại giao, Bộ Quốc phòng, Bộ Công an. Về phía Tập đoàn, có TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc, nguyên Lãnh đạo Tập đoàn và hơn 200 đại biểu là lãnh đạo và chuyên gia các Ban chức năng của Tập đoàn, các đơn vị thành viên hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam.

Phát biểu khai mạc Hội nghị, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong giai đoạn 2011 - 2013, công tác thăm dò, khai thác dầu khí đã được Petrovietnam triển khai tích cực, cả ở trong và ngoài nước với kết quả đã hoàn thành vượt mức kế hoạch Chính phủ giao đối với các chỉ tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí. Việc tăng cường áp dụng công nghệ mới và thành tựu khoa học đã làm tăng hiệu quả công tác thăm dò và khai thác dầu khí, đặc biệt việc nâng cao vai trò quản lý chỉ đạo và tăng cường chất lượng công tác giám sát từ bộ máy điều hành xuống các đơn vị, nhà thầu; từng bước nâng cao năng lực quản lý điều hành của Tập đoàn, nâng cao hiệu quả hoạt



Thứ trưởng Bộ Công Thương Lê Dương Quang phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2014. Ảnh: Ngọc Linh

động của các dự án ở trong và ngoài nước. Trên cơ sở đó, TS. Nguyễn Quốc Thập yêu cầu Hội nghị tập trung trí tuệ để phân tích, đánh giá việc thực hiện các chỉ tiêu kế hoạch trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí thời gian qua, nhận dạng những tồn tại, khó khăn, thách thức, những bài học kinh nghiệm và thảo luận về giải pháp cụ thể để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác dầu khí năm 2014, giai đoạn 2011 - 2015 và định hướng mục tiêu, nhiệm vụ cho giai đoạn tiếp theo.

Hội nghị đã nghe lãnh đạo Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí, Ban Khai thác Dầu khí tổng kết công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn năm 2013, giai đoạn 2011 - 2013, kế hoạch năm 2014 và các năm tiếp theo. Trong đó, Hội nghị tập trung phân tích các khó khăn, thách thức, từ đó đề ra các giải pháp cụ thể để triển khai kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2014 và những năm tiếp theo. Hội nghị đã

thảo luận về các giải pháp thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”; đánh giá công tác triển khai các dự án phát triển mỏ và bài học kinh nghiệm của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP); định hướng tìm kiếm, thăm dò vùng rìa Đông Nam bể Cửu Long (PVEP POC); công tác khoan năm 2013 và bài học kinh nghiệm (Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí). Hội nghị nghe và thảo luận về cơ chế ưu đãi, khuyến khích áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu, đề xuất; đánh giá kết quả hoạt động dầu khí năm 2013 và kế hoạch năm 2014 của các hợp đồng dầu khí trong nước (Ban Quản lý Hợp đồng Dầu khí).

Trong giai đoạn 2011 - 2013, công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Petrovietnam được triển khai tích cực cả ở trong và ngoài nước, hoàn thành vượt mức các kế hoạch được giao. Cụ thể, Tập đoàn đã có 12 phát hiện dầu khí mới; ký 14 hợp đồng dầu khí mới; phát triển và đưa hơn 20 mỏ/khu vực mới vào khai thác; gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 119 triệu tấn dầu quy đổi; tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 76,36 triệu tấn dầu quy đổi... Đặc biệt, Tập đoàn đã duy trì kiểm soát, đảm bảo chế độ khai thác tối ưu cho các mỏ; đảm bảo tiến độ và số lượng khoan tại các mỏ; áp dụng các giải pháp công nghệ để kiểm soát, đảm bảo chế độ khai

thác tối ưu tại các mỏ, góp phần nâng cao sản lượng khai thác... Có thể nói, trong 3 năm qua, Tập đoàn đã tích cực triển khai công tác thăm dò, khai thác dầu khí, đảm bảo sự phát triển lĩnh vực “xương sống” của Tập đoàn.

Thách thức gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác

Trong năm 2014, Tập đoàn nỗ lực phấn đấu để hoàn thành vượt mức kế hoạch được Chính phủ giao về gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí. Cụ thể, Petrovietnam đặt mục tiêu và phấn đấu gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 35 - 60 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 26,51 triệu tấn dầu quy đổi (16,78 triệu tấn dầu và 9,73 tỷ m³ khí). Dự kiến, Tập đoàn sẽ đưa 10 công trình/mỏ mới vào khai thác trong năm 2014 gồm 8 công trình/mỏ mới ở trong nước và 2 công trình/mỏ mới ở nước ngoài. Để hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác 135 - 143 triệu tấn quy dầu trong giai đoạn 2011 - 2015, Petrovietnam đang đối diện với nhiều thách thức do các mỏ chủ đạo đang khai thác đều trong giai đoạn suy giảm nhanh, một số mỏ mới đưa vào khai thác trong giai đoạn gần đây đều là các mỏ nhỏ, các đề án khí triển khai chậm so với kế hoạch...

Hội nghị cho rằng, công tác thăm dò, khai thác dầu khí đang đối diện với không ít thách thức khi tiềm năng dầu khí không phải là vô hạn; điều kiện triển khai các dự



án dầu khí ngày càng khó khăn, nhất là tại các mỏ nhỏ, cận biên, khu vực nước sâu, xa bờ... Ở trong nước, cấu trúc địa chất phức tạp, các đối tượng tìm kiếm thăm dò tại các bể ngày càng nhỏ, tỷ lệ thành công thấp và tiềm ẩn nhiều rủi ro. Sản lượng khai thác dầu khí tại các mỏ lớn tiếp tục suy giảm nhanh, khó dự báo chính xác; diễn biến thời tiết phức tạp, ảnh hưởng đến tiến độ đưa các mỏ mới vào khai thác. Mỏ Bạch Hổ trong tình trạng suy giảm nên tình trạng ngập nước ở một số giếng tầng móng tiếp tục có xu hướng gia tăng; hệ thống các công trình ngoài biển đã đưa vào sử dụng nhiều năm đang tiềm ẩn nhiều rủi ro cho hoạt động khai thác dầu khí. Trong khi đó, các dự án đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở nước ngoài chưa thuận lợi, số lượng dự án cũng như giếng khoan thăm dò/thăm lường thấp hơn nhiều so với kế hoạch/chiến lược.

Để hoàn thành kế hoạch năm 2014 cũng như của cả giai đoạn 2011 - 2015, Petrovietnam tích cực đẩy mạnh công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, trong đó có cả khu vực nước sâu, xa bờ, khu vực có điều kiện thi công đặc biệt phức tạp. Về kế hoạch thăm dò, thăm lường và gia tăng trữ lượng năm 2014, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí cho rằng, cần kiểm soát chặt chẽ tiến độ hoạt động khảo sát địa chấn và khoan thăm dò/thăm lường; nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí; tập trung nguồn lực giám sát, phân tích nhận định, đánh giá kết quả giếng khoan để có quyết định phù hợp và kịp thời; có quỹ giếng khoan dự phòng ở bể Cửu Long và bể Sông Hồng; tiến hành các khảo sát địa chấn 3D áp dụng công nghệ mới để nâng cao chất lượng tài liệu và tái xử lý kết nối khu vực. Đồng thời, Tập đoàn cần tích cực thu hút đầu tư, ký hợp đồng dầu khí mới; đẩy mạnh công tác nghiên cứu có trọng tâm, hợp tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò, đặc biệt xác định đối tượng, vị trí tối ưu các giếng khoan thăm dò/thăm lường; nghiên cứu đối tượng mới, đối tượng phi truyền thống (trầm tích trước Đệ Tam, khí đá phiến, khí hydrate)... Đẩy mạnh và đổi mới công tác tìm kiếm dự án dầu khí ở nước ngoài, đặc biệt công tác đánh giá dự án, trình độ và kinh nghiệm của đội ngũ đánh giá dự án, thuê chuyên gia nước ngoài. Để đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng trong giai đoạn tiếp theo, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí kiến nghị đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các khu vực trọng tâm: bể Cửu Long (phát hiện không lớn nhưng tỷ lệ thành công cao và có thể sớm đưa vào phát triển khai thác); bể Nam Côn Sơn và bể Sông Hồng (kỳ vọng có những phát hiện trung bình và lớn); khu vực nước sâu, xa bờ.

Về các giải pháp đảm bảo sản lượng khai thác, Ban Khai thác Dầu khí cho rằng cần giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, thường xuyên cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác, tối ưu hóa chế độ khai thác/bơm ép, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ. Đồng thời, tiếp tục tối ưu công tác vận hành, bố trí hợp lý lịch khoan, lịch bảo dưỡng, sửa chữa các thiết bị khai thác để nâng cao thời gian hoạt động của toàn hệ thống; theo dõi chặt chẽ tiến độ, có phương án dự phòng cho các dự án phát triển mỏ... Để đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí trong giai đoạn 2016 - 2020, Ban Khai thác Dầu khí đề xuất giải pháp đẩy nhanh tiến độ phát triển các mỏ đang có, đặc biệt cần tăng cường thăm dò, thăm lường, mua mỏ để có nguồn trữ lượng/sản lượng bổ sung.

Đại diện Vietsovpetro cho biết, Liên doanh sẽ tiếp tục thực hiện việc điều chỉnh hệ thống khai thác trên cơ sở cập nhật thường xuyên mô hình mỏ theo chiến lược đã đề ra và thực hiện từ năm 2013. Đẩy nhanh việc thực hiện các giải pháp địa chất - kỹ thuật đã đề ra cho năm 2014 trên cơ sở điều hành linh hoạt việc sử dụng giàn khoan. Vietsovpetro sẽ tiếp tục nghiên cứu các vấn đề về khoan, địa chất, khai thác để tăng cường hiệu quả việc thực hiện các giải pháp địa chất - kỹ thuật đã đề ra, như: thay đổi hệ thống dung dịch, tăng tốc độ khoan giếng, giảm thiểu thời gian xảy ra sự cố, ngăn ngừa phức tạp địa chất - kỹ thuật, sử dụng phương pháp khai thác đồng thời riêng biệt, tối ưu hóa bơm ép khí (gaslift), chọn lọc phương pháp tăng cường dòng... Đồng thời, Vietsovpetro đánh giá tổng kết hiệu chỉnh vị trí các giếng khoan, đan dày mạng lưới, cắt thân hai nhằm đạt hiệu quả cao nhất; đưa công trình BK-16 vào khai thác sớm nhất.

Với mục tiêu phát triển 9 mỏ/công trình mới có dòng dầu/khí thương mại đầu tiên trong năm 2014, PVEP đã chủ động triển khai các giải pháp quyết liệt cùng các nhà điều hành nhằm tháo gỡ khó khăn, đẩy nhanh tiến độ, đảm bảo hoàn thành đúng hoặc trước kế hoạch, thấp hơn dự toán ngân sách. Trên thực tế, PVEP đã có nhiều giải pháp sáng tạo, tiết kiệm hàng chục triệu USD.

Tập trung mọi nguồn lực phát triển lĩnh vực E & P

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Thứ trưởng Bộ Công Thương Lê Dương Quang đánh giá cao kết quả Petrovietnam đạt được trong lĩnh vực cốt lõi, khẳng định Tập đoàn tiếp tục giữ vững vị trí, vai trò đầu tàu của kinh tế đất nước và đóng góp quan trọng vào nguồn thu ngân sách Nhà nước. Thứ trưởng Bộ Công Thương yêu cầu Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác thăm dò và khai thác dầu khí với những giải pháp đột phá. Trong đó, đẩy mạnh



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu kết luận Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

công tác kêu gọi các nhà đầu tư dầu khí nước ngoài tham gia các lô dầu khí còn mở, khu vực nước sâu - xa bờ, hoàn tất công tác đàm phán các hợp đồng dầu khí hiện đang có vướng mắc để sớm ký kết với các nhà thầu dầu khí. Triển khai đúng kế hoạch thu nổ địa chấn, thăm dò thăm lường theo kế hoạch, đưa các mỏ/công trình Thăng Long - Đồng Đô, Kim Cương (Diamond), Sư Tử Nâu, Sư Tử Vàng 6X, Dừa và giàn BK16 vào khai thác đúng tiến độ, đảm bảo an toàn mỏ, tích cực áp dụng các công nghệ gia tăng thu hồi dầu. Đồng thời, Tập đoàn cần tập trung và thúc đẩy tiến độ triển khai các dự án khai thác khí (Lô B, Cá Voi Xanh), đưa mỏ vào khai thác trong thời gian sớm nhất, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng đất nước.

Phát biểu kết luận Hội nghị, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao các kết quả đạt được trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí giai đoạn 2011 - 2013; phân tích các cơ hội, thách thức và bài học kinh nghiệm để triển khai thành công kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí trong năm 2014 và giai đoạn tiếp theo. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn khẳng định thăm dò, khai thác dầu khí là lĩnh vực quan trọng nhất, cốt lõi nhất của Tập đoàn, mỗi thành công trong công tác thăm dò khai thác dầu khí đều tạo ra bước phát triển mới cho Petrovietnam và là động lực, cơ sở để phát triển các lĩnh vực khác. Do đó, Tập đoàn ưu tiên tập trung mọi nguồn lực, đặc biệt là con người, vốn, thời gian, trí tuệ cho lĩnh vực quan trọng này.

Trong thời gian tới, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn yêu cầu các đơn vị cần tiếp tục tập trung vào các bể tiềm năng như: Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng. Trong đó, cần tiếp tục triển khai công tác thu nổ địa chấn ở bể Cửu Long; nghiên cứu, đánh giá các đối tượng chứa Oligocen (tập E), bẫy địa tầng, khu vực rìa Đông Nam bể Cửu Long. Đồng thời, cần nghiên cứu kỹ hệ thống dầu khí phức tạp ở bể Nam Côn Sơn, tỷ lệ và sự phân bố CO₂ ở bể Sông Hồng...

TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam:

CẦN SỰ ĐỘT PHÁ VỀ TƯ DUY VÀ TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Để đạt được mục tiêu tăng trưởng chiến lược của toàn Ngành, công tác thăm dò, khai thác dầu khí cần được tiếp tục đẩy mạnh hơn nữa với những đột phá cả về tư duy và tổ chức thực hiện. Để thực hiện thành công các nhiệm vụ Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, cần tổng hợp, đánh giá một cách khách quan kết quả đạt được trong giai đoạn 2011 - 2013, với những thành công và tồn tại, đề xuất các giải pháp để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác năm 2014 và đề xuất các kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí cụ thể cho năm 2015 và giai đoạn tiếp theo cả ở trong và ngoài nước.

Ở trong nước, chủ động nghiên cứu áp dụng các công nghệ thăm dò, khai thác dầu khí tiên tiến trên thế giới để góp phần gia tăng trữ lượng dầu khí đối với khu vực truyền thống và phi truyền thống; tiếp tục tăng cường mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác ra vùng nước sâu, xa bờ, các khu vực mới.

Ở nước ngoài, tập trung vào các dự án trọng điểm, các dự án hiện có để sớm đưa các mỏ đã phát hiện vào phát triển, khai thác; đồng thời không ngừng tăng cường nâng cao chất lượng công tác tìm kiếm, đánh giá các cơ hội đầu tư, mở rộng hoạt động của Tập đoàn. Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu áp dụng các công nghệ tiên tiến, nhằm gia tăng thu hồi dầu khí, tăng sản lượng khai thác các mỏ dầu khí hiện có; nghiên cứu các giải pháp công nghệ và kinh tế phù hợp để phát triển và khai thác các mỏ nhỏ, cận biên.

Về công tác khai thác dầu khí, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị thực hiện đồng bộ các giải pháp để điều khiển quá trình khai thác, duy trì thời gian làm việc dài ngày, phấn đấu năm 2014 đưa 10 mỏ/công trình mới vào khai thác đúng tiến độ; tiếp tục triển khai các nghiên cứu về mỏ cận biên, xử lý vấn đề CO₂... Trên cơ sở đó, các đơn vị tiếp tục xây dựng các giải pháp cụ thể, đảm bảo hoàn thành kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí trong năm 2014, làm cơ sở quan trọng để thực hiện thành công kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 và những năm tiếp theo.

Theo kế hoạch, năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ phối hợp với các đơn vị (VPI, PVEP, Vietsovpetro) để tổ chức các cuộc họp, hội thảo chuyên đề: cơ chế ưu đãi để khuyến khích công tác gia tăng thu hồi dầu (EOR); tổng kết các hoạt động thi công khoan; các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi; bài học kinh nghiệm và triển vọng tìm kiếm thăm dò và khai thác đối tượng Oligocen bể Cửu Long; tiềm năng dầu khí, phân bố và ảnh hưởng của khí CO₂ với tiềm năng dầu khí tại bể Sông Hồng; công tác quản lý mỏ và các giải pháp nâng cao hiệu quả quản lý mỏ...

Việt Hà

TẬP TRUNG NGHIÊN CỨU KHU VỰC TRỌNG TÂM GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG

Ngày 13/3/2014, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí - Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần thứ I, đề ra phương hướng hoạt động của Tiểu ban trong nhiệm kỳ 2014 - 2016, tập trung phân tích công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở các khu vực trọng tâm gia tăng trữ lượng và thảo luận nhiều vấn đề quan trọng liên quan đến việc phát triển lĩnh vực E & P trong năm 2014 và các năm tiếp theo.

Tại kỳ họp lần thứ I, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã tập trung cập nhật, thảo luận về kết quả và định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò khu vực Nam bể Sông Hồng, Bắc bể Phú Khánh; kết quả sơ bộ giếng khoan HRN-1X, định hướng kế hoạch tìm kiếm, thăm dò tiếp theo tại Lô 102/10 & 106/10 bể Sông Hồng; một số kết quả ban đầu nghiên cứu, đánh giá triển vọng dầu khí trung An Châu và kế hoạch tiếp theo; kết quả nghiên cứu mới về địa chất khu vực bể Phú Khánh và Lô 148 - 149; cập nhật tiềm năng dầu khí khu vực Lô 05-1a... Bên cạnh đó, Tiểu ban phân tích chi phí phát triển mỏ và chi phí vận hành khai thác mỏ tại Việt Nam; định hướng công tác nghiên cứu về tiềm năng, mô hình địa chất, mô hình khai thác và tận thăm dò đối tượng Oligocen bể Cửu Long (Lô 09-1); kết quả công tác thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về gas hydrate để xác định các dấu hiệu tiền đề về tiềm năng ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam...

Về định hướng công tác tìm kiếm thăm dò tại khu vực phía Nam bể Sông Hồng, Tiểu ban cho rằng cần tập trung vào đối tượng đá vôi Miocen, đối tượng liên quan đến diapir tuổi Miocen trên/Pliocen. Trong đó cấu tạo Cá Voi Xanh làm đầu tàu cho phát triển khí tại khu vực miền Trung. Đồng thời, cần nghiên cứu, đánh giá cụ thể về đối tượng chứa cát kết tại khu vực nước sâu; đẩy mạnh sử dụng công nghệ và phương pháp tổng hợp để tìm kiếm, thăm dò bẫy phi cấu tạo...

Đánh giá sơ bộ về kết quả giếng khoan HRN-1X tại cấu tạo Hàm Rồng Nam, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho rằng, kết quả thử vỉa được đánh giá rất khả quan với lưu lượng khí và condensate có triển vọng để khai thác thương mại. Phát hiện này làm thay đổi bức tranh thăm dò, khai thác dầu khí ở khu vực Bắc bể Sông Hồng, mở ra các cơ hội đầu tư thăm dò khai thác dầu khí... Tiểu ban cho rằng, PVEP cần đẩy mạnh công tác thăm dò/thăm lượng đối tượng đá vôi chứa dầu khí; có kế hoạch đẩy mạnh công tác phát triển khai thác khí; tiến hành nghiên cứu, thu nổ/xử lý địa chấn 3D và tiến



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp. Ảnh: Ngọc Linh

hành khoan thăm dò đối tượng cấu tạo đá móng trước Đệ tam...

Về tiềm năng dầu khí Lô 05-1a, Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) cho biết, đã phát hiện dầu ở tập đá vôi thềm nứt nẻ, mở ra triển vọng phát triển đối tượng này ở phía Tây Nam mỏ Đại Hùng và các khối nội mỏ (kể áp vào các vỉa trầm tích lục nguyên chứa dầu của các khối lân cận). Phát hiện dầu ở phần dưới tầng H150 và độ rỗng khá tốt (15 - 18%) cho thấy tiềm năng dầu khí ở các khối thấp khép kín đứt gãy, cho dù khối cao liền kề và phía Đông có chất lượng đá chứa kém (khoảng 10%). Tiểu ban cho rằng, kết quả minh giải địa chấn mới ở khu vực này cho thấy có nhiều cấu tạo khép kín đứt gãy ở phía Tây Nam và Đông Nam mỏ Đại Hùng. Cần tiếp tục minh giải chi tiết các khép kín này và có các nghiên cứu để làm tiền đề cho công tác khoan thăm dò ngoài mỏ Đại Hùng trong giai đoạn 2014 - 2015.

Tại Kỳ họp lần này, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã giới thiệu mô hình khai thác và tận thăm dò đối tượng Oligocen bể Cửu Long (Lô 09-1). Hiện ở Lô 09-1 đã phát hiện các thân dầu công nghiệp ở phức hệ địa tầng

Oligocen, bao gồm Oligocen C, E (upper) và E (lower). Các thân dầu trong Oligocen đều có cấu trúc địa chất phức tạp, có tính bất đồng nhất cao theo diện tích và chiều sâu. Trừ khu vực mỏ Thổ Trắng và BK-15, BK-17, các khu vực khác Oligocen được xem là đối tượng phụ (sau đối tượng móng) nên các thân dầu được khai thác từ quỹ giếng của móng chuyển lên (sau khi bị ngập nước, lưu lượng thấp) nên mạng lưới phân bố giếng chưa được tối ưu; hệ số thu hồi dầu thấp và không đồng đều...

Tiểu ban cho rằng, Vietsovpetro cần tập trung nghiên cứu xây dựng, cập nhật các mô hình địa chất khai thác, phân tích động thái khai thác mỏ, làm cơ sở cho việc áp dụng các giải pháp địa chất - kỹ thuật tăng cường khai thác: khoan đan dày, lựa chọn giếng bơm ép, vỡ vỉa thủy lực... Tiềm năng còn lại của Oligocen ở Lô 09-1 không nhỏ, tập trung ở các bẫy cấu trúc có biên độ thấp (Oligocen C), bẫy địa tầng (E lower và C) và bẫy thạch học (E upper), do đó Vietsovpetro cần tập trung nghiên cứu, đánh giá chi tiết môi trường trầm tích, xu thế phát triển các thân cát, bẫy chứa để khoanh định các khu vực có khả năng chứa dầu; đồng thời tiếp tục thu nổ địa chấn mới trên toàn Lô 09-1 để tăng độ tin cậy của tài liệu...

Về kết quả công tác nghiên cứu gas hydrate, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết đã triển khai công tác thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về gas hydrate để xác định các dấu hiệu tiền đề về tiềm năng ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam. Sau khi phân tích dấu hiệu tồn tại gas hydrate từ tài liệu địa chấn 2D, VPI cho biết, các biểu hiện gas hydrate thể hiện khá rõ trên nhiều khu vực của bể Hoàng Sa, Phú Khánh, Nam Côn Sơn, Tư Chính Vũng Mây. Khi so sánh các biểu hiện gas hydrate với các số liệu/bản đồ địa hóa và tướng/môi trường các trầm tích bề mặt cho thấy các khu vực trùng với các bể trầm tích Đệ tam có xu thế tồn tại gas hydrate cao hơn. Các nghiên cứu cho thấy, trầm tích hạt mịn (sét) chiếm ưu thế ở hầu hết các vùng, do vậy có thể ảnh hưởng đến mức độ tích tụ của gas hydrate. Trên cơ sở nghiên cứu các biểu hiện và các yếu tố có thể phá hủy gas hydrate, VPI đã xác định sơ bộ và dự báo một số khu vực có tiềm năng cao để tiếp tục triển khai nghiên cứu trong thời gian tới.

Tại Kỳ họp, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã tập trung thảo luận các nội dung quan trọng, góp phần thúc đẩy và nâng cao hiệu quả lĩnh vực “xương sống” của Petrovietnam: tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các vùng truyền thống và các khu vực nước sâu, xa bờ; công tác khoan thăm dò, khoan thăm lượng, khoan khai thác; công tác phát triển mỏ; hiện trạng khai thác; nâng cao hệ số thu hồi dầu; công tác nghiên cứu khoa học...



Lãnh đạo PVEP kiểm tra mẫu condensate thu được từ quá trình thử vỉa tại cấu tạo Hàm Rồng Nam. Ảnh: PVEP

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn đánh giá cao các tư vấn của Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí, có đóng góp quan trọng vào việc Tập đoàn hoàn thành mục tiêu gia tăng trữ lượng và giữ vững sản lượng khai thác. Trong nhiệm kỳ mới, TS. Nguyễn Quốc Thập yêu cầu Tiểu ban tiếp tục cải tiến và đổi mới phương thức hoạt động để nâng cao hiệu quả, phát huy trí tuệ của các chuyên gia trong lĩnh vực E & P. Trên cơ sở đó, Tiểu ban cần có đánh giá đầy đủ hơn về hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí, là cơ sở để Tập đoàn rà soát, điều chỉnh kế hoạch và Chiến lược phát triển. Đặc biệt, Tiểu ban cần tiếp tục tư vấn, đề xuất với lãnh đạo Tập đoàn các giải pháp kinh tế kỹ thuật để triển khai hiệu quả công tác thăm dò, khai thác dầu khí trong thời gian tới.

Theo TS. Hoàng Ngọc Đăng - Trưởng Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí, trong nhiệm kỳ 2014 - 2016, Tiểu ban sẽ tiếp tục đổi mới phương thức hoạt động; phát huy trí tuệ, kinh nghiệm, trách nhiệm của từng ủy viên; nâng cao hiệu quả công tác tư vấn, phản biện của Tiểu ban. Trong thời gian tới, Tiểu ban sẽ tăng cường thảo luận theo chuyên đề sâu, trước mắt tập trung vào các vấn đề như: sự phân bố CO₂ tại bể Sông Hồng, bẫy địa tầng ở bể Cửu Long, kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí giai đoạn 2016 - 2020...

Đồng thời, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cũng sẽ tập trung nghiên cứu về: trữ lượng và hệ số thu hồi của tầng móng granite; thăm dò, khai thác dầu khí tại các đối tượng mới, phi truyền thống; tìm kiếm thăm dò và thi công tại vùng nước sâu, xa bờ; các giải pháp để đảm bảo sản lượng khai thác và công tác bảo vệ mỏ, nâng cao thu hồi dầu; cập nhật, sửa đổi các quy chế tính trữ lượng, khai thác, đầu tư thăm dò khai thác; định hướng công tác phát triển dự án mới ở nước ngoài...

Ngọc Linh

Tăng cường công tác quản trị, nâng cao năng lực cạnh tranh PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC DỊCH VỤ DẦU KHÍ CHẤT LƯỢNG CAO

Ngày 21/3/2014, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai công tác dịch vụ và quản lý đầu thầu năm 2014. TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn và Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Nguyễn Hùng Dũng chủ trì Hội nghị. Vấn đề xuyên suốt tại Hội nghị lần này là các giải pháp để tiếp tục nâng cao chất lượng, năng lực, tính chuyên nghiệp, khả năng cạnh tranh... để lĩnh vực dịch vụ dầu khí tiếp tục có những bước phát triển mới, góp phần thực hiện thành công kế hoạch của Tập đoàn trong năm 2014 và những năm tiếp theo.



TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kết luận Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

Doanh thu dịch vụ giai đoạn 2009 - 2013 đạt trên 766 nghìn tỷ đồng

Theo ông Trần Quốc Việt - Trưởng Ban Kế hoạch, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, dịch vụ dầu khí tiếp tục phát triển ổn định, doanh thu dịch vụ dầu khí năm 2013 đạt trên 236,3 nghìn tỷ đồng, chiếm 31% tổng doanh thu toàn Tập đoàn. Sau 5 năm triển khai thực hiện Nghị quyết 233/NQ-ĐU của Đảng ủy Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam về “phát huy nội lực, tăng cường và ưu tiên sử dụng các dịch vụ của các đơn vị trong Tập đoàn”, lĩnh vực dịch vụ dầu khí đã có bước phát triển mạnh, duy trì mức tăng trưởng cao. Trong giai đoạn 2009 - 2013, doanh thu từ lĩnh vực dịch vụ dầu khí tăng 766,1 nghìn tỷ đồng, gấp 5,3 lần so với thực hiện giai đoạn 2004 - 2008. Tỷ trọng doanh thu dịch vụ/tổng doanh thu toàn Tập đoàn trung bình trong 5 năm qua đạt 31,8%, đóng góp quan trọng vào sự phát triển của Tập đoàn.

Tập đoàn đã xây dựng được cơ sở vật chất kỹ thuật hiện đại, đủ năng lực để tự thực hiện các dự án/công trình trọng điểm, chủ động hơn công tác triển khai đầu tư và kiểm soát tiến độ các dự án. Đồng thời, Tập đoàn đã xây

dựng được đội ngũ làm công tác dịch vụ có năng lực và trình độ chuyên môn cao, đủ khả năng vận hành và thực hiện các dự án/công trình có quy mô lớn, công nghệ cao mà trước đây phải thuê nhà thầu và chuyên gia nước ngoài thực hiện. Một số đơn vị có bước phát triển nhanh, đạt hiệu quả kinh doanh cao, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu bình quân ở mức cao: PTSC (23,3%), PV Drilling (20,9%), Petrosetco (19,3%), DMC (23%)...

Đặc biệt, việc mở rộng cung cấp dịch vụ dầu khí ra nước ngoài đã được một số đơn vị chủ động triển khai. Trong đó, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) triển khai kinh doanh dầu trên thị trường quốc tế, cung ứng xăng dầu tại Lào và Singapore; Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đẩy mạnh cung cấp tàu dịch vụ cho các nhà thầu dầu khí ở nước ngoài (Liên bang Nga, Ấn Độ, Nhật Bản, Malaysia, Indonesia, Myanmar,...); Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) triển khai dịch vụ khoan phục vụ cho các dự án tìm kiếm, thăm dò của PVEP tại Algeria, đạt danh hiệu “Nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất khu vực châu Á”... Tuy nhiên, tỷ trọng doanh thu từ hoạt động cung cấp dịch vụ dầu khí ra



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị tại Lễ đặt tên cho kho nổi, xử lý, chứa và xuất dầu (FPSO) "PTSC Lam Sơn". Ảnh: PTSC

nước ngoài có tăng so với các năm trước nhưng còn thấp hơn so với tiềm năng, chỉ đạt 13,7 nghìn tỷ đồng trong năm 2013 (chiếm 5,8% doanh thu dịch vụ toàn Tập đoàn).

Bên cạnh đó, một số đơn vị có mức tăng trưởng thấp hơn so với cùng kỳ, còn có sự chông chéo ở một số loại hình dịch vụ (vận hành FSO/FPSO, xây lắp các công trình trên bờ, trên biển...); khả năng cạnh tranh của một số đơn vị cung cấp dịch vụ chưa cao... Hệ thống định mức trong lĩnh vực dịch vụ còn thiếu, chưa đồng bộ, ảnh hưởng trực tiếp đến công tác đấu thầu cũng như quá trình thực hiện cung cấp dịch vụ.

Nâng cao chất lượng và năng lực cạnh tranh

Năm 2014, Tập đoàn phấn đấu tỷ trọng doanh thu dịch vụ đạt 25 - 30% tổng doanh thu của toàn Tập đoàn; trong đó phần đầu đạt giá trị sử dụng dịch vụ trong nội bộ Tập đoàn chiếm 55 - 65% tổng nhu cầu thuê dịch vụ toàn Tập đoàn (năm 2013 là 65%). Trên cơ sở đó, Tập đoàn tập trung chỉ đạo các đơn vị thực hiện nghiêm túc Đề án

tái cấu trúc của từng đơn vị giai đoạn 2012 - 2015, trong đó tập trung phát triển dịch vụ dầu khí phục vụ 5 lĩnh vực chính của Tập đoàn. Đặc biệt, tập trung giữ vững thị phần các dịch vụ truyền thống, chú trọng phát triển các sản phẩm dịch vụ chất lượng cao, có thể mạnh: dịch vụ khảo sát địa chấn, xử lý minh giải tài liệu, thiết kế, ứng dụng khoa học công nghệ, khoan, xây lắp công trình dầu khí, vận hành bảo dưỡng các công trình dầu khí, phương tiện nổi, kho, cảng, bến bãi, đào tạo nguồn nhân lực, thương mại dầu khí...

Theo ông Đoàn Đình Thái - Trưởng Ban Quản lý Đấu thầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, năm 2014, các dự án điện, chế biến dầu khí... tiếp tục được triển khai và bước vào giai đoạn chính nên nhu cầu cung cấp dịch vụ, hàng hóa cho các dự án này rất lớn. Luật Đấu thầu chính thức có hiệu lực từ ngày 1/7/2014 có nhiều điểm mới, ảnh hưởng đến khả năng tham gia và cung cấp dịch vụ của các đơn vị trong Tập đoàn, mức độ cạnh tranh ngày càng gay gắt. Ban Quản lý Đấu thầu đưa ra nhiều kiến nghị, đề xuất với

Giá trị doanh thu dịch vụ của các đơn vị trong Ngành trong giai đoạn 2011 - 2013. Nguồn: PVN

Chỉ tiêu	Năm 2011		Năm 2012		Năm 2013	
	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)
Tổng giá trị dịch vụ cung cấp	207,8	100,0	234,0	100,0	236,3	100,0
Cung cấp dịch vụ trong Ngành	85,4	41,1	88,0	37,6	103,3	43,7
Cung cấp dịch vụ ngoài Ngành	122,4	58,9	146,0	62,4	133,0	56,3
- Trong nước	112,9	54,3	134,3	57,4	119,3	50,5
- Nước ngoài	9,54	4,6	11,7	5,0	13,7	5,8

Chính phủ và các Bộ/Ngành, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị cung cấp dịch vụ. Trong đó, các đơn vị cần liên tục cải thiện chất lượng sản phẩm dịch vụ, hướng tới sản phẩm phải đáp ứng các tiêu chuẩn của khu vực và quốc tế; nâng cao tỷ trọng/hàm lượng tự thực hiện trong mỗi gói thầu là tiền đề vững chắc để phát triển thương hiệu, năng lực cạnh tranh, từng bước vươn ra thị trường thế giới...

Theo kế hoạch, Tập đoàn tập trung triển khai các giải pháp để phát triển lĩnh vực dịch vụ trong năm 2014. Trước mắt, Tập đoàn rà soát, điều chỉnh chủ trương phát triển lĩnh vực dịch vụ phù hợp với phương án tái cơ cấu đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, quy định mới của Luật Đấu thầu. Tập đoàn chỉ đạo người đại diện phần vốn của Tập đoàn tại các đơn vị sử dụng dịch vụ xây dựng quy chế về ưu tiên sử dụng dịch vụ trong Ngành trên cơ sở cạnh tranh, có ưu tiên tối đa sử dụng nguồn lực hiện có của Tập đoàn và các đơn vị phù hợp với các quy định của pháp luật hiện hành. Tập trung đầu tư cơ sở vật chất, thiết bị chuyên dụng, con người để nâng cao chất lượng, năng lực dịch vụ và khả năng cạnh tranh của các đơn vị. Đầu tư tái cấu trúc lại sản phẩm và công nghệ dịch vụ, cải tiến phương pháp quản lý, triệt để cắt giảm các chi phí không hợp lý, đào tạo phát triển nguồn nhân lực kỹ thuật cao... để đáp ứng đòi hỏi ngày càng cao về chất lượng dịch vụ. Đồng thời, Tập đoàn sẽ phê duyệt Chiến lược phát triển dịch vụ của các đơn vị trong Tập đoàn giai đoạn đến năm 2025, định hướng đến năm 2030. Trong đó, lưu ý đầu tư cơ sở vật chất, công nghệ để nâng cao năng lực cạnh tranh của các đơn vị dịch vụ; loại bỏ cạnh tranh nội bộ. Đặc biệt, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài, trước mắt tập trung thực hiện dịch vụ cho các dự án đầu tư của Tập đoàn ở nước ngoài...

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao những kết quả đạt được của các đơn vị dịch vụ, trong đó có 3 lĩnh vực thành công lớn là khoan; vận hành tàu chứa; địa vật lý, nghiên cứu khoa học. Để đảm bảo sự phát triển bền vững của Tập đoàn trong thời gian tới, Tổng giám



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

đốc đề nghị các đơn vị dịch vụ phải tập trung nâng cao chất lượng, năng lực cạnh tranh, nỗ lực đưa dịch vụ dầu khí ra nước ngoài. Đồng thời, Tổng giám đốc đề nghị cần tăng cường công tác quản trị doanh nghiệp, xác định chương trình hành động cụ thể để chủ động trong phát triển, tránh bị động.

Kết luận Hội nghị, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng, các đơn vị sử dụng, cung cấp dịch vụ cần phải chủ động tăng cường hợp tác; tiếp tục ưu tiên sử dụng tối đa các dịch vụ trong Ngành trên cơ sở chất lượng và giá cả hợp lý; triển khai công tác tái cấu trúc, loại bỏ cạnh tranh nội bộ, hạn chế chống chéo về chức năng; cụ thể tiêu chí đấu thầu để đảm bảo các đơn vị tham gia bình đẳng; tập trung chuyên môn hóa sâu hơn, tiếp tục đi ra nước ngoài. "Về phía các đơn vị cung cấp dịch vụ, không còn con đường nào khác ngoài việc tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh, bao gồm: chất lượng, tiến độ, giá cả... Năng lực cạnh tranh tự mỗi đơn vị phải xây dựng, sẵn sàng cạnh tranh trong bối cảnh mới và đặc biệt là xây dựng lòng tin, có thể mới bền vững, duy trì và phát triển được" - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn nhấn mạnh.

Việt Hà

Tuổi trẻ Dầu khí

PHÁT HUY TINH THẦN XUNG KÍCH, SÁNG TẠO

Trong “Năm thanh niên tình nguyện 2014”, Tuổi trẻ Dầu khí tập trung triển khai nhiệm vụ trọng tâm, trọng điểm, trong đó giữ vững vai trò tiên phong trong phát huy các sáng kiến, sáng tạo, tiết kiệm và đẩy mạnh sản xuất; đẩy mạnh học tập, rèn luyện nâng cao kiến thức và kỹ năng, kinh nghiệm, làm chủ công nghệ hiện đại...



Đoàn Thanh niên Tập đoàn tiếp tục thể hiện vai trò xung kích trên các công trình dầu khí. Ảnh: CTV

Đẩy mạnh phong trào sáng tạo trẻ

Ngày 22/3/2014, tại Hà Nội, Đoàn Thanh niên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã kỷ niệm 83 năm Ngày thành lập Đoàn TNCS Hồ Chí Minh (26/3/1931 - 26/3/2014); trao tặng Kỷ niệm chương “Vì thế hệ trẻ” và tuyên dương cán bộ đoàn, đoàn viên dầu khí xuất sắc năm 2013; sơ kết 3 năm thực hiện Chỉ thị số 03-CT/TW của Bộ Chính trị về tiếp tục đẩy mạnh việc học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh.

Trong thời gian qua, Đoàn Thanh niên Tập đoàn đã bám sát nhiệm vụ chính trị của Tập đoàn, thực hiện tốt công tác giáo dục chính trị, tư tưởng cho đoàn viên, triển khai chương trình công tác đạt hiệu quả thiết thực, động viên tinh thần xung kích, sáng tạo của tuổi trẻ Dầu khí. Với phương châm “Mỗi đoàn viên thanh niên một ý tưởng sáng tạo, mỗi chi đoàn là một hộp thư sáng kiến, mỗi cơ sở Đoàn là một vườn ươm sáng tạo”, trong giai đoạn 2011 - 2013, Đoàn Thanh niên Tập đoàn đã thực hiện 631 công trình, phần việc, ý tưởng thanh niên, trong đó có 8 công trình được công nhận cấp Trung ương và tuyên dương toàn quốc, 37 công trình cấp Khối Doanh nghiệp Trung ương. Đoàn Thanh niên Tập đoàn là đơn vị duy nhất trong toàn quốc có 2/10 công trình thanh niên tiêu biểu toàn quốc nhiệm kỳ 2012 - 2017, đó là: Cụm công trình thanh

niên Khí - Điện - Đạm Cà Mau và Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 2; Hệ thống năng lượng sạch và chiếu sáng quần đảo Trường Sa và nhà giàn DK.

Bên cạnh đó, công trình “Chế tạo, lắp đặt hệ thống Gaslift BK1 - giàn 7” của Đoàn Thanh niên Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) là 1 trong 10 công trình tiêu biểu toàn quốc năm 2011; công trình thanh niên “Thiết kế chi tiết hệ thống công nghệ và kết cấu khối thượng tầng của giàn nhẹ BK16 bằng phần mềm Smart Marine (SM3D) của Đoàn Thanh niên Vietsovpetro được Trung ương Đoàn trao giải “Đề tài, sáng kiến, sản phẩm sáng tạo tiêu biểu toàn quốc năm 2012”.

Trong năm 2013, Đoàn Thanh niên Tập đoàn có 2 đề tài được tuyên dương tại Festival sáng tạo trẻ toàn quốc lần thứ 6 (đề tài “Mở rộng CTU tăng giới hạn khoan thăm dò giàn Tam Đảo - 02” của tác giả Lương Xuân Mạnh - Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro và đề tài “Cải tiến biện pháp thi công hai khối bê tông chắn sóng số 1 và số 2 tại hạng mục cửa nhận nước làm mát Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 bằng cách sử dụng hệ thống ván khuôn định hình chế tạo sẵn” của tác giả Vũ Minh Khang, Nguyễn Anh Khôi - Công ty CP Thi công cơ giới và Lắp máy Dầu khí, Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam) và 1 công trình thanh niên cấp Trung ương Đoàn...

Phát biểu tại Lễ kỷ niệm, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao những nỗ lực của đoàn viên thanh niên Dầu khí, đặc biệt là những sáng kiến, sáng tạo để làm việc hiệu quả, làm chủ công nghệ hiện đại; tổ chức nhiều diễn đàn nhằm tham gia giải quyết các vấn đề cụ thể. Đoàn Thanh niên cũng là lực lượng nòng cốt, chủ lực trong việc thực hiện các nhiệm vụ chuyên môn và có nhiều thành tích học tập, làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh. Lãnh đạo Tập đoàn yêu cầu đoàn viên, thanh niên trong toàn Ngành cần tiếp tục học tập Bác Hồ từ những hành động cụ thể như: việc học tập thường xuyên, tính tiết kiệm, tính tổ chức công việc khoa học và nâng cao tinh thần giữ vững chủ quyền để phát triển sản xuất, kinh doanh.

Theo chương trình công tác năm 2014, Đoàn Thanh niên Tập đoàn triển khai nhiệm vụ trọng tâm, trọng điểm và các phong trào hành động hưởng ứng “Năm thanh niên tình nguyện”. Đồng thời, đổi mới và nâng cao hiệu quả công tác tuyên truyền, giáo dục chính trị, tư tưởng, truyền thống, lịch sử của Ngành Dầu khí Việt Nam; gắn nội dung hoạt động của Đoàn với “Chương trình rèn luyện đoàn viên trong thời kỳ mới” và thực hiện Văn hóa doanh nghiệp Petrovietnam.

Đặc biệt, Đoàn Thanh niên Tập đoàn tiếp tục thực hiện phong trào “Xung kích, đồng hành”, “Sáng tạo trẻ”; thi đua đăng ký đảm nhận thực hiện công trình, phần việc thanh niên, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất. Tuổi trẻ Dầu khí sẵn sàng đảm nhận những việc khó, việc mới trên các công trình, dự án trọng điểm về dầu khí, thực hiện tốt phong trào “Xung kích tình nguyện phát triển kinh tế - xã hội và bảo vệ Tổ quốc” và “Đồng hành với thanh niên lập thân, lập nghiệp” gắn với mục tiêu vì sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam; tăng cường và nhân rộng các hoạt động an sinh xã hội, các hoạt động tình nguyện vì cuộc sống cộng đồng.

Phát triển, khai thác các mỏ nhỏ, cận biên

Trước đó, ngày 15/3/2014, tại Tp. Vũng Tàu, Đoàn Thanh niên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Diễn đàn “Thanh niên với công tác phát triển, khai thác các mỏ nhỏ, cận biên”. Thông qua Diễn đàn, đoàn viên thanh niên các đơn vị có điều kiện học hỏi, trao đổi kinh nghiệm trong lĩnh vực khai thác dầu khí; phát huy tính sáng tạo của tuổi trẻ trong công tác phát triển, khai thác các mỏ nhỏ, cận biên; từ đó nâng cao ý thức trách nhiệm đối với hoạt động sáng kiến sáng chế của đơn vị.



ThS. Lê Ngọc Sơn - Trưởng Ban Khai thác Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá tổng kết Diễn đàn. Ảnh: Ngọc Linh

Tại diễn đàn, các đại biểu đã nghe và thảo luận các nội dung: “Phát triển mỏ nhỏ/cận biên tại Việt Nam” (Ban Khai thác Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam); “Hiện trạng công tác phát triển các mỏ nhỏ, cận biên ở Việt Nam và các bài học kinh nghiệm” (Đoàn Thanh niên Viện Dầu khí Việt Nam); “Đánh giá hiệu quả khai thác, xây dựng các công trình biển giai đoạn 2008 - 2013” (Đoàn Thanh niên Vietsovpetro); “Giải pháp kỹ thuật cho công tác làm sạch giếng mỏ Mộc Tinh” (Chi đoàn Bien Dong POC); “Các giải pháp trong công tác thiết kế, lựa chọn nguyên lý xây dựng phương án phát triển các mỏ dầu khí trữ lượng nhỏ” (Đoàn Thanh niên PTSC)...

Tại Diễn đàn, TS. Nguyễn Hữu Trung - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam; nguyên Phó Tổng giám đốc Vietsovpetro Trần Văn Hồi đã chia sẻ kinh nghiệm và giải đáp thắc mắc của các đoàn viên thanh niên, đặc biệt là các giải pháp công nghệ, kỹ thuật... để đảm bảo hiệu quả kinh tế khi phát triển, khai thác các mỏ nhỏ, cận biên.

Tổng kết Diễn đàn, Trưởng Ban Khai thác Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ThS. Lê Ngọc Sơn cho rằng để đưa các mỏ nhỏ, cận biên vào phát triển, khai thác thương mại cần có giải pháp mang tính tổng thể, từ việc xem xét đề xuất cơ chế chính sách phù hợp cho các mỏ nhỏ/cận biên đến việc nghiên cứu áp dụng các giải pháp khoa học công nghệ mới, tiên tiến để giảm thiểu chi phí đầu tư và vận hành. Tuổi trẻ Dầu khí cần phát huy tinh thần tiên phong, sáng tạo, không ngừng học hỏi, nghiên cứu tìm ra những cách làm tốt hơn, nhằm tối ưu quy trình phát triển mỏ, tối ưu phương án thiết bị khai thác, tối ưu chi phí khoan và hoàn thiện giếng, tối ưu chi phí vận hành, đề xuất mô hình hợp đồng phù hợp để khuyến khích các nhà đầu tư trong và ngoài nước tham gia phát triển mỏ nhỏ, cận biên...

Hà Linh

MỘT SỐ NHẬN ĐỊNH VỀ KHẢ NĂNG HÌNH THÀNH BẦY CHỨA DẦU KHÍ DẠNG ĐỊA TẦNG TUỔI MIOCEN MUỘN - PLIOCEN KHU VỰC TRUNG TÂM BỂ NAM CÔN SƠN

ThS. Phạm Thanh Liêm¹, PGS. TS. Lê Hải An², ThS. Phan Giang Long¹

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Các bẫy chứa dầu khí dạng địa tầng là đối tượng nghiên cứu mới ở Việt Nam. Để có thể khẳng định sự tồn tại của các thân chứa dầu khí dạng bẫy địa tầng nói chung và bẫy địa tầng tuổi Miocen muộn - Pliocen ở bể Nam Côn Sơn nói riêng cần phải nghiên cứu các tài liệu về kiến tạo khu vực ảnh hưởng đến việc hình thành và phát triển trầm tích; tương tác và môi trường trầm tích và quy luật hình thành các quạt turbidite môi trường biển sâu ở khu vực.

Bài báo phân tích đặc điểm thành tạo bẫy địa tầng môi trường biển sâu tuổi Miocen muộn - Pliocen khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn, bao gồm các yếu tố: kiến tạo, môi trường trầm tích, sự lên xuống của mực nước biển. Đồng thời, nhóm tác giả giới thiệu một số kết quả nghiên cứu trên cơ sở tổng hợp các tài liệu địa chất, địa vật lý và khoan tại khu vực này, quan điểm của các nhà khoa học trong và ngoài nước nhận định về đặc điểm thành tạo đối tượng turbidite nói chung và khả năng hình thành bẫy địa tầng tuổi Miocen muộn - Pliocen khu vực trung tâm bể trầm tích Nam Côn Sơn nói riêng.

Từ khóa: Bẫy chứa, turbidite, trung tâm bể Nam Côn Sơn.

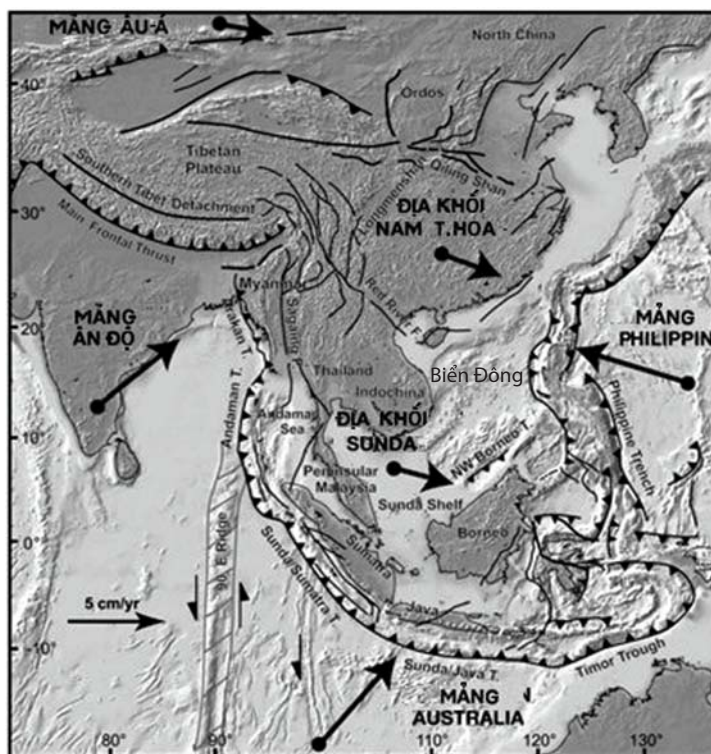
1. Đặc điểm kiến tạo

Những yếu tố kiến tạo chính ảnh hưởng đến quá trình thành tạo các dạng bẫy địa tầng ở bể Nam Côn Sơn đã được TS. Hoàng Ngọc Đăng đề cập trong “Địa chất và Tài nguyên Dầu khí” [11] và nhiều văn liệu, công trình nghiên cứu về quy luật hình thành và phát triển các bể trầm tích ở Việt Nam (Hình 1) [2]. Đó là ảnh hưởng của tách giãn Biển Đông theo hướng Tây Nam, hướng về phía bể Nam Côn Sơn vào giai đoạn Miocen sớm; hiện tượng hút chìm và tách giãn Biển Đông ngừng hoạt động vào Miocen giữa (khoảng 15 triệu năm); vận động bên trong lớp quyển mềm của vỏ trái đất (upwelling of asthenosphere) gây ra hiện tượng nâng lên (uplift) và bào mòn toàn khu vực (sub-aerial erosion) tạo ra mặt bất chỉnh hợp khu vực vào giai đoạn giữa của Miocen giữa.

Sau pha tách giãn thứ hai vào thời kỳ cuối Miocen giữa đã hình thành mặt bất chỉnh hợp, hoạt động kiến tạo toàn khu vực khá ổn định, biển tiến và ngập lụt chiếm ưu thế trên toàn bể mặc dù chế độ kiến tạo vẫn mang tính chất oằn võng và lún chìm nhiệt. Hầu hết các đứt gãy đều kết thúc hoạt động vào giai đoạn cuối Miocen, ranh giới giữa các trũng gần như đồng nhất trên toàn khu vực.

2. Đặc điểm trầm tích

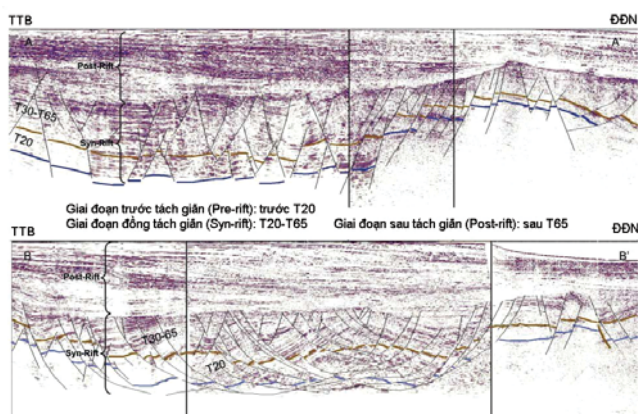
Do ảnh hưởng của biển tiến diễn ra khá nhanh, ở khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn, độ sâu đáy biển tăng cao, nguồn vật liệu trầm tích được chuyển đến từ phía Tây của



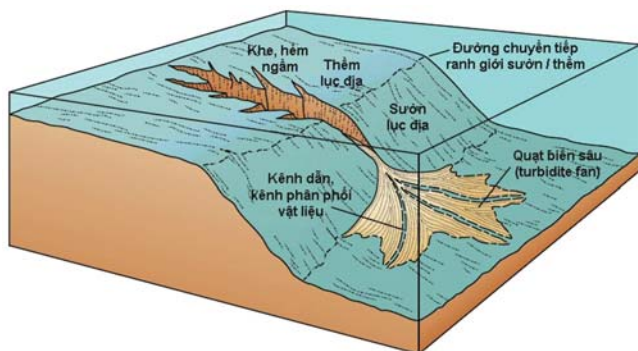
Hình 1. Các yếu tố kiến tạo khu vực Đông Nam Á ảnh hưởng đến quá trình hình thành bể trầm tích Nam Côn Sơn [4]

bể, mặt địa hình đáy biển thay đổi đột ngột, tốc độ lắng đọng trầm tích cao, các thành tạo trầm tích môi trường biển sâu đã được hình thành và bảo tồn do không còn ảnh hưởng của kiến tạo.

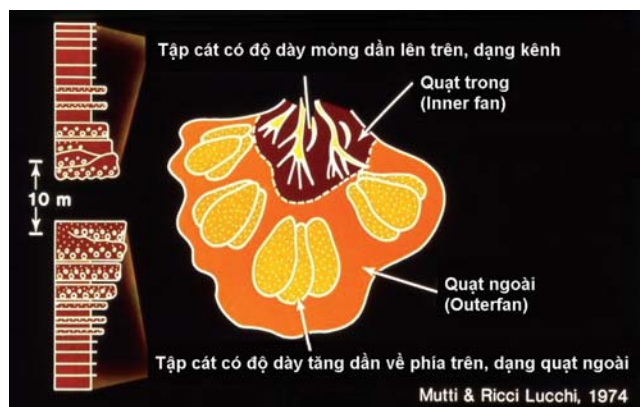
Quá trình bào mòn, vận chuyển và tích tụ trầm tích trong môi trường nước sâu sau thời kỳ hình thành bất chỉnh hợp Miocen giữa ở bể Nam Côn Sơn được khống chế chủ yếu bởi các dòng chảy do trọng lực tạo nên các quá trình có cùng nguồn gốc như sụp đổ, trượt các khối trầm tích bùn, bột... liên quan đến các sườn dốc (shelf-slope) và dòng chảy rối (turbidite).



Hình 2. Các giai đoạn hình thành và phát triển trầm tích bể Nam Côn Sơn - trước tách giãn (pre-rift), đồng tách giãn (syn-rift) và sau tách giãn (post-rift) [11]



Hình 3. Mô hình thành tạo turbidite [1]



Hình 4. Đặc trưng bề dày turbidite phân bố theo khu vực trầm tích [5]

Theo nhiều nghiên cứu, tướng turbidite được hình thành ở vùng biển rìa với các dòng chảy có mật độ cao. Đặc điểm của dòng chảy turbidite là các vật liệu dưới tác động của các dòng xoáy/xoáy có thể dịch chuyển với một khoảng cách rất xa trên một sườn dốc thoải, thường kể áp (onlap) lên sườn hoặc các khối nâng bên địa hình bên dưới, không liên tục và chồm lên các tập trầm tích bên dưới, có kích thước đa dạng. Sự hình thành và các đặc trưng của trầm tích biển sâu phản ánh sự tương tác phức tạp giữa các yếu tố bên trong và bên ngoài, bao gồm sự lên xuống của mực nước biển, các quá trình kiến tạo ở vùng biển rìa, tốc độ, loại và bản chất của nguồn trầm tích được cung cấp.

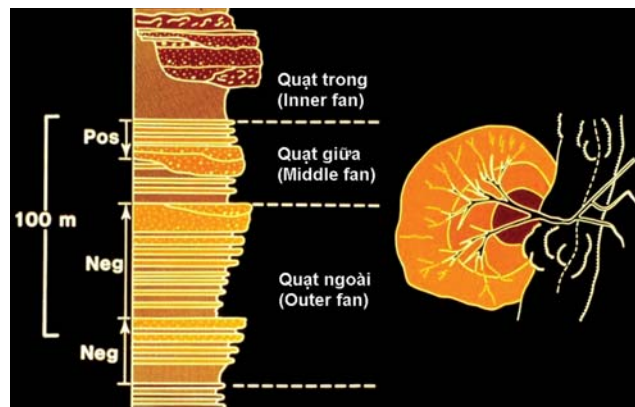
2.1. Địa tầng trầm tích và môi trường

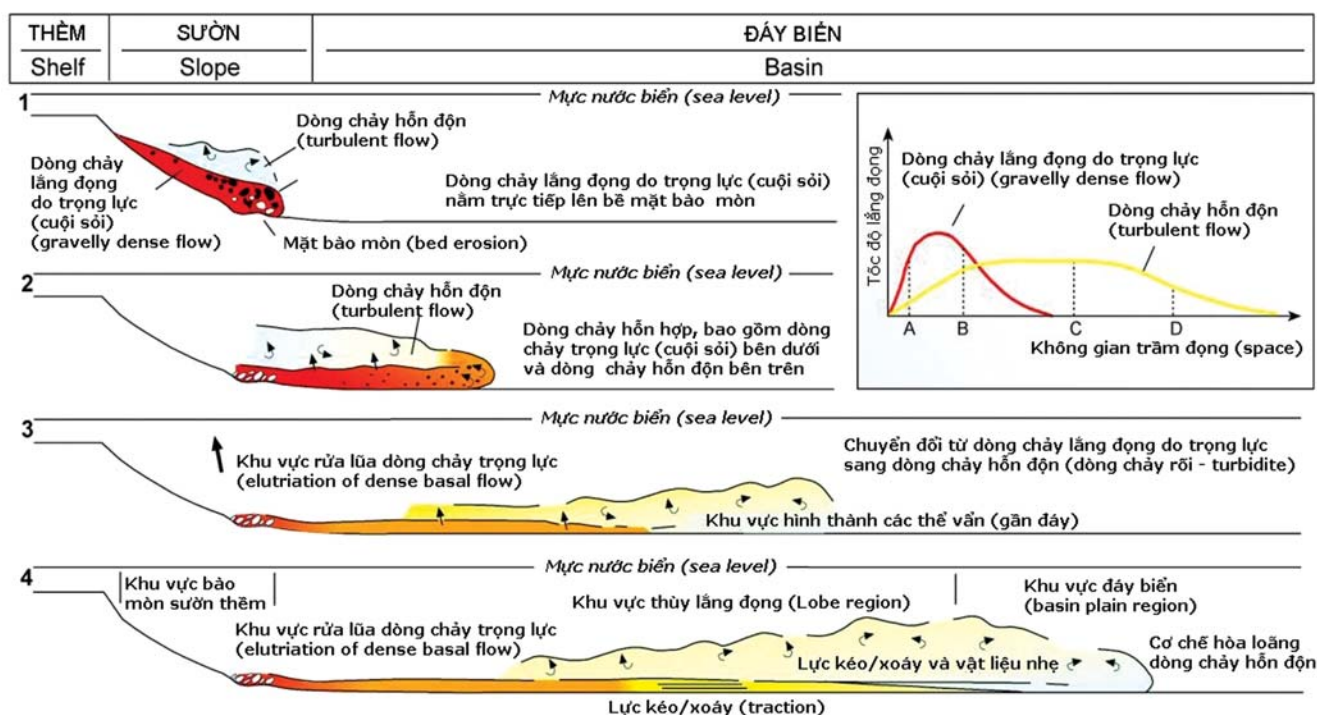
Theo tài liệu mô tả địa tầng trầm tích, các thành tạo turbidite thuộc hệ tầng Nam Côn Sơn (N_1^3 ncs) phân bố ở khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn, thành phần là cát, có độ lựa chọn và mài tròn từ trung bình đến tốt, chứa hóa thạch động vật biển và glauconite. Theo đặc điểm trầm tích và cổ sinh, hệ tầng Nam Côn Sơn nói chung được hình thành trong môi trường biển sâu thuộc đới trong của thềm ở khu vực phía Tây và thuộc đới giữa - ngoài thềm ở khu vực phía Đông.

Quá trình hình thành các thành tạo turbidite môi trường biển sâu cho thấy bề dày phân bố các tập cát turbidite có đặc trưng khác nhau đối với từng khu vực (quạt trong và quạt ngoài) (Hình 4) [5].

2.2. Dòng chảy

Các dòng chảy không ổn định, mật độ cao với hiệu quả vận chuyển kém dẫn đến khuynh hướng gia tăng các tích tụ cát gần với vùng biển rìa hơn. Các dòng chảy turbidite thường có các tích tụ cát có độ hạt đều nhau; có nguồn gốc từ cát bờ biển hoặc tái sàng lọc từ các tàn





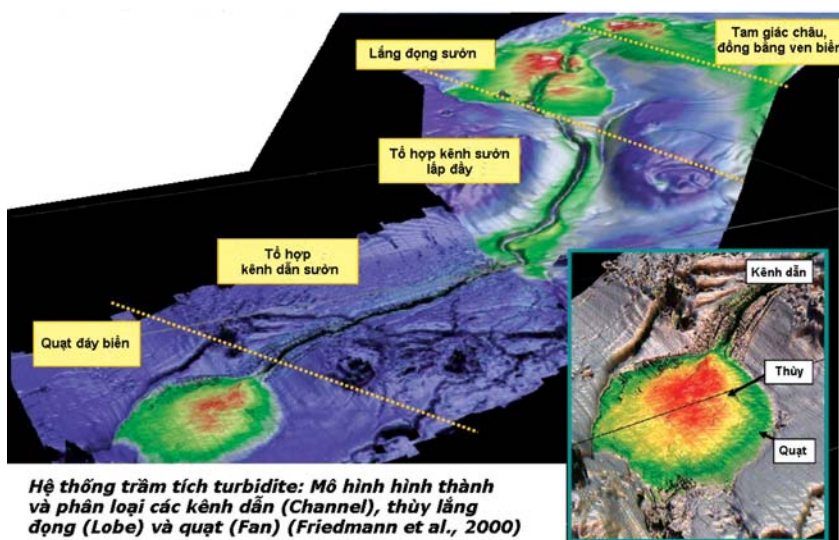
Hình 5. Ảnh hưởng của dòng chảy đến sự hình thành turbidite [5]

tích rìa thêm và được tích tụ ngay ở chân sườn dốc (slope). Sự thiếu hụt các vật liệu hạt mịn dẫn đến giảm mật độ chất lỏng, giảm độ nổi của chất lỏng, giảm độ cuộn xoắn của các dòng turbidite do vậy cát không thể vận chuyển xa được. Cơ chế hình thành turbidite do ảnh hưởng của dòng chảy và nguồn vật liệu được thể hiện trên Hình 5.

Để xem xét cơ chế ảnh hưởng của dòng chảy biển trong việc vận chuyển và tái phân bố các trầm tích biển sâu trong giai đoạn Miocen muộn - Pliocen ở bể Nam Côn Sơn cần phân tích chi tiết về điều kiện cổ địa lý môi trường nhằm khôi phục lại địa hình sườn thêm trong giai đoạn này và các yếu tố ảnh hưởng đến dòng chảy cổ.

2.3. Nguồn trầm tích

Các turbidite biển sâu có thể phân thành các thành phần nhỏ hơn trên cơ sở thể tích, kích thước độ hạt, bản chất của vùng nguồn cung cấp trầm tích. Nghiên cứu nguồn trầm tích có thể cho biết thể tích và đặc trưng tương bên trong của các quạt đáy biển sâu, trong khi bản chất của nguồn cung cấp trầm tích cho biết hình dạng tổng thể và sự phân bố của quạt. Kích thước độ



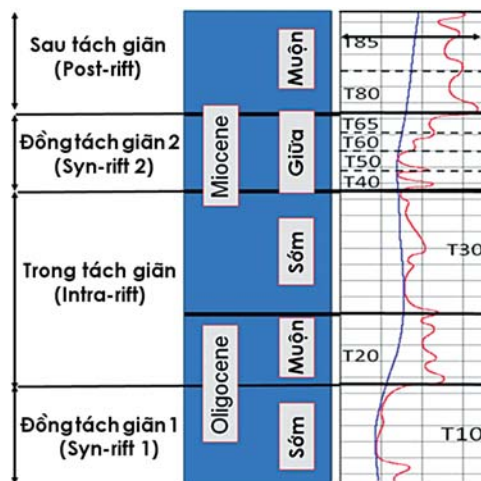
Hình 6. Mô phỏng hệ thống trầm tích biển sâu turbidite [3, 6]

hạt phản ánh thành phần trầm tích vùng nguồn và quá trình trầm tích - hiệu quả của vận chuyển, dạng phân lớp trầm tích và sự phân bố các tướng hạt thô và mịn bên trong quạt.

Thực tế cho thấy, những kênh lắng đọng được hình thành sẽ phát triển thành các thùy lắng đọng (lobe) khi độ dốc của địa hình giảm, dẫn đến tốc độ dòng chảy giảm và/hoặc sự thay đổi hướng của dòng chảy (mức độ uốn lượn của dòng chảy) giảm. Vật liệu trầm tích được lấp đầy các kênh/thùy tiếp tục chảy tràn và hình thành các kênh lắng đọng mới ở phần sườn/thêm sâu hơn. Trong khi các

thân cát được lắng đọng tại các khu vực thấp (là các thân chứa) thì xung quanh và phía trên hình thành các tập sét chắn (Hình 6).

Như phân tích ở trên, quá trình bào mòn, vận chuyển và tích tụ trầm tích trong môi trường nước sâu vào thời kỳ sau Miocen giữa ở bể Nam Côn Sơn được khống chế chủ yếu bởi các dòng chảy do trọng lực tạo nên các quá trình có cùng nguồn gốc như sụp đổ, trượt các khối trầm tích bùn, bột... Vật liệu trầm tích được đưa đến từ môi trường lục địa chuyển tiếp sang biển nông (phần Tây - Tây Nam), thành phần cát có độ hạt đều nhau và thường có nguồn gốc từ cát bờ biển hoặc tái sàng lọc từ các tàn tích rìa thềm, tích tụ ngay ở chân sườn dốc. Tuy nhiên, việc khẳng định kích thước của quạt cũng như thành phần độ hạt mới chỉ dựa trên định dạng của địa chấn (minh giải thuộc tính), cần phải được tiếp tục nghiên cứu trên cơ sở các tài liệu khoan và phân tích mẫu.

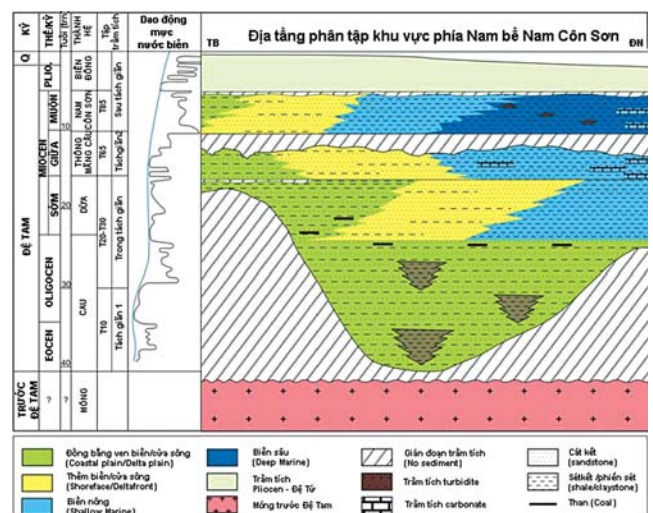
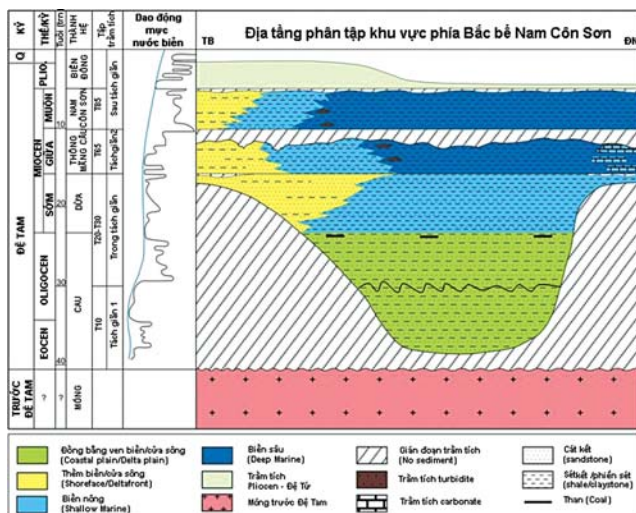


Hình 7. Biểu đồ lên xuống của mực nước biển khu vực bể Nam Côn Sơn [9]

3. Sự lên xuống của mực nước biển

Cột địa tầng tổng hợp của bể Nam Côn Sơn đã chứng tỏ sự lên xuống của mực nước biển tương đối có ảnh hưởng đến quá trình hình thành và phát triển của quạt trầm tích đáy biển sâu. Nhiều ví dụ trên thế giới (quạt Indus, quạt vịnh Bengal, quạt Missisipi và Amazon) cho thấy lượng trầm tích clastics lục địa giảm đột ngột khi mực nước biển dâng lên trong thời kỳ Holocen. Phần lớn các tầng chứa dầu khí trong hệ thống quạt minh giải đều có liên quan đến sự hạ thấp của mực nước biển tương đối, mực nước biển hạ thấp có ảnh hưởng sâu sắc tới khả năng bào mòn của vùng lục địa, biển rìa và các hệ thống trầm tích biển sâu. Quạt lowstand hoặc quạt ngấm đáy biển được cho là một hệ thống có tỷ lệ cát/sét lớn và được hình thành trong thời kỳ các hệ thống sông đã được trẻ hóa, có sức chuyên chở lớn, tăng độ dốc có liên quan đến thời kỳ biển thoái. Trong giai đoạn này, các trầm tích vùng thềm biển chủ yếu là vùng vật liệu được chuyên chở qua và vùng cung cấp vật liệu cát hạt thô dẫn ra thềm bên ngoài. Sự dịch chuyển dẫn ra phía biển liên quan tới quá trình hạ thấp mực nước biển tương đối (nhận biết bởi các onlap giạt lùi dần về phía biển trên tài liệu địa chấn), có sự thay đổi dạng bồi tụ các phân tập (parasequence) vùng thềm và vùng đường bờ và sự thay đổi đột ngột từ bùn kết biển sâu sang cát sạch trên các đường cong địa vật lý giếng khoan.

Nghiên cứu chung giữa công ty Talisman và Trung tâm nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí [9] phản ánh dao động của mực nước biển thời kỳ Oligocen - Miocen và ảnh hưởng của mực nước biển đến việc hình thành các tập trầm tích tuổi Oligocen - Miocen nói chung các thành tạo turbidite biển sâu tuổi Miocen muộn - Pliocen (giai đoạn cuối của thời kỳ đồng tách giãn 2 đến sau tách giãn) khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn nói riêng (Hình 7).



Hình 8. Biểu đồ lên xuống mực nước biển khu vực phía Bắc và phía Nam [9]

Trên cơ sở phân tích tài liệu địa hóa, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã xây dựng mô hình thành tạo các tập trầm tích ở bể Nam Côn Sơn theo mức độ lên xuống của mực nước biển và đặc điểm môi trường thành tạo của các giai đoạn trầm tích (Hình 8) [9].

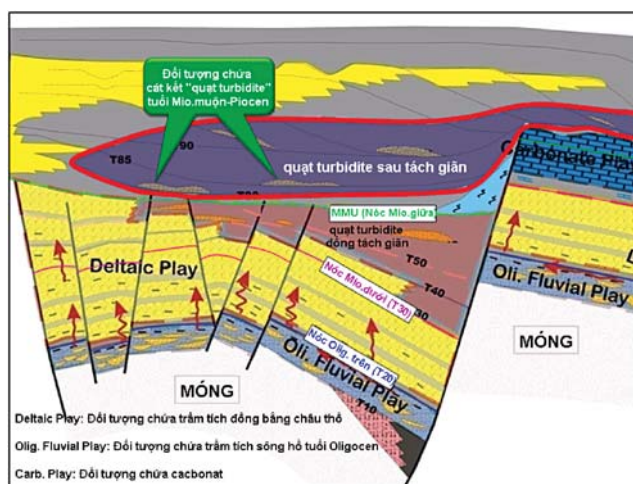
Mô phỏng các tầng chứa dầu khí của bể Nam Côn Sơn được VPI tổng hợp (Hình 9), trong đó đối tượng trầm tích dạng quạt turbidite tuổi Miocen muộn - Pliocen được thành tạo sau cùng, vào giai đoạn bình ổn kiến tạo của bể.

Thông qua việc phân tích tổ hợp một (và nhiều) thuộc tính địa chấn kết hợp với phân tích phổ SpecDecomp và tài liệu phân tích địa vật lý giếng khoan, sử dụng lý thuyết mạng neural nhân tạo (Artificial Neural Network - ANN), nhóm tác giả đã xây dựng mô hình nghiên cứu, dự báo khả năng tồn tại bẫy chứa dầu khí dạng địa tầng tuổi Miocen muộn - Pliocen. Thực tế đã được kiểm chứng qua kết quả phân tích tài liệu địa chấn 3D đã được xử lý dịch chuyển trước cộng theo miền thời gian (Prestack time migration - PSTM) Lô 04-1, bể Nam Côn Sơn (Hình 10).

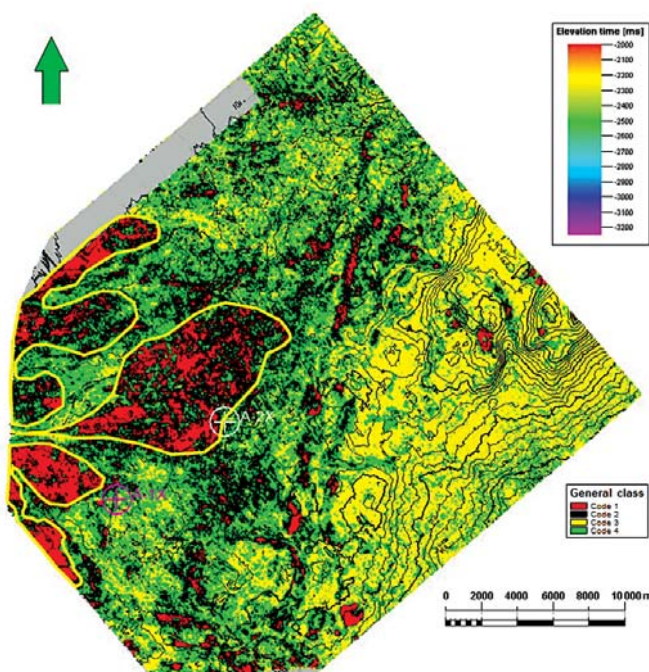
4. Kết luận

Từ kết quả phân tích tài liệu địa chấn 3D đã được xử lý dịch chuyển trước cộng theo miền thời gian Lô 04-1 bể Nam Côn Sơn, nhóm tác giả có một số nhận định về đặc điểm thành tạo bẫy chứa dạng địa tầng tuổi Miocen muộn - Pliocen như sau:

- Trầm tích dạng quạt turbidite tuổi Miocen muộn - Pliocen được thành tạo trong môi trường biển sâu, khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn, nằm ở rìa thềm, đặc biệt ở khu vực chuyển tiếp giữa thềm trong và thềm ngoài là nơi địa hình đáy biển có sự thay đổi đột ngột. Nguồn vật liệu được vận chuyển từ phía lục địa (phía Tây) đổ xuống, gặp dạng địa hình thay đổi đột ngột về độ sâu, hình thành các trầm tích dạng dòng bùn rối (quạt turbidite).
- Hoạt động kiến tạo toàn khu vực vào thời kỳ này khá ổn định, biến tiến và ngập lụt chiếm ưu thế trên diện tích toàn bể. Chế độ kiến tạo mang tính oằn võng và lún chìm nhiệt, không ảnh hưởng đến việc hình thành và khả năng bảo tồn các quạt turbidite.
- Sự lên xuống của mực nước biển toàn cầu ở khu vực Đông Nam Á nói chung và bể Nam Côn Sơn nói riêng trong thời kỳ Đệ tam thay đổi không nhiều nên không gây ảnh hưởng lớn đến các thành tạo bẫy địa tầng ở bể.
- Môi trường trầm tích biển sâu (turbidite) được thiết lập trên cơ sở các kết quả phân tích định lượng từ tài liệu địa vật lý giếng khoan; các quạt ngấm đáy biển (basin floor fan) có dạng dòng chảy rối (quạt turbidite) bao gồm



Hình 9. Mô phỏng trầm tích turbidite bể Nam Côn Sơn [7, 8, 10, 12]



Hình 10. Kết quả phân tích thuộc tính địa chấn đặc biệt, sử dụng lý thuyết mạng ANN (mặt nón Miocen trên) khu vực Lô 04-1

quạt trong (inner fan) và quạt ngoài (outer fan) phân bố ở khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn, được hình thành ở vùng bản lề chân sườn thềm.

- Các thân chứa turbidite (quạt turbidite) thành phần hạt thô (cát kết) nằm ngay chân sườn thềm thuộc đới chuyển tiếp, dạng quạt trong với thành phần cát có độ lựa chọn và mài tròn từ trung bình đến tốt, bề dày tập chứa từ một vài chục cm đến vài m (phản ánh qua tài liệu phân tích địa vật lý giếng khoan).

- Để có thể khoanh định các thân chứa turbidite trong phạm vi khu vực nghiên cứu, cần phân tích tổ hợp một (và nhiều) thuộc tính địa chấn kết hợp với phân tích

phổ SpecDecomp và tài liệu phân tích địa vật lý giếng khoan, sử dụng lý thuyết mạng neural nhân tạo (ANN).

Tài liệu tham khảo

1. Maria C.Baker, Brian J.Bett, David S.M.Billett, Alex D.Rogers. *The status of natural resources on the high seas - Part 1: An environmental perspective*. Published by WWF - World Wide Fund for Nature and IUCN (International Union for the Conservation of Nature). Switzerland. 2001.
2. Hoàng Ngọc Đăng, Lê Văn Cự. *Cenozoic sedimentary basins in Vietnam: Evolutionary mechanism and their types*. Hội nghị Khoa học - Công nghệ lần thứ 9, Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 10/2005.
3. Pablo N. Eisner, Mo Etemadi, Laszlo Benkovics, Luis Anzulovich, Dewi Jones, Jean Gerard. *The relationship between deepwater deposition and an active accretionary Wedge, ultra deepwater trinidad*. Adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention, San Antonio, Texas. 20 - 23 April 2008.
4. Ian M.Longley. *The tectonostratigraphic evolution of SE Asia*. Petroleum Geology of Southeast Asia, Geology Society Special publication. 1997; 126: p. 311 - 339.
5. Emiliano Mutti. *Turbidites*. Adapted from special lecture at AAPG International Conference and Exhibition, Italy. 23 - 26 October 2011.
6. Roger M.Slatt. *Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists and engineers*. Handbook of Petroleum Exploration and Production. University of Oklahoma, USA. 2006; 6: p. 343 - 396.
7. Bien Dong POC. *Block 05-3: Mỏ Tinh-2X geological wells*. 2012.
8. Petrovietnam, Talisman, PVEP. *Overview of Block 05-2/10 exploration potential*. 2010.
9. Talisman - EPC/VPI. *Final report, joint study of stratigraphy and tectonic development of Nam Con Son and Vung May basins*. 2012.
10. TNK-BP. *Blocks 06-1: Phong Lan Dai technical workshop*. 2012.
11. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005.
12. Viện Dầu khí Việt Nam. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Nam Côn Sơn*. Đề tài nhánh của Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" (thuộc "Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020"). 2012.

Some comments on the possibility of Late Miocene - Pliocene stratigraphic traps in the centre of Nam Con Son basin

Pham Thanh Liem¹, Le Hai An², Phan Giang Long¹

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Hanoi University of Mining and Geology

Summary

Stratigraphic traps are a new exploration target in Vietnam. To comment upon the possible existence of stratigraphic traps in the Nam Con Son basin and, in particular, of a Late Miocene - Pliocene stratigraphic trap in the centre of the Nam Con Son basin, requires research on: (i) the regional tectonics which affected the existence and development of deposits; (ii) the sedimentary facies and sedimentary environments; and (iii) the process of formation of turbidite fans in the deep-sea environment in the region.

The deep-sea sediments of the Late Miocene - Pliocene age in the Nam Con Son basin constitute one of the hydrocarbon plays that are being studied by geo-scientists and international companies active in the oil and gas domain. Here, the present authors wish to introduce a case study which is summarised on the basis of geological, geophysical and drilling data from the center of the Nam Con Son basin, the views of domestic and foreign geo-scientists of the characteristics of turbidites and the ability of deep-sea sediments to exist as turbidites of the Late Miocene - Pliocene age in the centre of the Nam Con Son basin.

Key words: Traps, turbidite, centre of Nam Con Son basin.

ĐẶC ĐIỂM THẠCH HỌC TRẦM TÍCH VÀ KHẢ NĂNG CHỨA CỦA CÁC THÀNH TẠO ĐỊA CHẤT TUỔI PALEOZOI - MESOZOI KHU VỰC TRƯNG AN CHÂU, ĐÔNG BẮC VIỆT NAM

ThS. Hoàng Anh Tuấn¹, ThS. Nguyễn Hữu Nam², ThS. Ngô Kiều Oanh¹
KS. Hoàng Hữu Hiệp², TS. Bùi Việt Dũng¹, KS. Nguyễn Mạnh Linh¹
KS. Ngô Xuân Vinh³

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty Dầu khí Sông Hồng (PVEP Sông Hồng)

³Hội Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Kết quả nghiên cứu trầm Mesozoi An Châu cho thấy trong khu vực tồn tại các thành tạo địa chất tuổi Paleozoi - Mesozoi bao gồm: đá trầm tích hạt vụn, đá carbonate và đá phun trào. Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu tổng hợp về đặc điểm thạch học trên 52 mẫu vụn khoan và mẫu đào hào thu thập được trong quá trình khảo sát địa chất, với các chỉ tiêu phân tích chi tiết về thạch học lát mỏng (thin section), hiển vi điện tử quét (SEM) và nhiễu xạ rơnghen (XRD), kết hợp với nghiên cứu tương và môi trường ngoài thực địa, nhằm làm sáng tỏ các đặc điểm về thành phần khoáng vật, nguồn cung cấp vật liệu, môi trường thành tạo, quá trình hình thành, biến đổi thứ sinh... và đưa ra các nhận định về khả năng chứa của từng loại đá theo các phân vị địa tầng trong bể.

Từ khóa: Trùng An Châu, bể rift nội lục, Paleozoi, Mesozoi, đá vụn clastic, carbonate, phun trào, kiến trúc, mảnh vụn, xi măng, biến đổi thứ sinh, độ rỗng, khả năng chứa, thạch học lát mỏng.

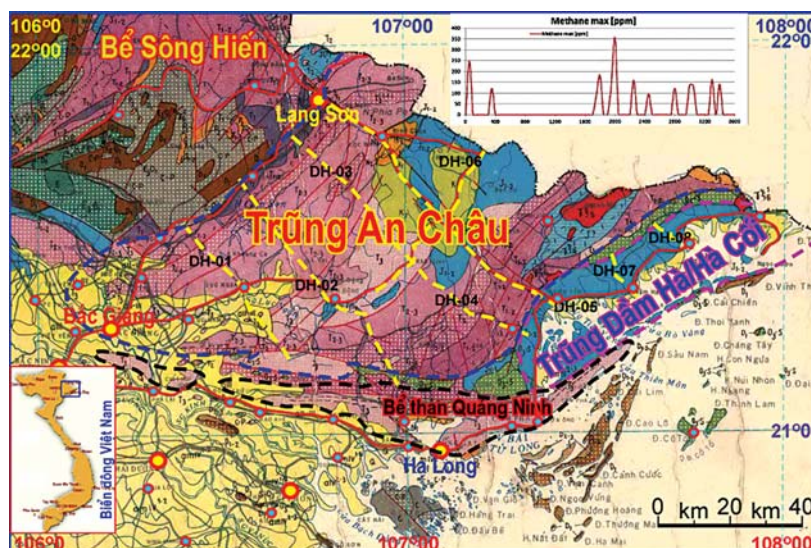
1. Mở đầu

Trùng Mesozoi An Châu nằm ở vùng Đông Bắc Việt Nam, được coi là một phần của bể rift nội lục [11, 13], có phạm vi phân bố thuộc địa phận các huyện phía Đông Nam tỉnh Lạng Sơn, phía Đông tỉnh Bắc Giang và phía Tây tỉnh Quảng Ninh, với diện tích đo được khoảng 10.000km² (Hình 1). Trước đây, khu vực này chủ yếu tập trung các nghiên cứu sơ bộ về địa chất trên mặt, chưa có những nghiên cứu, đánh giá về triển vọng dầu khí. Năm 2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã giao cho PVEP Sông Hồng triển khai để án tìm kiếm thăm dò, nghiên cứu chi tiết hơn về cấu trúc địa chất, địa tầng trầm tích, chất lượng đá sinh, đá chứa, đá chắn, hệ thống dầu khí... nhằm đánh giá tổng quan về đặc điểm địa chất và triển vọng dầu khí của khu vực, phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò tiếp theo. Đây là chủ trương có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, trong bối cảnh nhiều công ty dầu khí trong và ngoài nước không chỉ tập trung tìm kiếm nguồn dầu khí truyền thống, mà còn quan tâm mở rộng tìm kiếm các nguồn năng lượng phi truyền thống như khí than và khí sét tại Việt Nam.

2. Đặc điểm địa chất khu vực

Các đơn vị thuộc Tổng cục Địa chất Việt Nam đã nghiên cứu địa chất khu vực dựa trên các khảo sát đo vẽ bản đồ địa chất tỷ lệ 1/500.000, 1/200.000 và 1/50.000 kết hợp với các khảo sát thực địa và đo địa vật lý. Tổng hợp các kết quả nghiên cứu trước đây [11, 13, 14] cho thấy:

Trùng An Châu là một phần của bể rift nội lục Mesozoi Thập Vạn Đại Sơn, có lịch sử phát triển lâu dài và phức



Hình 1. Sơ đồ vị trí địa lý khu vực Trùng An Châu [14]

tap, đã trải qua nhiều pha biến dạng khác nhau. Rift có dạng phức nếp lồi đối xứng, với đầu mút là khu vực sườn Đông Bắc dãy Tam Đảo, kéo dài theo hướng Đông, Đông Nam tới khu vực dãy Yên Tử và sau đó phát triển, mở rộng về phía Đông Bắc trên địa phận các tỉnh Lạng Sơn và Quảng Ninh. Trùng được khống chế về phía Tây Bắc bởi đứt gãy Sông Thương, về phía Nam và Đông Nam bởi đứt gãy Thanh Mai - Bình Liêu (kéo dài theo sườn Bắc dãy Yên Tử qua Tiên Yên đến Móng Cái).

Địa tầng của bể gồm các thành tạo móng Paleozoi (bao gồm tầng cấu trúc dưới và giữa) có thành phần vật chất đa dạng, không đồng nhất, phủ bên trên chủ yếu bởi

các thành tạo Mesozoi (tầng cấu trúc trên), với bề dày thay đổi từ 5.000 - 7.500m.

Móng lộ nhiều ở rìa Bắc và rìa Nam của bể, bao gồm các đá kết tinh, biến chất được thành tạo trong chu kỳ kiến tạo Caledoni tuổi Cambri đến Silur và đá vôi Devon, C-P hình thành trong chu kỳ kiến tạo Hexini.

Các trầm tích của tầng cấu trúc trên hình thành trong chu kỳ kiến tạo Indosini, có tuổi P-T-J (chủ yếu là Trias), thuộc các hệ tầng: (1) hệ tầng Lạng Sơn ($T_1 ls$); (2) hệ tầng Khôn Làng ($T_2 a kl$); (3) hệ tầng Bình Liêu ($T_2 a bl$); (4) hệ tầng Nà Khuất ($T_2 nk$); (5) hệ tầng Mẫu Sơn ($T_3 c ms$); (6) hệ tầng Văn Lãng ($T_3 n-r vl$); (7) hệ tầng Hòn Gai ($T_3 n-r hg$); (8) hệ tầng Hà Cối ($J_{1-2} hc$); (9) hệ tầng Bản Hang ($K bh$).

3. Đặc điểm thạch học trầm tích trung An Châu

Nghiên cứu đặc điểm thành phần thạch học các loại đá được tiến hành trên 52 mẫu thu thập tại các khu vực khác nhau ở trung An Châu (Bảng 1), với các chỉ tiêu phân tích về lát mỏng (thin section), hiển vi điện tử quét (SEM) và nhiễu xạ Rơnghen (XRD). Qua phân tích, nhóm tác giả thuộc Phòng Địa tầng - Trầm tích, Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (EPC), Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã xác định được 41 mẫu là các đá vụn (clastic) gồm cát kết, bột kết và sét kết; 6 mẫu là đá carbonate và 5 mẫu là đá phun trào. Nghiên cứu về tương và môi trường thành tạo có sự kết hợp giữa kết quả phân tích trong phòng thí nghiệm với kết quả nghiên cứu thực địa (thực hiện bởi PVEP Sông Hồng) tại các mặt cắt điển hình lộ ra ở nhiều khu vực khác nhau của trung.

3.1. Các đá trầm tích vụn cơ học

Thành phần thạch học các đá vụn cơ học được xác định và trình bày chi tiết tại Bảng 2 [4, 6, 7].

Phân loại đá cát kết theo R.L. Folk (1974), được thể hiện trong Hình 3 [1, 5].

GIỚI	HỆ	THỐNG	BẠC	HỆ TẦNG	KÝ HIỆU	ĐỊA TẦNG	CHIỀU DÀY	MÔ TẢ THẠCH HỌC
CENOZOIC	ĐỀ TỬ	NEOGEN	Pliocen	RÌNH CHÙA	$N_{r/c}$	Q	5-10	Cát, cuội, sỏi
				ĐỒNG HỒ	$N_{d/h}$	270	270	Cuội kết, sét kết, bột kết, cát kết màu nâu, hạt vụn thô.
				NA DƯƠNG	$N_{n/d}$	295	295	Cuội kết, sét kết, cát kết, bột kết, sét kết sau lớp mỏng sét than, đá phiến sét than.
				PIA OAC	$P_{p/oac}$			Phức hệ Pia Oac: granit biotit hạt nhỏ, apatit.
MESOZOIC	CRETACEOUS	CRETACEOUS	TRÊN	TAM DANH	$K_{t/d}$	100-185	100-185	Bazan, variolit, tuf, thấu kính sét kết và bột kết.
				BẢN HANG	$K_{b/h}$	290	290	Cuội kết, sạn kết, bột kết phân lớp dày, màu đỏ xen vài lớp cát kết.
		JURA	TRÊN	TAM LUNG	$J_{t/l}$		550-600	Cuội kết, sạn kết, cát kết tufozen, bột kết tím đỏ, ryolit, ryodacit, ryotrachyt.
				HÀ CỐI				
		JURA	GIỮA	TRÊN	$J_{t/l}$		700-800	Cát kết, bột kết màu đỏ, thấu kính vôi sét.
				DƯỚI	$J_{t/l}$		250-300	Cuội kết, sạn kết thạch anh, silic.
		TRIAS	TRÊN	NORI	$T_{n/r}$		277	Sạn kết, cát kết, đá phiến sét và lớp than mỏng.
				HÒN GAI	$T_{h/g}$		395-426	Sạn kết, bột kết xen sét than, thấu kính sét vôi.
				VĂN LÃNG	$T_{v/l}$			
				TRÊN	$T_{t/m}$		700	Sạn kết, cát kết, sét vôi, cát bột kết màu đỏ.
				DƯỚI	$T_{t/m}$		500	Bột kết xen cát kết màu đỏ.
				GIỮA	$T_{t/m}$		500-600	Cát kết, cát kết dạng quarsit, thấu kính cuội kết, bột kết màu đỏ.
			GIỮA	NÀ KHUẤT	$T_{n/k}$		900-1100	Sét vôi, bột kết, cát kết, đá phiến sét, đá vôi.
				PHASE 2	$T_{p/2}$			Phức hệ Núi Đèo-Pha 2: đá mạch apatit, granit apatit.
				PHASE 1	$T_{p/1}$			Phức hệ Núi Đèo-Pha 1: granit porphyry, granophyry, granodiorit porphyry.
				TRÊN	$T_{t/h}$		600-700	T2ab1: Ryolit porphyry, dacit porphyry, đôi nơi xen đá phiến sét, cát kết tuf.
				DƯỚI	$T_{t/h}$		1000	T2ab1: Bột kết, cát kết tufozen xám tím, cát kết dạng quarsit, thấu kính cuội kết tufozen xám vàng, đôi nơi có thấu kính sét than.
							280-330	T2ab1: Cuội kết, sạn kết, cát kết, bột kết, đá phiến sét, ryolit, ryodacit.
		PALEOZOIC	TRÊN	LANG SON	$T_{l/s}$		220	Cát kết, bột kết, đá phiến sét, đá vôi sét, sét vôi.
				ĐỒNG DẰNG	$P_{d/d}$		200	Hệ tầng Đồng Đăng: Bazanit, bột kết, đá vôi, sét silic.
				BẮC SƠN	$C_{b/s}$		550	Hệ tầng Bắc Sơn: đá silic, cát bột kết màu xám đen xen lớp mỏng hoặc thấu kính vôi silic.
				CÁT BÀ	$C_{c/b}$		?	Đá vôi dạng khối, đá vôi trứng cá, đá vôi sét.
				TAM HOA	$D_{t/h}$		250-300	Cuội kết, sạn kết, cát kết arkos, đá phiến sét, đá vôi, đá vôi dolomit.
				NGÂN SƠN	$D_{n/s}$		?	Granit 2 mica, granit sáng màu chứa turmalin.
		DEVON	TRÊN	BẮC PÁP	$D_{b/p}$		?	Đá vôi phân lớp mỏng đến dày, màu xám xám xen silic, silic vôi, đá vôi sét.
				DƯƠNG ĐÔNG	$D_{d/d}$		?	Cát kết thạch anh, cát kết dạng quarsit, bột kết, đá phiến sét, đá phiến silic.
				NÀ QUẢN	$D_{n/q}$		160-250	Đá vôi dolomit, đá vôi, đá silic, silic vôi.
			DƯỚI	MIA LỄ	$D_{m/l}$		150-300	Đá sét vôi, bột kết.
				SÔNG CẦU	$D_{s/c}$		370	Cuội kết dày, sạn kết, cát kết, bột kết, đá phiến sét vôi.
	SILUR	SILUR	TRÊN	TAM MẠI	$O_{t/m}$		700	Bột kết phân dải, cát sét kết, xen kẽ dạng nhíp vôi đá phiến sét, phylit, đá phiến silic, đá phiến sericit, cát kết tufozen.
				DƯỚI	$O_{t/m}$		900-1000	Cát kết thạch anh, cát kết tufozen, đá phiến thạch anh-sericit sạn kết tufozen, bột kết.
	ORDOVIC	ORDOVIC	TRÊN	TAM MẠI	$O_{t/m}$		350	Cát kết đa khoáng, đá phiến sét màu xám.
				DƯỚI	$O_{t/m}$		500	Đá phiến sét, lớp mỏng cát kết đa khoáng.

Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp trung An Châu [3]

Bảng 1. Danh sách mẫu và chỉ tiêu phân tích thạch học trùng An Châu

Số thứ tự	Số hiệu mẫu	Loại đá	Tuổi địa chất	Phân tích lát mỏng	Phân tích SEM	Phân tích XRD
1	SH 17	Cát kết	J1-2hc2	x	x	x
2	SH 25	Cát kết	J1-2hc2	x	x	x
3	SH 12	Cát kết	J1-2hc1	x	x	x
4	SH 23	Cát kết	J1-2hc1	x	x	
5	SH 40	Cát kết	J1-2hc1	x	x	
6	SH 41	Cát kết	J1-2hc1	x	x	x
7	SH 42	Cát kết	J1-2hc1	x	x	
8	SH 43	Sét kết chứa bột	J1-2hc1	x	x	
9	SH 49	Sét kết chứa cát	J1-2hc1	x	x	
10	SH 50	Cát kết	J1-2hc1	x	x	
11	SH 13	Phun trào	T3n-rv1	x	x	x
12	SH 14	Sạn kết	T3n-rv1	x	x	
13	SH 15	Cát kết	T3n-rv1	x	x	x
14	SH 16	Cát kết	T3n-rv2	x	x	x
15	SH 10	Cát kết	T3cms3	x	x	x
16	SH 11	Cát kết	T3cms3	x	x	x
17	SH 31	Cát kết	T3cms3	x	x	x
18	SH 34	Cát kết	T3cms3	x	x	
19	SH 35	Cát kết	T3cms3	x	x	x
20	SH 36	Cát kết	T3cms3	x	x	
21	SH 1	Cát kết	T3cms2	x	x	x
22	SH 30	Cát kết	T3cms2	x	x	
23	SH 32	Cát kết	T3cms2	x	x	
24	SH 18	Cát kết	T3cms1	x	x	x
25	SH 37	Sét kết	T3cms1	x	x	
26	SH 38	Sét kết chứa cát	T3cms1	x	x	x
27	SH 39	Bột kết	T3cms1	x	x	

Số thứ tự	Số hiệu mẫu	Loại đá	Tuổi địa chất	Phân tích lát mỏng	Phân tích SEM	Phân tích XRD
28	SH 2	Cát kết	T2nk	x	x	
29	SH 9	Cát kết	T2nk	x	x	x
30	SH 19	Cát kết	T2nk	x	x	
31	SH 24	Cát kết	T2nk	x	x	x
32	SH 44	Cát kết	T2nk	x	x	x
33	SH 45	Cát kết	T2nk	x	x	
34	SH 46	Cát kết	T2nk	x	x	
35	SH 47	Cát kết	T2nk	x	x	x
36	SH 48	Cát kết	T2nk	x	x	
37	SH 3	Cát kết	T2akl	x	x	
38	SH 7	Cát kết	T2akl	x	x	
39	SH 8	Cát kết	T2akl	x	x	x
40	SH 20	Phun trào	T2ab1	x	x	
41	SH 21	Phun trào	T2ab1	x	x	
42	SH 22	Phun trào	T2ab2	x	x	
43	SH 51	Sét kết	T2ab1	x	x	
44	SH 52	Phun trào	T2ab1	x	x	
45	SH 5	Cát kết	T1ls	x	x	
46	SH 33	Cát kết	T1ls	x	x	x
47	SH 4	Đá vôi	C-Pbs	x	x	
48	SH 6	Đá vôi	C-Pbs	x	x	
49	SH 26	Đá vôi	C-Pbs	x	x	
50	SH 27	Đá vôi	C-Pbs	x	x	
51	SH 28	Đá vôi	C-Pbs	x	x	
52	SH 29	Đá vôi	C-Pbs	x	x	

3.1.1. Đá vụn thô

Đá vụn thô bao gồm cuội kết, sạn kết đa khoáng màu xám trắng, xám xanh, xám vàng, gắn kết yếu; độ hạt có kích thước trung bình vài centimet cho đến hàng chục centimet (Hình 4). Cuội sạn kết đa khoáng phân lớp dày, có cấu tạo xiên chéo (Hình 5), thành tạo trong các môi trường lục địa chuyển tiếp sang biển nông. Thành phần cuội chủ yếu là mảnh vụn thạch anh, phiến sét, độ chọn lọc trung bình, độ mài tròn tương đối tốt. Đôi chỗ có một số lớp cuội kết nằm xen kẽ giữa các lớp cát kết, sét kết và bột kết.

3.1.2. Cát kết

Cát kết, cát - bột kết là một trong những đối tượng chứa chính tại khu vực nghiên cứu. Ở đây bắt gặp chủ yếu các loại cát kết hạt nhỏ (kích thước 0,1 - 0,25mm) hoặc cát kết hạt rất nhỏ (kích thước 0,063 - 0,1mm). Đa phần cát kết hạt nhỏ có độ chọn lọc từ trung bình đến tốt, độ mài tròn trung bình, mảnh vụn chủ yếu có dạng tiếp xúc bán góc

cạnh đến bán tròn cạnh. Một số ít các mẫu phân tích là cát hạt thô, với kích thước hạt vụn từ 0,5 - 2,0mm và cát kết hạt trung, với kích thước trung bình 0,25 - 0,5mm.

Hầu hết các đá đều bị nén kết rất mạnh, tạo nên tiếp xúc dạng đường cong và dạng răng cưa (stylonite) giữa các hạt vụn. Ảnh chụp mẫu SH3, tuổi T_{2a} kl cho thấy cát kết litharenite hạt nhỏ dạng quartzite có độ chọn lọc và mài tròn trung bình, tiếp xúc hạt dạng đường cong/răng cưa. Thành phần giàu thạch anh (Q), ít mảnh feldspar (O), nhiều mảnh đá phiến (S), quartzite (Qz), đá phun trào (V) và đá silic (Si). Xi măng sét (mũi tên) và thạch anh (q) lấp đầy không gian rỗng giữa các hạt (Hình 7). Xi măng và khoáng vật tại sinh gồm thạch anh (q), kaolinite (K) và sét khác lấp đầy lỗ hổng nguyên sinh giữa các hạt (mũi tên) (Hình 6) [7].

Theo phân loại của R.L.Folk (1974) thì các mẫu nghiên cứu chủ yếu là cát kết sublitharenite, litharenite chứa felspar, litharenite và một ít là lithic arkose (Hình 3).

Hình 4. Thành phần thạch học các đá vụn clastic, khu vực bể An Châu (EPC, 2003)

STT	Số hiệu mẫu	Loại mẫu	Tuổi địa chất	Phân loại đá	Kiến trúc			Thành phần hạt vụn (%)										Matrix		Xi măng và khoáng vật thứ sinh							Độ rỗng (%)						
					Kích thước trung bình	Độ lựa chọn	Độ mài tròn	Tiếp xúc hạt	Thạch anh	K-feldspar	Plagiocla	Mica	Mảnh đá phun trào	Mảnh đá quartzite	Mảnh đá phiến	Mảnh đá silic	Mảnh đá carbonate	Mảnh đá khác	Khoảng vật phụ	Matrix sét	Vật chất hữu cơ	Calcite	Dolomite	Anhydrite	Khoảng vật sét	Thạch anh	Feldspar	Khoảng vật quặng	Giữa hạt	Trong hạt	Vi hang hốc	Vi khe nứt	
1	SH 1	Hào	T3cms2	Sublitharenite	0,25-0,4	T	TB	C,S	56,2	1,8	2,0	1,2	7,4	4,6	2,8	1,0	0,4																
2	SH 2	Hào	T2nk	Litharenite	0,063-0,1	T	TB	S,C	42,4	2,6	0,6	2,6	4,6	2,6	7,0			0,6			0,4												
3	SH 3	Hào	T2akl	Litharenite	0,1-0,25	TB-T	TB	C,S	50,4	1,4	0,6	0,8	11,6	3,0	4,6	1,0	0,4				V												
4	SH 5	Hào	T1ls	Litharenite	0,063-0,1	TB-T	TB	C,S	40,2	2,2	0,4	2,6	6,8	2,0	5,0	0,6					2,8												
5	SH 7	Hào	T2akl	Litharenite	1,0-2,0	K	TB	C,S	28,8	3,0			36,0	2,2	7,6			2,8	0,2			0,8											
6	SH 8	Hào	T2akl	Litharenite	0,1-0,25	K	TB	C	31,8	2,0	0,4	0,6	17,0	4,6	8,2			3,6	0,4		0,4		1,6	5,8									
7	SH 9	Hào	T2nk	Feldspathic litharenite	0,1-0,2	T	TB	C,S	42,0	3,2	6,4	1,2	7,0	2,0	9,2			3,0	0,8														
8	SH 10	Hào	T3cms3	Sublitharenite	0,25-0,55	T	TB	C,S	63,4	3,0	0,6	0,4	4,6	4,0	1,0	1,6																	
9	SH 11	Hào	T3cms3	Sublitharenite	0,063-0,12	T	TB	C,S	50,4	3,2	0,6	1,2	3,6	2,0	2,6	0,6																	
10	SH 12	Hào	J1-2hc1	Sublitharenite	0,1-0,25	TB	TB	C,S	68,2	1,2		0,4	1,6	2,0	0,6	0,8																	
11	SH 13	Hào	T3n-rv1	Litharenite	0,25-0,5	TB	TB	C,S	54,6	3,6			18,0	5,6	1,4	1,0																	
12	SH 15	Hào	T3n-rv1	Sạn kết	2,5-6,0	K	TB	S,C	42,2	1,8	0,2		1,6	32,0		2,4																	
13	SH 16	Hào	T3n-rv2	Sublitharenite	0,1-0,2	T	TB	C,S	59,6	2,4	0,6	1,2	4,8	3,4	3,6	1,6			1,2	0,8													
14	SH 17	Hào	J1-2hc2	Lithic arkose	0,08-0,15	T	TB	C	44,4	5,0	9,6	2,4	3,6	0,4	6,6			0,6	0,2														
15	SH 18	Hào	T3cms1	Sublitharenite	0,063-0,11	T	TB	C,S	62,2	1,2		0,4	3,0	2,6	0,8	0,4																	
16	SH 19	Hào	T2nk	Litharenite	0,15-0,3	TB	TB	C,S	50,2	2,6	0,4	0,8	10,6	3,6	4,8	0,6																	
17	SH 23	Hào	J1-2hc1	Sublitharenite	0,09-0,15	T	TB	T,C	54,4	3,0	0,8	0,4	3,8	2,4	0,6	1,0																	
18	SH 24	Hào	T2nk	Sublitharenite	0,25-0,5	TB	TB	C,S	62,6	2,4	0,8	0,4	5,2	3,0	1,2	1,0																	
19	SH 25	Hào	J1-2hc2	Sublitharenite	0,3-1,5	K	TB	C,S	54,8	2,4	0,8	0,2	8,6	9,4		2,0		1,4	0,4														
20	SH 30	Lỗi khoan	T3cms2	Feldspathic litharenite	0,08-0,16	T	TB	C,S	47,8	4,2	2,0	1,0	4,0	1,6	2,0	0,4																	
21	SH 31	Lỗi khoan	T3cms3	Sublitharenite	0,15-0,4	K	TB	C,S	51,2	2,0	2,4	V	4,4	4,6	2,4			2,6	0,6														
22	SH 32	Lỗi khoan	T3cms2	Litharenite	0,5-1,5	K	TB	C,S	29,2	1,0	V		5,0	13,8	0,8	1,0																	
23	SH 33	Lỗi khoan	T1ls	Litharenite	0,1-0,25	TB	TB	C,S	35,6	1,8	3,0	0,6	3,0	2,8	14,2	0,4		2,6	0,8		1,4												
24	SH 34	Lỗi khoan	T3cms3	Subarkose	0,063-0,12	T	TB	C,S	46,4	2,0	3,6	0,6	2,8	1,8	1,2	0,6																	
25	SH 35	Lỗi khoan	T3cms3	Sublitharenite	0,08-0,2	T	TB	C,S	56,0	1,6	2,2	V	3,0	2,6	2,0			2,4															
26	SH 36	Lỗi khoan	T3cms3	Sét kết chứa vôi	<0,01				2,8	V		1,0																					
27	SH 37	Lỗi khoan	T3cms1	Sét kết	<0,01				8,6	1,8	0,6	1,4	2,4	0,6	1,0	0,4																	
28	SH 38	Lỗi khoan	T3cms1	Sét kết chứa cát	<0,01				18,6	2,8	1,0	1,2	2,6	1,0	2,2	0,6																	
29	SH 39	Lỗi khoan	T3cms1	Bột kết chứa sét	0,02-0,063				13,6	2,8	0,6	1,8	3,0	1,0	1,0																		
30	SH 40	Lỗi khoan	J1-2hc1	Bột kết chứa vôi	0,02-0,063				20,4	3,0	1,0	2,0	2,4	0,6	0,6																		
31	SH 41	Lỗi khoan	J1-2hc1	Sublitharenite	0,063-0,15	T	TB	C	53,6	2,0	2,6	0,8	2,6	1,4	1,6			8,0	V														
32	SH 42	Lỗi khoan	J1-2hc1	Feldspathic litharenite	0,063-0,16	T	TB	C	48,8	2,8	3,2	0,6	3,2	1,0	1,6	0,2		11,2	0,6														
33	SH 43	Lỗi khoan	J1-2hc1	Sét kết chứa vôi	<0,02				8,2	0,8	V	1,0	V																				
34	SH 44	Lỗi khoan	T2nk	Sublitharenite	0,1-0,2	T	TB	C,S	54,0	2,4	2,4	1,0	3,0	1,0	3,6			5,0	0,8														
35	SH 45	Lỗi khoan	T2nk	Feldspathic litharenite	0,063-0,1	T	TB	C	50,4	5,0	1,8	1,4	4,8	1,0	2,8	0,6		4,6															
36	SH 46	Lỗi khoan	T2nk	Litharenite	0,1-0,25	T	TB	C	32,2	2,6	1,0	0,8	5,0	1,8	5,0	0,8		10,2	1,0														
37	SH 47	Lỗi khoan	T2nk	Feldspathic litharenite	0,063-0,1	T	TB	C,S	48,6	2,6	3,2	1,2	4,6	0,6	5,0	0,6		3,6	0,8														
38	SH 48	Lỗi khoan	T2nk	Sét kết	<0,01				2,2			V																					
39	SH 49	Lỗi khoan	J1-2hc1	Sét kết chứa bột	<0,01				20,2	2,0	0,8	1,4	1,0		0,6			1,8															
40	SH 50	Lỗi khoan	J1-2hc1	Sét kết chứa cát	<0,01				18,4	1,0	0,4	1,0	2,4	1,4	1,2	0,4		0,6															
41	SH 51	Lỗi khoan	T2abl	Sét kết	<0,01				2,0																								

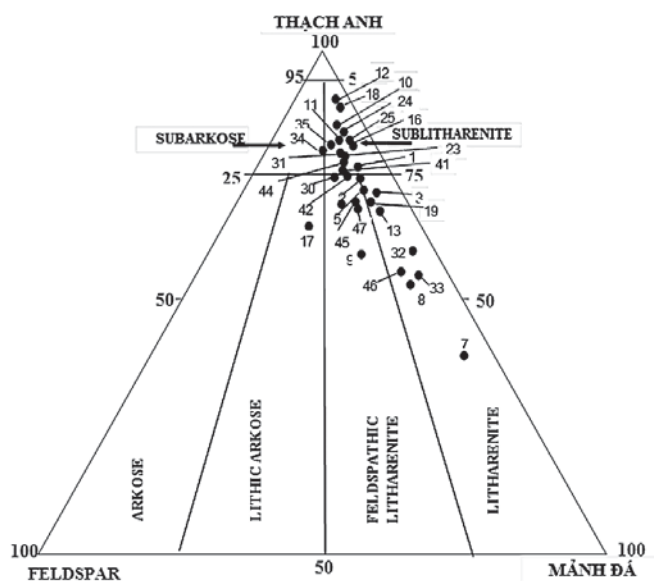
Cát kết tại khu vực nghiên cứu được thành tạo trong môi trường từ lục địa đến biển ven bờ, với các loại tướng khác nhau như bãi triều, lòng sông, đê cát ven bờ, biển nông, châu thổ...

3.1.3. Bột kết

Bột kết thường có màu xám vàng, đôi chỗ có màu xám trắng hoặc nâu đậm, chứa nhiều mảnh vụn đá vôi (Hình 8), gắn kết chặt, phân lớp trung bình; đôi chỗ độ dày đạt đến 100m (hệ tầng Bình Liêu - T_2a bl). Thành phần gồm vụn thạch anh (Q), mảnh đá vôi (C), ít mảnh phun trào (V) nổi trên nền hỗn hợp khoáng vật sét (S) và calcite vi hạt. Có thể quan sát được sự có mặt các vi mạch calcite (mũi tên) của mẫu SH40, tuổi J_{1-2} hc (Hình 8). Thành phần nền và xi măng chủ yếu là calcite, sét illite/sericite và khoáng vật khác; khoáng vật quặng xuất hiện các loại thuộc nhóm sắt như limonite, hematite. Cấu tạo thường thấy là phân lớp xiên, gợn sóng, đôi chỗ phân lớp ngang song song.

3.2. Các đá trầm tích sét

Các đá trầm tích sét bao gồm sét kết, sét than, sét vôi có màu xám xanh, xám đen, đen (Hình 9), hoặc nâu đậm do bị ngấm và tẩm đậm đặc bởi các khoáng vật nhóm oxide sắt. Các tập sét than và sét vôi bắt gặp nhiều trong các hệ tầng Mẫu Sơn (T_3c ms) và hệ tầng Văn Lãng (T_3n-r vl). Đá gắn kết chắc, có kiến trúc sét, sét - bột, cấu tạo phân lớp mỏng, phân phiến và phân lớp ngang song song, chứa lượng lớn sét hydromica (> 50%) và lượng ít hơn khoáng vật trương nở, chúng tỏ chúng được thành tạo trong môi trường lục địa, oxy hóa, (thể hiện thông



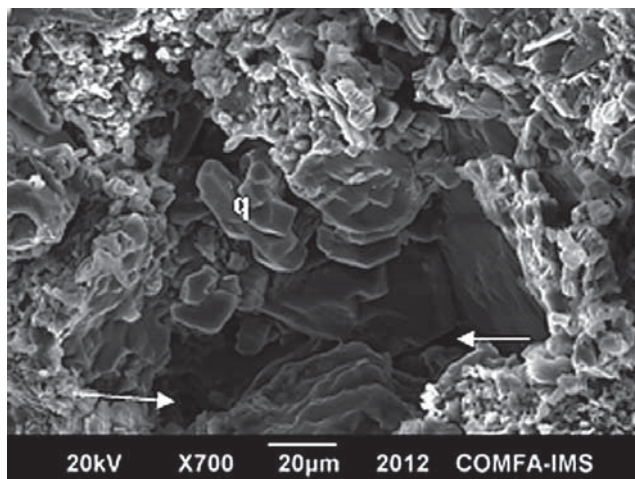
Hình 3. Sơ đồ phân loại đá cát kết trung An Châu theo [5]



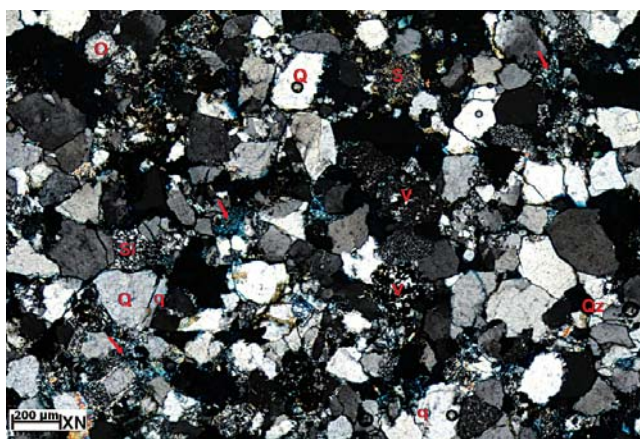
Hình 4. Cuội, sạn kết đa khoáng tướng lòng sông, hệ tầng Khôn Làng (T_2 kl)



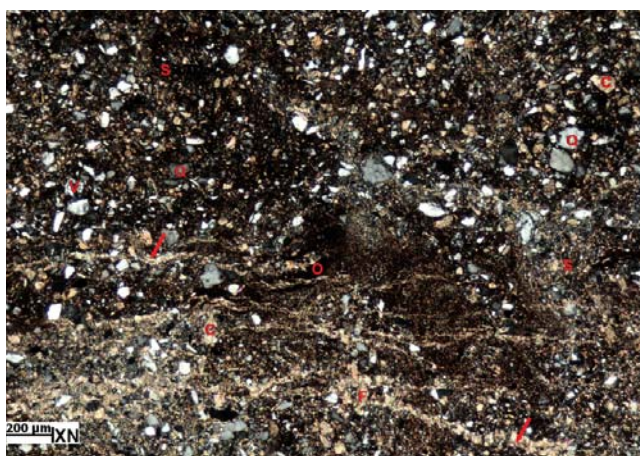
Hình 5. Cuội, sạn kết cấu tạo xiên chéo tướng lòng sông, hệ tầng Văn Lãng (T_3n-r vl)



Hình 6. Ảnh SEM chụp ở độ phóng đại 700 lần (mẫu SH3, tuổi T_2a kl)



Hình 7. Ảnh chụp mẫu cát kết dưới Nicol + (mẫu SH3, tuổi T_{2a} kl)



Hình 8. Ảnh chụp mẫu bột kết chứa vôi dưới Nicol + (mẫu SH40, tuổi J₁₋₂ hc)

qua thành phần đáng kể của xi măng nhóm oxide sắt), hoặc môi trường chuyển tiếp, vũng vịnh.

Kết quả xác định thành phần và hàm lượng khoáng vật sét bằng phương pháp nhiễu xạ rơnghen được trình bày ở Bảng 3.

Kết quả phân tích cho thấy, thành phần sét chủ yếu là illite (thường chiếm > 50%, nhiều mẫu đạt đến 89%, như mẫu SH37 trong hệ tầng Mẫu Sơn - T_{3c} ms), chlorite (trung bình khoảng 20%), một vài mẫu chứa kaolinite (hệ tầng Khôn Làng - T_{2a} kl) và lượng nhỏ hơn là khoáng vật hỗn hợp lớp trương nở illite-smectite (thường < 10%). Cá biệt còn xuất hiện pyrophyllite với hàm lượng lên đến 72%. Khoáng vật pyrophyllite (P) lấp đầy lỗ hổng giữa các hạt làm giảm đáng kể độ rỗng của đá trong mẫu SH25 thuộc hệ tầng Hà Cối (J₁₋₂ hc) (Hình 10, 11).



Hình 9. Tập sét gốc màu đen thuộc hệ tầng Văn Lăng (T_{3n-r} vl) gập ở lỗ khoan LK45 thuộc địa phận Văn Sơn - Sơn Động - Bắc Giang. Góc dốc đo được khoảng 45°

Bảng 3. Thành phần khoáng vật sét khu vực trung An Châu [9]

TT	Số hiệu mẫu	Tuổi địa chất	Thành phần khoáng vật sét (%)				
			Kaolinite	Chlorite	Illite	Pyrophyllite	Illite-Smectite
1	SH1	T3cms2	0,0	11,2	83,8	0,0	5,1
2	SH8	T2akl	0,0	6,5	89,0	0,0	4,5
3	SH9	T2akl	0,0	12,4	81,7	0,0	5,8
4	SH10	T3cms3	46,0	12,8	32,6	0,0	8,7
5	SH11	T3cms3	65,1	0,0	34,9	0,0	0,0
6	SH12	J1-2hc1	10,0	35,0	55,0	0,0	0,0
7	SH13	T3n-rvl1	0,0	10,0	76,3	0,0	13,7
8	SH15	T3n-rvl1	0,0	11,2	77,5	0,0	11,3
9	SH16	T3n-rvl2	0,0	18,3	68,9	0,0	12,8
10	SH17	J1-2hc2	0,0	17,9	74,6	0,0	7,5
11	SH18	T3cms1	0,0	34,2	58,2	0,0	7,6
12	SH24	T2nk	4,0	3,5	89,5	0,0	3,0
13	SH25	J1-2hc1	3,4	2,2	10,2	77,2	7,0
14	SH31	T3cms2	0,0	20,5	75,6	0,0	3,9
15	SH33	T1ls	0,0	29,3	66,9	0,0	3,8
16	SH35	T3cms3	0,0	8,0	88,0	0,0	4,0
17	SH38	T3cms1	0,0	11,0	86,0	0,0	3,0
18	SH41	J1-2hc1	0,0	37,8	57,0	0,0	5,2
19	SH44	T2nk	0,0	35,0	52,0	0,0	13,0
20	SH47	T2nk	0,0	40,5	54,2	0,0	5,3

3.3. Đá vôi và sét vôi

Đá vôi thu thập được trong khu vực có tuổi carbon-permi thuộc hệ tầng Bắc Sơn (C-P bs), Devon giữa thuộc hệ tầng Dương Động (D₂ dd) và Devon giữa thuộc hệ tầng Bản Páp (D₂ bp). Đá vôi có màu xám đen, cứng, giòn đôi chỗ trong đá tồn tại các mạch calcite trắng có kích thước khác nhau.

Kết quả phân tích mẫu đá vôi carbonate tại khu vực nghiên cứu được trình bày tại Bảng 4.

Sét vôi thường phân phiến, phân lớp mỏng dạng sigma hoặc song song, đôi chỗ bắt gặp phân lớp dạng xiên chéo. Chúng được hình thành trong môi trường biển nông hoặc vùng vịnh (Hình 12) [5, 11].

3.4. Đá phun trào

Quá trình khảo sát tại bể An Châu đã thu thập được một số mẫu đá phun trào thuộc hệ tầng Bình Liêu (T₂a bl) và hệ tầng Văn Lãng (T₃n-r vl) phục vụ nghiên cứu thạch học. Kết quả phân tích thành phần thạch học của 5 mẫu phun trào được trình bày trong Bảng 5.

Theo sơ đồ phân loại, 4 mẫu thuộc hệ tầng Bình Liêu (T₂a bl) đều là đá rhyolite, 1 mẫu thuộc hệ tầng Văn Lãng (T₃n-r vl) là tuf tro núi lửa theo phân loại của Schmid, 1981.

Thành phần và kiến trúc của đá rhyolite gặp trong hệ tầng Bình Liêu (T₂a bl) được thể hiện ở Hình 15. Rhyolite với ban tinh là thạch anh (Q), K-feldspar (O), Plagioclas (P) và Hocblen (H) nổi trên nền vi tinh (G) gồm hỗn hợp các vi tinh K-feldspar và thạch anh. Lỗ hổng hình thành do sự hòa tan trong tinh thể cũng có thể quan sát thấy trên ảnh (màu xanh đen dưới mũi tên).

Phân loại đá phun trào dựa trên sơ đồ phân loại của Streckseisen, 1976 (Hình 14) [2].

4. Luận giải về kết quả phân tích

4.1. Đá trầm tích vụn

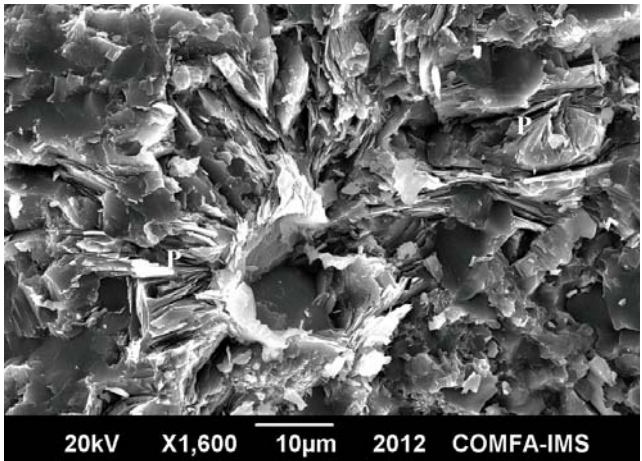
4.1.1. Kiến trúc

Kết quả phân tích tại Bảng 2 cho thấy đa phần mẫu cát kết hạt nhỏ (22/30 mẫu) có độ lựa chọn trung bình đến tốt, độ mài tròn trung bình, tiếp xúc mảnh vụn bán góc cạnh đến bán tròn cạnh chiếm ưu thế rõ rệt, chỉ có 3 mẫu là cát hạt thô và 5 mẫu hạt trung. Đá bị nén kết rất mạnh thể hiện ở tiếp xúc dạng đường cong hoặc răng của giữa các hạt.

Đặc trưng kiến trúc đó chỉ ra rằng, phần lớn trầm tích ở các hệ tầng có mẫu phân tích nằm tương đối xa nguồn cung cấp vật liệu.

4.1.2. Thành phần mảnh vụn

Mảnh vụn chính của đá cát kết và bột kết trong trùng An Châu là thạch anh, feldspar và mảnh vụn đá các loại;



Hình 10. Ảnh SEM chụp ở độ phóng đại 1.600 lần. Mẫu SH25 thuộc hệ tầng Hà Cối (J₁₋₂ hc)

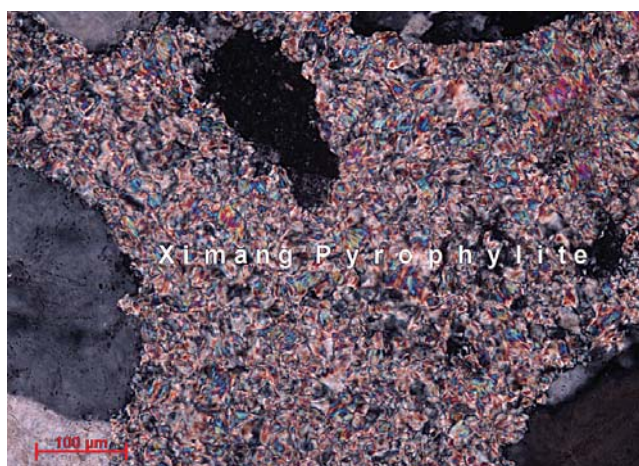
Bảng 4. Thành phần thạch học đá vôi carbonate khu vực trùng An Châu (Theo Dunham, 1962) [4]

TT	Số hiệu mẫu	Loại mẫu	Tuổi địa chất	Phân loại đá	Mảnh vụn Matrix Xi măng Độ rỗng	ĐỘ PHONG PHÚ TƯƠNG ĐỐI CỦA SINH VẬT							MATRIX		XI MĂNG VÀ KVTS				
						Mảnh sinh vật	Foraminifera	Coral	Red algae	Microfossil	Echinoderms	Không xác định	Calcite vi hạt	Vật chất hữu cơ	Calcite	Dolomite	Khoáng vật quặng	Giữa tinh thể	Vi khe nứt
					20406080100														
1	SH4	Hào	C-Pbs	Packstone		80,8	A	A	O	P	O	A	13,0		5,4			Vết	0,8
2	SH6	Hào	C-Pbs	Packstone		68,7	A	A	C	O	P	C	7,0		20,2	3,8	Vết		0,5
3	SH 26	Hào	C-Pbs	Packstone		72,0	C	A	O	O	C	A	20,4		7,0			Vết	0,6
4	SH 27	Hào	D2bp	Wackstone		34,0	A	O	O	A		A	51,2		13,0			0,6	1,2
5	SH 28	Hào	D2bp	Packstone		47,0	F	F	O			A	8,0	0,6	36,4	3,0	3,6	Vết	1,4
6	SH 29	Hào	D2dd	Packstone		72,0							6,0		17,0	4,0	1,0		

Bảng 5. Thành phần thạch học các đá phun trào bể An Châu [9]

TT	Số hiệu mẫu	Loại mẫu	Tuổi địa chất	Phân loại đá	Kích thước tinh thể			Thành phần hạt vụn (%)						Tro bụi núi lửa	Sét trầm tích	Xi măng và khoáng vật thứ sinh				Độ rỗng		
					Nhỏ nhất (mm)	Lớn nhất (mm)	Trung bình (mm)	Thạch anh	K-feldspar	Plagiocla	Pyrocen	Horblen				Sét thứ sinh	Thạch anh	Calcite	Khoáng vật quặng	Epidote	Trong tinh thể	Vi hang hốc
1	SH 14	Hào	T3n-rv1	Tuf tro núi lửa	< 0,01	0	0,01 - 0,02	15,0	5,0	1,0			41,0	3,0	31,0			4,0				
2	SH 20	Hào	T2ab1	Ryolit	< 0,02	2	0,01 - 0,02	11,2	13,6	1,0		44,0			23,0	3,6		2,8				0,8
3	SH 21	Hào	T2ab1	Ryolit	< 0,02	5	0,04 - 0,2	9,8	17,0	7,4	2,8	51,4			7,0			1,8	1,6	0,6	0,6	
4	SH 22	Hào	T2ab2	Ryolit	< 0,02	2	0,02 - 0,1	6,2	10,0	14,6	2,0	59,0			6,4		1,2	0,6				
5	SH 52	Hào	T2ab1	Ryolit	< 0,02	3	0,015 - 0,02	7,8	16,4	8,6	2,6	51,2			5,6	4,4	2,4	1,0				

trong đó vụn thạch anh chiếm tỷ lệ rất cao, trung bình là 50,4%. Một số mẫu có tỷ lệ dao động 55 - 68,2%, gần như trở thành cát kết thạch anh đơn khoáng dạng quartzite.



Hình 11. Ảnh chụp xi măng pyrophyllite dưới Nicol + (xi măng sét pyrophyllite ở dạng tinh thể khá tự hình với kích thước 0,005 - 0,1mm lấp đầy toàn bộ không gian rỗng giữa các hạt) - mẫu SH25 thuộc hệ tầng Hà Cối (J_{1-2} hc)



Hình 12. Sét vôi phân lớp mỏng dạng xiên chéo, thành tạo trong môi trường vũng vịnh hệ tầng Lạng Sơn (T_1 ls)

Mảnh vụn feldspar chiếm tỷ lệ không cao, dao động trong khoảng 2,4 - 9,6%, trong đó chủ yếu là K-feldspar, rất ít plagioclase. Mảnh vụn đá các loại chiếm tỷ lệ > 10%, cá biệt có chỗ lên tới 20%.

Thành phần mảnh đá khá đa dạng, gồm nhiều mảnh đá phun trào (chủ yếu mảnh nền của đá rhyolite, hiếm gặp andesite), đá phiến (phiến sét, phiến sét-sericite, đôi khi là phiến thạch anh mica), đá quartzite/vi quartzite, mảnh đá carbonate và ít mảnh đá silic.

Mica thường không vượt quá 2,0%, trong khi đó khoáng vật phụ hầu hết gặp với tỷ lệ < 1,0% bao gồm turmaline, zircon, epidote và hiếm khi gặp sphen.

Từ tỷ lệ thành phần mảnh vụn ở trên cho thấy, nguồn cung cấp vật liệu chính cho trùng An Châu đến từ các khối đá phun trào và biến chất cổ.

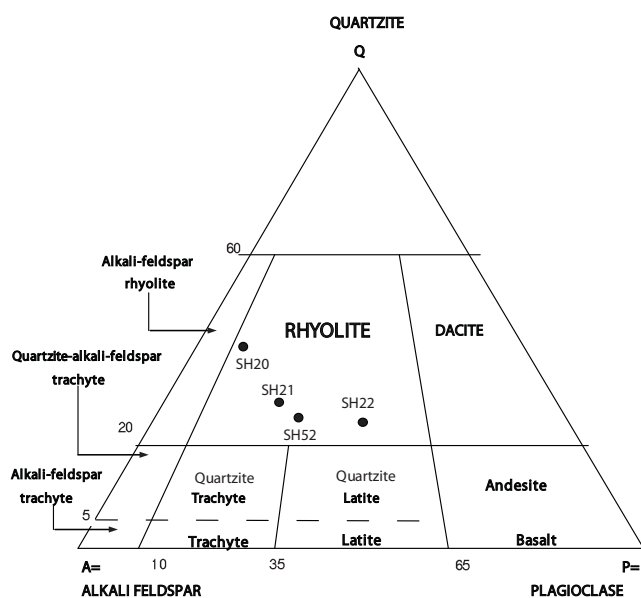
Đáng lưu ý là một số mẫu cát kết hệ tầng Mẫu Sơn (T_3 c ms) chứa tỷ lệ đáng kể các mảnh đá carbonate. Như vậy, ngoài các đá phun trào và biến chất cổ như ở trên, nguồn cung cấp vật liệu trầm tích cho hệ tầng này có thể còn đến từ các khối đá vôi cổ, với khoảng cách vận chuyển vật liệu tương đối gần.

4.1.3. Thành phần xi măng

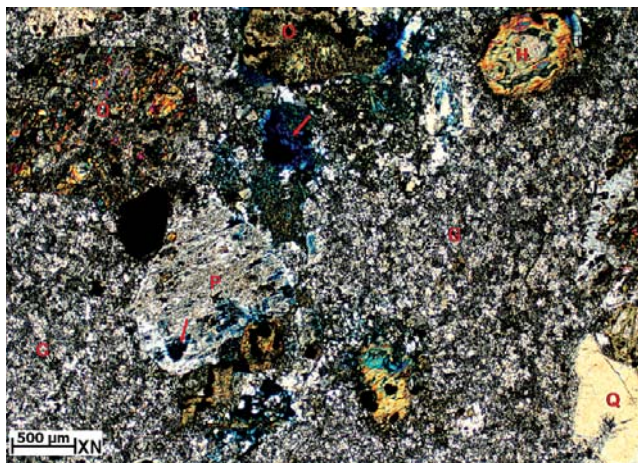
Hầu hết các mẫu cát kết và bột kết đã phân tích đều có hàm lượng xi măng rất cao, trung bình 22,3%. Thành phần xi măng gồm nhiều khoáng vật sét (trung bình 8,2%), thạch anh (trung bình 5,2%). Xi măng carbonate (chủ yếu calcite, một số ít siderite) thường có hàm lượng tương đối cao (> 10%), một số đạt đến trên 15%. Chúng tồn tại ở dạng xi măng cơ sở, lấp đầy gần như toàn bộ lỗ hổng nguyên sinh giữa các hạt. Ngoài ra, trong hệ tầng Hà Cối (J_{1-2} hc) và hệ tầng Mẫu Sơn (T_3 c ms) còn thường



Hình 13. Sét vôi có cấu tạo phân lớp mỏng thuộc hệ tầng Mẫu Sơn ($T_3c ms$)



Hình 14. Sơ đồ phân loại đá phun trào bể An Châu (theo Streckeis, 1976)



Hình 15. Ảnh chụp mẫu phun trào rhyolite dưới Nicol + (Mẫu N° SH21, tuổi $T_{2a bl}$)

xuyên xuất hiện một lượng đáng kể xi măng là các khoáng vật thuộc nhóm oxide sắt (limonite, hematite...). Điều đó chứng tỏ trầm tích của hệ tầng Hà Cối ($J_{1-2} hc$) và hệ tầng Mẫu Sơn ($T_3c ms$) thành tạo trong môi trường lục địa khô nóng và oxy hóa.

Một số mẫu bị biến đổi thứ sinh mạnh còn gặp cả xi măng feldspar (< 1,5%) và pyrophyllite.

Xi măng anhydrite đặc trưng cho môi trường khô nóng cũng được phát hiện ở một số mẫu (SH31, SH46).

Như vậy, điều kiện thành tạo của cát kết hạt vụn khu vực nghiên cứu có thể khái quát như sau:

- Nguồn cung cấp vật liệu chính cho các trầm tích có tuổi từ Jura sớm - Jura giữa đến Trias sớm ở trung An Châu chủ yếu đến từ các khối đá biến chất và phun trào cổ hơn Trias sớm. Một số nơi của hệ tầng Hà Cối (khu vực lấy mẫu SH41, SH42), hệ tầng Mẫu Sơn (khu vực lấy mẫu SH30 đến SH35), hệ tầng Nà Khuất (vùng lấy mẫu SH44 đến SH47)..., ngoài các nguồn cung cấp kể trên, vật liệu trầm tích khu vực này còn được cung cấp từ các khối đá vôi cổ tuổi carbon - permi hiện lộ ra rất phổ biến ở rìa Tây Nam và Tây Bắc của trung An Châu.

- Trầm tích Trias sớm hệ tầng Lạng Sơn và Trias giữa thuộc các hệ tầng Nà Khuất, Khôn Làng thường có kích thước độ hạt nhỏ hơn, phần nhiều thuộc cát kết hạt nhỏ đến rất nhỏ, độ lựa chọn và mài tròn tốt hơn so với các hệ tầng khác. Chứng tỏ những trầm tích này được hình thành trong điều kiện khá xa bờ, xa nguồn cung cấp vật liệu hơn so với trầm tích hệ của các hệ tầng khác.

- Cát kết thuộc các hệ tầng Hà Cối, Văn Lãng, Mẫu Sơn với độ hạt không đồng đều thay đổi từ cát hạt nhỏ đến hạt rất thô (đôi khi sạn hoặc cuội kết), độ lựa chọn và mài tròn cũng kém hơn cho thấy những trầm tích này được hình thành ở điều kiện gần nguồn cung cấp vật liệu hơn và mang nhiều tính lục địa, oxy hóa, khô nóng.

- Môi trường thành tạo trầm tích hệ tầng Lạng Sơn (T_1ls) khá giàu vật chất hữu cơ với bằng chứng cả 2 mẫu cát kết phân tích đều chứa từ 1,4 - 2,8% thành phần vật chất hữu cơ phân tán màu nâu đen đậm (do bị biến đổi cao) và những dấu vết của bitum tàn dư (?).

4.1.4. Biến đổi thứ sinh

Quá trình xi măng hóa xảy ra rất mạnh trong tất cả các mẫu phân tích. Thành phần xi măng phổ biến là khoáng vật sét, thạch anh, carbonate và một lượng ít hơn xi măng feldspar, pyrophyllite... Xi măng sét có thành phần chủ yếu là illite, với lượng ít hơn là chlorite, kaolinite và sét hỗn

hợp lớp trương nở illite - smectite. Chúng thường có mặt dưới dạng xi măng cơ sở, riềm mỏng và lấp đầy một phần hoặc gần như toàn bộ những lỗ hổng nguyên sinh giữa các hạt.

Quá trình nén kết (compaction) cũng tác động mạnh và rộng khắp đối với hầu hết các mẫu phân tích. Kết quả đã làm phần lớn hạt vụn bị biến dạng, nén ép xít vào nhau để hình thành nên những tiếp xúc hạt vụn thứ sinh ở dạng đường cong và dạng răng cưa (stylonite). Khi bị nén mạnh, ranh giới các hạt vụn hòa lẫn vào nhau, nên một số mẫu đá cát kết đã biến thành cát kết dạng quartzite (mẫu SH1, SH3, SH10, SH11, SH15, SH24). Phần lớn các đá sét kết, sét chứa bột hoặc chứa cát đều có cấu tạo định hướng khá rõ và thường bị phân phiến nhẹ. Hiện tượng nén kết trong các mẫu cát kết tuổi Trias nhìn chung xảy ra mạnh hơn so với các đá cát kết của hệ tầng Hà Cối ($J_{1-2}hc$). Cùng với quá trình xi măng hóa, sự nén kết xảy ra với cường độ mạnh như vậy cũng là một trong những nguyên nhân chính làm giảm phần lớn thể tích các lỗ hổng nguyên sinh trong đá cát kết và bột kết phân tích.

Quá trình hòa tan, rửa lựa các khoáng vật kém vững bền cũng xảy ra tương đối mạnh nhưng không đồng đều giữa các mẫu của mỗi hệ tầng. Hiện tượng hòa tan xảy ra mạnh hơn cả với cát kết của hệ tầng Nà Khuất và hệ tầng Mẫu Sơn (mẫu SH1, SH2, SH3, SH10, SH11, SH18, SH24...). Trong khi với hệ tầng Hà Cối, sự hòa tan dường như yếu hơn (SH17, SH25). Kết quả của quá trình hòa tan khoáng vật kém bền vững này đã tạo ra một lượng nhất định những lỗ hổng hòa tan trong hạt và lỗ hổng dạng vi hang hốc có kích thước khác nhau.

Ngoài 2 quá trình biến đổi thứ sinh trên, trong khá nhiều mẫu phân tích cũng thường quan sát thấy đá còn bị tác động ở mức độ khác nhau của quá trình phong hóa xảy ra ở trên bề mặt hoặc gần bề mặt. Đây là quá trình biến đổi thứ sinh lùi (quá trình biểu sinh) với sự hình thành một số khoáng vật đặc trưng bao gồm nhóm sét hỗn hợp illite - smectite (montmorillonite), siderite và các khoáng vật nhóm oxide sắt. Dưới tác động của nước bề mặt/gần bề mặt hoặc nước ngầm, xảy ra hiện tượng hòa tan, rửa trôi một phần các khoáng vật kém vững bền như feldspar, carbonate... để tạo ra một phần các lỗ hổng thứ sinh dạng hòa tan nói trên.

Từ những yếu tố biến đổi ở trên, có thể kết luận rằng: các trầm tích tuổi Trias đều đã bị biến đổi thứ sinh rất mạnh, tương đương với giai đoạn biến đổi từ cuối của đới hậu sinh muộn (late katagenes) đến đầu của giai đoạn biến chất sớm (early metagenes). Riêng với trầm tích Jura,

mức độ biến đổi thứ sinh có yếu hơn, tương đương với giai đoạn hậu sinh muộn. Những đặc tính biến đổi thứ sinh nói trên là những yếu tố ảnh hưởng quyết định đến đặc tính thẩm chứa của đá.

4.1.5. Đặc tính chứa

Kết quả tính toán độ rỗng trong lát mỏng được trình bày chi tiết ở Bảng 2. Do bị xi măng hóa và nén kết mạnh, nên hầu hết các mẫu đá cát kết có độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt từ rất thấp đến thấp. Phần lớn các mẫu cát kết tuổi Trias đều có độ rỗng rất thấp ($< 2,5 - 3,0\%$). Ngoại trừ 2 mẫu cát kết thuộc hệ tầng Hà Cối (SH17, SH23) tồn tại độ rỗng giữa hạt khá cao ($12,4 - 16,0\%$), với sự liên thông giữa các lỗ hổng khá tốt.

Độ rỗng thứ sinh trong nhiều mẫu phân tích đóng vai trò đáng kể và thường lớn hơn độ rỗng nguyên sinh giữa hạt. Độ rỗng thứ sinh bao gồm độ rỗng bên trong hạt và độ rỗng dạng vi hang hốc (do hòa tan những khoáng vật kém vững bền) cùng ít lỗ rỗng dạng khe nứt/vi khe nứt (do tác động mạnh của quá trình nén kết và chuyển động kiến tạo).

Sự lưu thông giữa các lỗ rỗng nhìn chung là kém (đặc biệt với những mẫu có độ rỗng $< 3,0\%$) và một số mẫu thuộc loại trung bình đến tốt (với các mẫu có tổng độ rỗng $> 10,0\%$).

Một điều dễ nhận thấy là độ rỗng của các mẫu cát kết lấy tại các giếng khoan nhìn chung thấp hơn hẳn so với các mẫu cát kết thu thập từ các hào đào. Sự khác nhau về giá trị độ rỗng này có thể thấy ngay chính trên mẫu của cùng một hệ tầng. Thí dụ các mẫu cát kết lấy trong hào đào của hệ tầng Nà Khuất (SH2, SH9, SH19, SH24) có độ rỗng các loại cao hơn so với các mẫu lấy tại giếng khoan (SH44, SH45, SH46 và SH47...). Do vậy, không loại trừ một phần trong số những lỗ rỗng hòa tan gặp trong các mẫu lấy ở hào đào gần bề mặt có thể được hình thành do quá trình phong hóa (biểu sinh) xảy ra gần bề mặt.

Một điều lưu ý khác là theo kết quả phân tích thành phần khoáng vật sét trong xi măng đá cát (trong mục phân tích bằng phương pháp nhiễu xạ rơnghen) có mặt rất cao của sét illite, cũng như thường xuyên có mặt của sét có tính trương nở illite-smectite. Thành phần khoáng sét cao như trên có ảnh hưởng xấu đến tính chất lưu thông (đặc tính thẩm) của chất lưu trong đá chứa.

Như vậy, nếu dựa vào giá trị độ rỗng xác định được cùng với đặc tính xi măng hóa và nén kết xảy ra rất mạnh như nói ở trên có thể nhận xét rằng tiềm năng chứa của đá cát kết Trias tại các khu vực lấy mẫu phân tích thuộc loại

trung bình kém đến kém. Riêng một số mẫu cát kết của hệ tầng Hà Cối (khu vực lấy mẫu SH17, SH23) có tiềm năng chứa thuộc loại trung bình.

Tuy nhiên, xét về quan điểm kiến tạo tại vùng trũng An Châu, không loại trừ ở dưới sâu tại một số khu vực đã bị tác động mạnh của những phá hủy kiến tạo, đứt gãy, hoặc tại những khu vực trầm tích được nâng lên, bóc mòn, phong hóa rồi sau đó lại bị chôn vùi và được phủ bởi các trầm tích trẻ hơn, sẽ gặp được các lớp đá vụn có tiềm năng chứa tốt hơn những mẫu vừa phân tích. Phát hiện dầu trong đá cát kết dạng quartzite ở giếng khoan 103-HR-1X (phía Bắc bể trầm tích Sông Hồng) là một minh chứng mà các nhà nghiên cứu cần chú ý khi tìm kiếm các đối tượng triển vọng chứa ở vùng trũng An Châu.

4.2. Đá carbonate

4.2.1. Thành phần

Kết quả phân tích thành phần đá carbonate được trình bày ở Bảng 4. Hầu hết các mẫu đều chứa một lượng lớn các khung xương sinh vật, thay đổi từ 34,0 - 80,8%. Thành phần hóa đá rất đa dạng cả về kích thước lẫn giống loài. Các hóa đá thường gặp hơn cả gồm: Benthonic foraminifera (Fusulinid, Miliolid...), Coral, Microfossils (gặp nhiều Oligostegina và Pithonella), Red algae và nhiều dạng không xác định khác. Ngoài ra một số mẫu còn gặp với lượng ít hơn giống Echinoderm. Kích thước các khung xương sinh vật thay đổi từ 0,1 - 0,3mm (gặp nhiều ở các giống Microfossil) đến 1 - 5mm, đôi khi > 5mm (gặp phổ biến ở Coral, Echinoderm, Red algae). Mức độ bảo tồn của sinh vật từ trung bình đến kém do phần lớn các buồng và vách ngăn đã bị tái kết tinh, lấp đầy hoặc thay thế ở mức độ khác nhau bằng tập hợp các khoáng vật thứ sinh gồm nhiều calcite, dolomite và khoáng vật quặng.

Các tập hợp calcite vi hạt (matrix) trong các đá packstone có tỷ lệ dao động trong khoảng 5,4% - 20,4%, riêng mẫu wackestone hàm lượng calcite vi hạt lên tới 51,2%.

Kết quả Bảng 4 cho thấy, các mẫu phân tích đều là carbonate dạng thềm (platform carbonate) hình thành trong điều kiện biển nhiệt đới nằm xa bờ và bể trầm tích hầu như không chịu tác động của những nguồn cung cấp vật liệu đến từ lục địa.

4.2.2. Biến đổi thứ sinh

Phần nhiều các mẫu đá vôi mới bị biến đổi thứ sinh ở mức trung bình yếu. Hiện tượng biến đổi thường gặp là

calcite vi hạt bị tái kết tinh và dolomite hóa ở mức độ vừa phải, tạo ra một lượng đáng kể (dao động 15,2 - 32,6%) những tinh thể calcite và dolomite thứ sinh có kích thước từ 0,05 - 0,5mm (phổ biến 0,1 - 0,25mm). Chúng lấp đầy, thay thế các khung xương sinh vật hoặc tập trung thành các mạch và ổ riêng biệt (kích thước 0,3mm đến > 3,0mm), đôi khi lấp đầy một phần vào các khe nứt và hang hốc có trước.

Tất cả các mẫu đá vôi phân tích mới bị biến đổi thứ sinh ở mức độ thấp, đặc trưng bởi sự tái kết tinh của tập hợp calcite vi hạt xảy ra chưa mạnh. Tỷ lệ calcite thứ sinh mới được hình thành nhìn chung là không cao, hầu hết nhỏ hơn 20,0% (trừ mẫu SH28, calcite thứ sinh lên tới 36,4%). Các tinh thể calcite và dolomite thứ sinh có kích thước từ 0,05 - 0,5mm (phổ biến 0,1 - 0,25mm), lấp đầy, thay thế các khung xương sinh vật hoặc tập trung thành các mạch và ổ riêng biệt (kích thước 0,3mm đến lớn hơn 3,0mm). Hiện tượng dolomite hóa calcite hầu như xảy ra rất yếu đối với tất cả các mẫu phân tích.

4.2.3. Tiềm năng chứa

Số liệu phân tích trong Bảng 4 cho thấy độ rỗng hở quan sát được của các mẫu phân tích nhìn chung rất thấp, với ít lỗ rỗng dạng vi khe nứt dao động từ 0,5 - 1,4%. Do vậy, các đá carbonate đã phân tích không có tiềm năng chứa. Tuy nhiên, do đặc điểm khi lấy mẫu, những mẫu có độ nứt nẻ cao thường bị vỡ vụn và chỉ lấy được những mẫu dạng khối, nên kết quả phân tích mẫu thường kém và có thể không phản ánh chính xác cho độ rỗng nứt nẻ của hệ tầng.

4.3. Đá phun trào

4.3.1. Thành phần và kiến trúc

Thành phần thạch học các đá phun trào được mô tả chi tiết ở Bảng 5.

Các đá rhyolite có kiến trúc pocfia với kích thước của ban tinh từ 0,2 - 2,0mm, thành phần gồm thạch anh (dao động từ 6,2 - 15,0%), K-feldspar (5,0% - 17,0%), plagioclase (1,0 - 14,6%) và đôi khi hocblende nổi trên nền vi tinh (< 0,02mm) là hỗn hợp của thạch anh và feldspar kali (Hình 12). Đá tuf tro núi lửa có kiến trúc dạng trachyte với sự sắp xếp bán song song của các tinh thể dạng que kéo dài (chiều dài 0,05 - 0,25mm, rộng 0,01 - 0,03mm) của thạch anh và K-feldspar theo cùng một phía của dạng dòng chảy.

Thành phần ban tinh gồm thạch anh (dao động từ 6,2 - 15,0%), K-feldspar (5,0 - 17,0%), plagioclase (1,0 - 14,6%) đôi khi có mặt một lượng nhỏ hocblend và pyroclen. Nền

vi tinh của các đá phun trào này chiếm tỷ lệ từ 44,0 - 59,0% bao gồm hỗn hợp của các vi tinh thạch anh, feldspar kali, trong đó feldspar kali đã bị sét hóa khá mạnh.

Khoáng vật thứ sinh gồm chủ yếu là khoáng vật sét, ít thạch anh, calcite và khoáng vật quặng. Khoáng vật sét gồm chủ yếu là tập hợp sét kaolinite/illite, có thể có hỗn hợp illite/smectite (?) ở dạng thay thế mạnh feldspar của ban tinh và feldspar của nền vi tinh/tro bụi núi lửa. Khoáng vật quặng gồm nhiều ilmenite, limonite và ít pyrite. Phần lớn các mẫu phân tích đều đã bị biến đổi mạnh bởi quá trình phong hóa ở các mức độ khác nhau.

4.3.2. Tiềm năng chứa

Độ rỗng của các mẫu phân tích gần như vắng mặt hoặc có mặt với tỷ lệ rất nhỏ (0,6 - 0,8%). Vì vậy, cả 5 mẫu mẫu đá phun trào đã phân tích đều có tiềm năng chứa tương đối kém.

5. Kết luận

Tổng hợp các kết quả nghiên cứu đưa đến một số kết luận như sau:

Trùng Mesozoi An Châu là một phần của bể rift nội lục, đã trải qua các giai đoạn biến đổi phức tạp, tương ứng với các chu kỳ kiến tạo Caledoni, Hexini và Indosini. Địa tầng của bể gồm các thành tạo đá móng tuổi Paleozoi có thành phần vật chất đa dạng, không đồng nhất, phủ bên trên chủ yếu bởi các thành tạo Mesozoi thuộc các hệ tầng: 1) Hệ tầng Lạng Sơn ($T_1 ls$); 2) Hệ tầng Khôn Làng ($T_2a kl$); 3) Hệ tầng Bình Liêu ($T_2a bl$); 4) Hệ tầng Nà Khuất ($T_2 nk$); 5) Hệ tầng Mẫu Sơn ($T_3c ms$); 6) Hệ tầng Văn Lãng ($T_3n-r vl$); 7) Hệ tầng Hòn Gai ($T_3n-r hg$); 8) Hệ tầng Hà Cối ($J_{1-2} hc$); 9) Hệ tầng Bản Hang ($K bh$).

Đá vôi dạng thềm (platform carbonate) tuổi Devon giữa và Carbon-Permi chứa phong phú các mảnh sinh vật, được hình thành trong điều kiện biển nhiệt đới xa bờ, với năng lượng sóng trung bình. Đá vôi bị biến đổi thứ sinh chưa cao, đặc trưng bởi mức độ tái kết tinh yếu và quá trình dolomite hóa rất yếu. Các đá vôi đã phân tích hầu như không có tiềm năng chứa.

Cát kết Trias sớm của hệ tầng Lạng Sơn ($T_1 ls$) có kích thước hạt rất nhỏ, độ lựa chọn và mài tròn tốt, được hình thành trong điều kiện xa bờ và nằm cách khá xa nguồn cung cấp vật liệu là các khối đá phun trào và biến chất cổ. Cát kết đã bị biến đổi thứ sinh rất mạnh, tương ứng với cuối giai đoạn hậu sinh muộn đến biến chất sớm. Tiềm năng chứa của đá được đánh giá tương đối kém.

Cát kết Trias giữa của các hệ tầng Nà Khuất ($T_2 nk$), Khôn Làng ($T_2 kl$) và Bình Liêu ($T_2 bl$) thuộc loại cát kết sublitharenite và litharenite, hạt nhỏ đến rất nhỏ, độ lựa chọn tốt, độ mài tròn trung bình đến tốt. Phần lớn cát kết đã phân tích được hình thành trong điều kiện bề trầm tích nằm khá xa bờ, xa nguồn cung cấp vật liệu chính là các khối biến chất và phun trào cổ. Cát kết đã bị biến đổi thứ sinh mạnh ở cuối giai đoạn hậu sinh muộn đến biến chất sớm. Đá có tính chất chứa thuộc loại kém, ít mẫu thuộc loại trung bình kém, trong đó tính chất thẩm chứa thứ sinh đóng vai trò chủ đạo. Tuy nhiên, không loại trừ ở dưới sâu, tại những khu vực bị tác động mạnh của phá hủy kiến tạo, hoặc tại những nơi trầm tích được nâng lên, bóc mòn, phong hóa... sau đó tái trầm tích, bị chôn vùi và được phủ trên bởi các trầm tích trẻ hơn, sẽ bắt gặp các lớp đá cát kết tuổi Trias giữa có tiềm năng chứa tốt hơn.

Một số mẫu đá Trias giữa hệ tầng Bình Liêu ($T_2 bl$) là các đá phun trào acid thuộc nhóm đá rhyolite còn khá tươi, đặc sít, ít bị nứt nẻ và biến đổi, nên hoàn toàn không có tiềm năng chứa.

Trầm tích Trias muộn, hệ tầng Mẫu Sơn ($T_3c ms$) và hệ tầng Văn Lãng ($T_3n-r vl$) gồm các đá cát kết hạt từ nhỏ đến rất thô, độ mài tròn trung bình, độ lựa chọn trung bình đến kém. Nguồn cung cấp vật liệu chính cho trầm tích trong thời kỳ này được vận chuyển đến từ các khối đá biến chất, đá phun trào và đá carbonate cổ. Trầm tích được hình thành trong điều kiện lục địa, oxy hóa. Phần lớn cát kết đã bị xi măng hóa và nén kết rất mạnh, làm giảm hầu hết các lỗ rỗng nguyên sinh giữa hạt. Do vậy tiềm năng chứa của cát kết Trias muộn thuộc loại kém.

Trầm tích Jura sớm, hệ tầng Hà Cối (J_{1-2}) gồm nhiều cát kết, ít bột kết và sét kết màu đỏ đến nâu đỏ. Cát kết hạt rất nhỏ đến hạt trung, độ lựa chọn mài tròn trung bình kém. Nguồn cung cấp vật liệu chính cho trầm tích ở thời kỳ này được đưa đến từ các khối đá biến chất, đá carbonate và đá phun trào cổ. Trầm tích được hình thành trong điều kiện lục địa, khô nóng và oxy hóa mạnh. Cát kết bị biến đổi thứ sinh ở giai đoạn hậu sinh muộn, nên một số mẫu vẫn còn tồn tại độ rỗng giữa hạt. Đặc tính chứa của đá thay đổi mạnh, từ tương đối tốt đến trung bình và kém.

Tài liệu tham khảo

1. A.D.Miall. *Principles of sedimentary basin analysis (third updated and enlarged edition)*. Springer, Berlin - Heidelberg - New York. 2000.

2. A.R. Philpotts, *Petrography of igneous and metamorphic rocks*, Waveland Press, Illinois-USA, 1989.
3. Công ty Dầu khí Sông Hồng, Đề án "Điều tra, khảo sát tài nguyên Dầu khí khu vực Trũng An Châu - giai đoạn 1", Đề án cấp Ngành, 2012.
4. F.Jerry Lucia. *Carbonate reservoir characterization (second edition)*. Springer, Bureau of Economic Geology, Texas, USA. 2007.
5. R.L.Folk. *Petrology of sedimentary rocks*. Austin, Tex.: Hemphill's Book Store, 1968.
6. F.J.Pettijohn. *Sedimentary rocks (second edition)*. New York: Harper & Brothers. 1957.
7. Joan E.Welton. *SEM petrology atlas*. The American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma 74101, USA. 1984.
8. Wentworth C.K. A scale of grade and class term for clastic sediments. *Journal of Geology*. 1922; 30: p. 377 - 392.
9. Hoàng Anh Tuấn. *Báo cáo phân tích thạch học vùng trũng An Châu*. Lưu trữ Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.
10. Hoàng Anh Tuấn, Đỗ Văn Nhuận. *Đặc điểm trầm tích, hệ thống dầu khí địa hào Krong Pa và mối liên quan với bể trầm tích Phú Khánh*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ Viện Dầu khí Việt Nam 30 năm phát triển và hội nhập. 2008: trang: 167 - 178.
11. Tống Duy Thanh, Vũ Khúc và nnk. *Các phân vị địa tầng Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 512.
12. Trần Nghi. *Trầm tích học*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội. 2012.
13. Tran Van Tri, Vu Khuc. *Geology and earth resources of Vietnam (first edition)*. Publishing house for Science and Technology. 2011: p. 118 - 133.
14. Vũ Trụ. *Tổng hợp các kết quả nghiên cứu địa chất - địa vật lý và đề xuất kế hoạch nghiên cứu các bể trầm tích trước Đề tam phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam*. Lưu trữ Viện Dầu khí Việt Nam. 2013: trang 114 - 119.

Petrographic characteristics and reservoir quality of Paleozoic-Mesozoic formations in An Chau Trough, North East of Vietnam

**Hoàng Anh Tuan¹, Nguyen Huu Nam², Ngo Kieu Oanh¹
Hoàng Huu Hiep², Bui Viet Dung¹, Nguyen Manh Linh¹
Ngo Xuan Vinh³**

¹Vietnam Petroleum Institute

²PVEP Song Hong

³Vietnam Petroleum Association

Summary

The main objectives of this study are to contribute to the interpretation of the depositional environment, diagenetic history and reservoir quality of the rocks in Mesozoic An Chau trough by using the results of petrographic thin section, scanning electron microscope (SEM) and X-Ray diffraction (XRD) analyses in combination with outcrop studies. A total of 52 samples were selected for these analyses. The integrated results from lithology, SEM and XRD analyses, as well as outcrop studies indicate that clastic, carbonate and volcano-plutonic rocks exist in the investigated area. The obtained results from combined studies suggest a poor to good reservoir quality of clastic rocks, whereas carbonate and volcano-plutonic rocks are not considered reservoirs in the area.

Key words: An Chau trough, Paleozoic, Mesozoic, clastic, carbonate, tuff, packstone, wackstone, thin section analysis, scanning electron microscope (SEM), X-ray diffraction (XRD), porosity, rock classification, mineral, texture, rock fragment, quartz, k-feldspar, plagioclase, illite, chlorite, kaolinite.

NGHIÊN CỨU HOẠT TÍNH ỨC CHẾ QUÁ TRÌNH TẠO CẶN POLYMER XẢY RA TRONG QUÁ TRÌNH CHẾ BIẾN PYROCONDENSATE CỦA CÁC HỢP CHẤT TỔNG HỢP TỪ SULFATE LIGNIN

TS. Đàm Thị Thanh Hải¹, TS. Đỗ Chiếm Tài¹, GS.TSKH. A.F.Gogatov²

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Viện Hóa hữu cơ - Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga

Tóm tắt

Các phản ứng nitroso hóa và azo hóa lignin là phương pháp hiệu quả để tổng hợp các hợp chất có hoạt tính ức chế cao từ sulfate lignin và sản phẩm của các phản ứng trên - nitrosolignin và azolignin - có hoạt tính cao trong việc kìm hãm quá trình tạo cặn bẩn polymer thường xảy ra dưới tác dụng của nhiệt độ cao từ các hợp chất chưa bão hòa có trong pyrocondensate (sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon). Trong điều kiện phòng thí nghiệm, ở nồng độ 0,03% khối lượng (300ppmw) - nồng độ chất ức chế thường được sử dụng trong quy mô công nghiệp - hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn polymer của nitrosolignin và azolignin tương ứng đạt 43% và 46%, cao hơn 2 lần so với hiệu quả ức chế của sulfate lignin ban đầu. Kết quả thực nghiệm cho thấy, việc đưa các nhóm chức mới vào cấu trúc lignin là hướng đi mới và hiệu quả để cải biến sulfate lignin và điều chế các chất ức chế quá trình polymer hóa hiệu quả cao cho các nhà máy sản xuất monomer hoặc cho quá trình ổn định các sản phẩm xăng.

Từ khóa: Chất ức chế, polymer hóa, nhiệt phân hydrocarbon, dẫn xuất adamantylphenol.

1. Giới thiệu

Phản ứng polymer hóa các hợp chất chưa bão hòa (các monomer) có ý nghĩa hết sức quan trọng trong công nghệ hóa học, đặc biệt là lĩnh vực sản xuất chất dẻo và nhựa. Tuy nhiên, phản ứng này cũng gây ra những hạn chế nhất định. Ví dụ, trong quá trình chế biến, bảo quản và vận chuyển monomer dưới tác dụng của nhiệt độ thường xảy ra phản ứng polymer hóa các hợp chất chưa bão hòa không bền nhiệt. Quá trình này sẽ tạo thành cặn bẩn polymer lắng đọng trên bề mặt của các đĩa chưng cất, bám trên bề mặt làm việc của các thiết bị gia nhiệt và đường ống, làm thất thoát các monomer... làm giảm hiệu suất làm việc của dây chuyền công nghệ nói riêng và hiệu quả sản xuất của nhà máy nói chung.

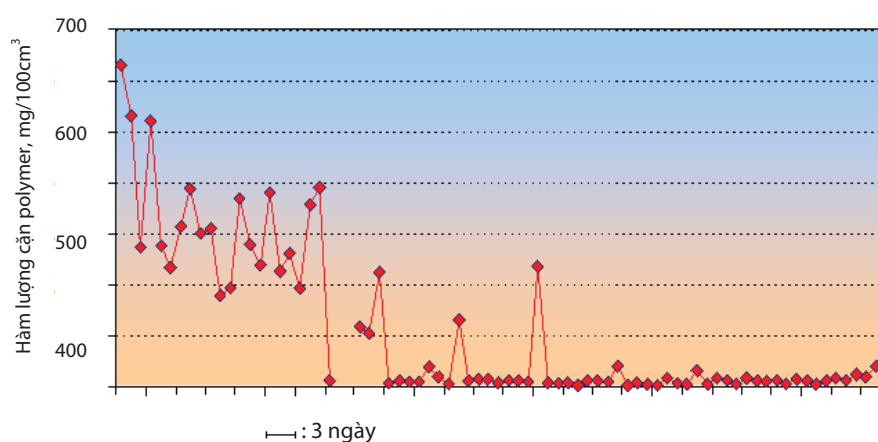
Hiện nay, phương pháp hiệu quả nhất để ngăn chặn quá trình tạo cặn bẩn polymer là sử dụng các chất ức chế polymer hóa - polymerisation inhibitors (gọi là chất ức chế). Theo nghiên cứu [1], các hợp chất dạng phenol đang được sử dụng rộng rãi trên thị trường do có hoạt tính ức chế cao; sử dụng được trong môi trường có hoặc không có oxy; ít độc hại và có tính công nghệ cao hơn các chất ức chế thuộc các nhóm chất khác (như nitroxyl radicals, các hợp chất chứa lưu huỳnh và nitơ); các sản phẩm chuyển hóa thứ cấp trong một số trường hợp có khả năng cho hiệu quả ức chế cao hơn hợp chất phenol ban đầu.

Quá trình khảo sát thực nghiệm hàm lượng cặn bẩn polymer tạo thành trong hỗn hợp hydrocarbon lỏng (C_5^+) tại tháp chưng cất K-27 của dây chuyền tinh luyện sản phẩm nhiệt phân phân đoạn xăng của Nhà máy Lọc dầu Angarsk, Liên bang Nga [2] cho thấy khi sử dụng chất ức chế hiệu quả cao 4-tert-butylpyrocatechol (TBPC) (Hình 4) thì hàm lượng cặn polymer giảm đáng kể theo thời gian sử dụng (Hình 2).

Quá trình kiểm tra tình trạng hoạt động của các thiết bị tháp chưng cất K-27 cho thấy, khi sử dụng chất ức chế hiệu quả dạng phenol bề mặt đĩa chưng cất gần như không bị làm bẩn bởi cặn polymer (Hình 3). Kết quả khảo sát định kỳ đã chứng minh hoạt tính ức chế cao và vai trò quan trọng của các chất ức chế dạng phenol.



Hình 1. Cặn bẩn polymer lắng đọng trên bề mặt đĩa tháp chưng cất



Hình 2. Sự thay đổi hàm lượng cận polymer tạo thành trong pyrocondensate tại tháp chưng cất K-27 theo thời gian

Hiện nay, việc lựa chọn chất ức chế dựa trên nhiều yếu tố như: hoạt tính ức chế, giá nguyên liệu để sản xuất chất ức chế và khả năng tài chính của nhà máy... Các đánh giá kinh tế nội bộ của Nhà máy Lọc hóa dầu Angarsk (Liên bang Nga) trong gần 40 năm qua cho thấy, chi phí để mua chất ức chế chiếm một khoản không nhỏ (khoảng 6% chi phí sản xuất monomer). Các chất ức chế đang được sử dụng trong nhà máy tuy có hiệu quả cao nhưng cũng có nhược điểm như: giá thành cao, giá không ổn định, phụ thuộc vào nhà cung cấp do được nhập khẩu chủ yếu từ Pháp, Italia... Điều này gây ảnh hưởng đáng kể đến kế hoạch sản xuất của nhà máy và sức cạnh tranh của các sản phẩm.

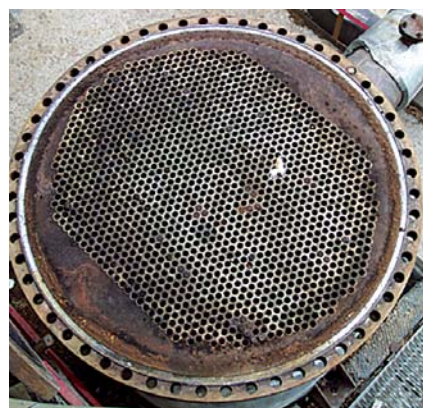
Việc nghiên cứu để tự sản xuất, mở rộng và tìm nguồn nguyên liệu giá rẻ (từ sản phẩm phụ của chính nhà máy, từ chất phế thải của các nhà máy lân cận) phục vụ sản xuất chất ức chế là hướng đi rất quan trọng ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất của nhà máy trong thời gian tới. Kết quả nghiên cứu [3] cho thấy cần phải tiếp tục nghiên cứu các phương pháp hiệu quả để điều chế các hợp chất có hoạt tính ức chế cao từ nguồn nguyên liệu rẻ sulfate lignin - chất thải của dây chuyền sản xuất giấy và cellulose.

Trong bài viết này, nhóm tác giả trình bày kết quả nghiên cứu hướng nâng cao hiệu quả ức chế của các hợp chất dạng guaiacol (các hợp chất mẫu) và kết quả đánh giá thực nghiệm hoạt tính ức chế của các hợp chất tổng hợp từ sulfate lignin theo hướng trên.

2. Thực nghiệm

2.1. Mục đích và đối tượng nghiên cứu

- Để nghiên cứu và tìm ra giải pháp tổng hợp các chất ức chế hiệu quả cao từ sulfate lignin, nhóm tác giả đã



Hình 3. Bề mặt đĩa tháp chưng cất khi sử dụng chất ức chế hiệu quả TBPC

Bảng 1. Các hợp chất chưa bão hòa chủ yếu trong pyrocondensate K-27, % khối lượng

Thành phần	Hàm lượng cấu tử, % khối lượng
Isoprene	0,53
Cyclopentene	0,85
3-ethyl-pentene-1	16,70
Hexene	0,76
Hexadiene	0,97
Cyclohexene	0,31
Stirene	7,05
Dicyclohexadiene	4,21
cis-Pentene	0,09
trans-Pentene	0,15
2-metyl-butene-2	0,04

nghiên cứu hoạt tính ức chế của một số hợp chất phenol mẫu dạng guaiacol - 2-methoxyphenol, 4-methoxyphenol - có cấu trúc tương tự cấu trúc đơn vị của sulfate lignin.

- Từ kết quả nghiên cứu trên hai hợp chất mẫu, nhóm tác giả đã nghiên cứu và sử dụng các phương pháp cải biến hóa học thích hợp để nâng cao hiệu quả các chất ức chế tổng hợp từ lignin. Sulfate lignin nguyên liệu được chiết tách từ chất thải của Tổ hợp sản xuất giấy và cellulose Baikal (Tp. Irkutsk, Liên bang Nga).

- Nhóm tác giả đã sử dụng phân đoạn hydrocarbon lỏng tại tháp chưng cất số 27 của dây chuyền công nghệ chế biến sản phẩm nhiệt phân hỗn hợp hydrocarbon của Nhà máy Angarsk (gọi tắt là pyrocondensate K-27 hay K-27) làm đối tượng nghiên cứu để tiến hành quá trình đánh giá thực nghiệm hoạt tính ức chế của các hợp chất được sử dụng trong nghiên cứu này. Quá trình đánh giá hoạt tính của các hợp chất trên được thực hiện trong phòng thí nghiệm ở điều kiện tương tự điều kiện sản xuất thực tế của Nhà máy Angarsk.

Bảng 2. Thành phần phân đoạn pyrocondensate

Nhiệt độ chưng cất (°C)	% thể tích pyrocondensate K-27									
Bắt đầu sôi	10	20	30	40	50	60	70	80	90	97,5
49	82	82,5	86,5	88,5	93	93,5	100	118	149	185

- Thành phần của pyrocondensate K-27 được Trung tâm nghiên cứu khoa học của Nhà máy Angarsk cung cấp (Bảng 1 - 3). Thành phần của pyrocondensate được xác định bằng phương pháp sắc ký khối phổ trên máy Hewlett Packard - 5MS, với việc sử dụng cơ sở dữ liệu của Nhà máy Lọc hóa dầu Angarsk. Thành phần phân đoạn được nghiên cứu bằng phương pháp xác định thành phần phân đoạn của các sản phẩm dầu trên máy "APH-ЛAБ-03".

2.2. Phương pháp tổng hợp nitrosolignin và azolignin từ sulfate lignin

2.2.1. Hóa chất

Hai hợp chất mẫu guaiacol: 2-methoxyphenol (I) và 4-methoxyphenol (II) có công thức phân tử $C_7H_8O_2$ là các tinh thể không màu, có mùi đặc trưng, có độ tinh khiết 99,5%, được sản xuất tại Liên bang Nga.

2.2.2. Tổng hợp nitrosolignin và azolignin từ sulfate lignin

Sulfate lignin nguyên liệu không tan trong nước, tan kém trong rượu, ethylacetate và nhiều dung môi hữu cơ khác. Để hòa tan lignin, dung dịch NaOH thường được sử dụng (NaOH sẽ tác dụng với nhóm -OH trong lignin và tạo thành sản phẩm dạng phenolate natrium tan rất tốt trong nước) [4].

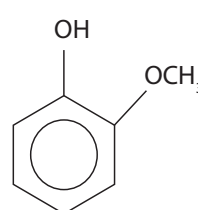
- Tổng hợp nitrosolignin: Cho vào bình cầu dung tích 250cm³ hỗn hợp 3,6g lignin (0,02mol) và 20cm³ dung dịch NaOH 1M. Cho thêm 50cm³ nước cất và hòa tan hỗn hợp trên. Sau đó, cho tiếp vào hỗn hợp 1,38g (0,02mol) muối $NaNO_2$ và lắc đều. Cho thêm acid HCl vào hỗn hợp để dung dịch có pH trong khoảng 3 - 4. Hỗn hợp được khuấy đều và giữ ở nhiệt độ từ 2 - 4°C trong 1 giờ (phản ứng được thực hiện trong bình phản ứng kín, đảm bảo không có sự tham gia của oxy). Sau 1 giờ phản ứng, sản phẩm nitrosolignin được lọc ra khỏi hỗn hợp, rửa bằng nước đến môi trường trung tính và làm khô bằng chân không đến khối lượng không đổi. Hiệu suất (tính theo lignin) của nitrosolignin đạt 94,6% khối lượng.

- Tổng hợp azolignin: quá trình tổng hợp được thực hiện qua 2 bước:

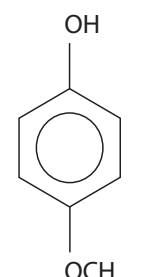
+ Điều chế muối diazonium aniline: Hòa tan 1mmol aniline với 3cm³ dung dịch acid HCl 1M, cho thêm 0,2cm³ dung dịch KBr 1M. Giữ nhiệt độ phản ứng của hỗn hợp

Bảng 3. Một số tính chất khác của pyrocondensate K-27

Tính chất	Pyrocondensate K-27
Chỉ số iodine, g I_2 /100g pyrocondensate	80
Khối lượng phân tử trung bình	95
Thành phần nhóm	Chủ yếu là phân đoạn C_6-C_{10}



2-methoxyphenol (I)



4-methoxyphenol (II)

Hình 4. Hai hợp chất mẫu được sử dụng trong đề tài nghiên cứu

trên từ 0 - 2°C trong vòng 1,5 giờ rồi từ từ cho tiếp 1,5cm³ dung dịch $NaNO_2$ 1M... Sau 30 phút, hỗn hợp trên được trung hòa bằng 1cm³ dung dịch urea 4M; sau đó cho thêm nước vào hỗn hợp trên để đạt được thể tích 100cm³.

+ Tổng hợp azolignin: Hòa tan 1mmol sulfate lignin vào 20cm³ dung dịch NaOH 0,1N, cho thêm 0,4mmol muối diazonium aniline (vừa điều chế được theo phương pháp trên) vào dung dịch và điều chỉnh độ pH của dung dịch về 8,5 - 9,5 (để tránh các phản ứng phụ). Sau 2,5 giờ xử lý hỗn hợp trên bằng acid HCl loãng và đưa pH = 2. Lọc sản phẩm azolignin tạo thành trong dung dịch, rửa sản phẩm kết tủa bằng nước đến khi đạt môi trường trung tính và làm khô bằng P_2O_5 . Hiệu suất (tính theo lignin) của azolignin đạt 92,4% khối lượng.

2.3. Phương pháp đánh giá hoạt tính ức chế

2.3.1. Phương pháp xác định khối lượng cặn polymer tạo thành trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate

Quá trình đánh giá hoạt tính của các chất ức chế được thực hiện trên máy "ΠOC-77M" theo "Phương pháp xác định hàm lượng nhựa theo Budarov" [5]. Phương pháp này đã được chuẩn hóa và áp dụng để đánh giá chất lượng các sản phẩm trung gian trong tổ hợp Nhà máy lọc dầu và sản xuất polymer. Các thí nghiệm được tiến hành ở điều kiện tương tự điều kiện sản xuất tại Nhà máy Angarsk.

Các bước thực hiện và phương pháp xác định hiệu quả ức chế đã được nhóm tác giả trình bày trong nghiên cứu [6]. Hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa được tính theo công thức:

$$E(\%) = \frac{C_o - C_i}{C_o} \times 100 \quad (1)$$

Trong đó C_i và C_o là khối lượng cặn polymer tạo thành tương ứng trong mẫu thử có chất ức chế và không có chất ức chế.

2.3.2. Phương pháp xác định chỉ số iodine của pyrocondensate

Chỉ số iodine của pyrocondensate được xác định theo Tiêu chuẩn ГОСТ 2070-82 "Phương pháp xác định chỉ số iodine và hàm lượng của hydrocarbon không bão hòa" [7] của Liên bang Nga. Phương pháp này được sử dụng để xác định chỉ số iodine và hàm lượng của hydrocarbon không bão hòa trong xăng, nhiên liệu diesel và các sản phẩm nhẹ khác.

Phương pháp này được thực hiện bằng cách hòa dung dịch rượu của iodine vào sản phẩm dầu (xăng, pyrocondensate, nhiên liệu diesel và các sản phẩm khác). Sau đó tiến hành quá trình chuẩn độ bằng dung dịch sodium thiosulfate (natri thiosulfate) để xác định hàm lượng iodine tự do (chưa phản ứng với liên kết bội) và khối lượng iodine (tính bằng gam) đã tham gia phản ứng với các liên kết bội có trong 100g sản phẩm dầu.

Chỉ số iodine (Z) của pyrocondensate được tính theo công thức:

$$Z = \frac{100 \times (V_1 - V_2) \times 0,012692 \times F}{m} \quad (2)$$

Trong đó:

V_1 : Lượng dung dịch natri thiosulfate dùng để chuẩn độ iodine trong thí nghiệm không có pyrocondensate (ml);

V_2 : Lượng dung dịch natri thiosulfate dùng để chuẩn độ iodine trong thí nghiệm với mẫu pyrocondensate (ml);

Hệ số F : Đối với natri thiosulfate nồng độ 0,1N hệ số F có giá trị là 1;

m : Khối lượng pyrocondensate có trong mẫu nghiên cứu;

0,012692: Lượng iodine có trong 1ml dung dịch natri thiosulfate 0,1N.

Chỉ số iodine của pyrocondensate là giá trị trung bình của chỉ số tính được từ 4 thí nghiệm song song và được làm tròn đến 1 chữ số sau dấu phẩy.

Theo phương pháp chỉ số iodine, hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa được tính theo công thức:

$$E(\%) = \frac{(Z_{130,(2)} - Z_{130,(1)})}{(Z_{20} - Z_{130,(1)})} \times 100 \quad (3)$$

Trong đó:

$Z_{130,(1)}$ và $Z_{130,(2)}$: Chỉ số iodine của pyrocondensate sau khi gia nhiệt ở nhiệt độ 130°C tương ứng với trường hợp không sử dụng chất ức chế và sử dụng chất ức chế;

Z_{20} : Chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt (ở nhiệt độ phòng 20°C) khi không sử dụng chất ức chế.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu hoạt tính ức chế của các hợp chất phenol dạng guaiacol và phương pháp nâng cao hoạt tính của chúng

Trong sulfate lignin, cấu trúc dạng guaiacol (Hình 5a) là cấu trúc cơ sở. Hoạt tính ức chế của cấu trúc này sẽ quyết định hoạt tính ức chế của lignin. Kết quả nghiên cứu thực nghiệm cho thấy hoạt tính ức chế của sulfate lignin rất thấp và giá trị tối đa chỉ đạt 26 - 28% [3].

Theo nghiên cứu [8, 9], trong môi trường không có oxy hoạt tính ức chế của các hợp chất dạng phenol nói chung sẽ tỷ lệ thuận với khả năng cho nguyên tử hydro của nhóm phenolic hydroxyl (OH) để kết hợp với gốc tự do $R\cdot$ (sinh ra từ các monomer dưới tác dụng của nhiệt độ cao):



Các chất ức chế có hiệu quả càng cao thì quá trình (4) xảy ra càng nhanh ngay từ khi mới xuất hiện các gốc tự do $R\cdot$ đầu tiên trong môi trường phản ứng. Nhóm tác giả nhận định lignin có hoạt tính ức chế thấp do các cấu trúc guaiacol gặp khó khăn trong việc thực hiện phản ứng (4) bởi chúng có liên kết hydro nội phân tử tương đối bền giữa nhóm OH và nhóm OCH_3 (Hình 5b). Sự hình thành liên kết hydro nội phân tử trong các hợp chất phenol có cấu trúc như trên được trình bày chi tiết trong nghiên cứu [10, 11]. Liên kết hydro nội phân tử tương đối bền đã làm giảm khả năng bẻ gãy liên kết O-H và cản trở sự "thoát" ra của gốc tự do H $\cdot$ để tham gia phản ứng với gốc tự do $R\cdot$ theo sơ đồ (4).

Để làm sáng tỏ nhận định trên, nhóm tác giả đã tiến hành đánh giá hoạt tính ức chế (trong điều kiện hoàn toàn tương tự với điều kiện đánh giá hoạt tính ức chế của sulfate lignin) của các hợp chất có cấu trúc dạng

guaiacol (có liên kết hydro nội phân tử) và các hợp chất không có liên kết hydro nội phân tử. Nhóm tác giả đã sử dụng mẫu thử là hai hợp chất 2-methoxyphenol và 4-methoxyphenol. Hoạt tính ức chế của hai hợp chất này trên pyrocondensate K-27 được đánh giá theo phương pháp đã trình bày ở mục 2.3.1 (Hình 6 - 7).

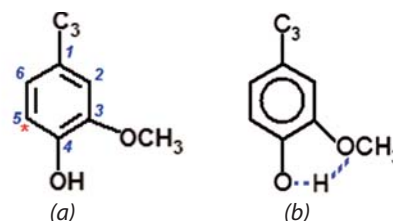
Khi không sử dụng chất ức chế, sau thời gian gia nhiệt ở nhiệt độ $(130 \pm 2)^\circ\text{C}$, một lượng lớn ($\sim 325\text{mg}$) cặn polymer tạo thành trong pyrocondensate K-27. Tuy nhiên, khi sử dụng hợp chất 2-methoxyphenol trong vai trò chất ức chế với nồng độ từ 0,01 - 0,05% so với khối lượng của pyrocondensate thì lượng cặn bẩn giảm xuống còn 234 - 272mg. Khi sử dụng hợp chất 4-methoxyphenol, lượng cặn bẩn giảm xuống còn 194 - 253mg (Hình 6).

Hiệu quả kìm hãm quá trình tạo cặn bẩn polymer khi sử dụng các hợp chất trên trong vai trò chất ức chế với các nồng độ khác nhau được tính theo công thức (1) và thể hiện trên Hình 7.

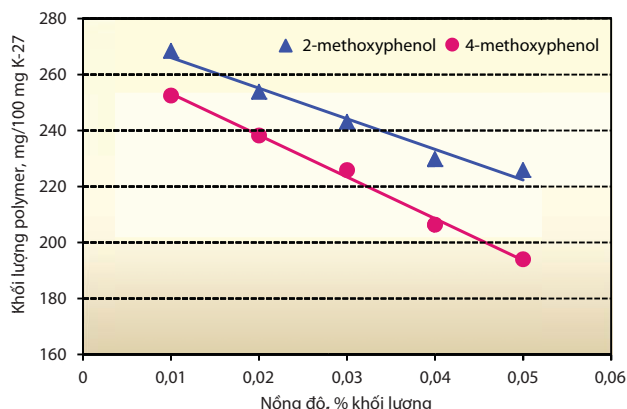
Kết quả Hình 7 cho thấy, hợp chất 2-methoxyphenol (có cấu trúc dạng guaiacol) có hiệu quả ức chế rất thấp, cụ thể với nồng độ từ 0,01 - 0,05%, hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn polymer chỉ đạt 17 - 29%. Khi sử dụng 4-methoxyphenol cũng với nồng độ trên, hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn polymer đã tăng lên và đạt 22 - 40%.

Sự chênh lệch về hiệu quả ức chế giữa 2-methoxyphenol và 4-methoxyphenol có thể giải thích dựa vào cấu trúc của chúng. Trong phân tử 2-methoxyphenol, hai nhóm chức -OH và -OCH₃ ở cạnh nhau nên xuất hiện liên kết hydro nội phân tử bền (Hình 8a), do đó làm giảm khả năng cho gốc tự do H• khi tương tác với gốc R• (sinh ra từ các monomer có trong pyrocondensate dưới tác dụng của nhiệt độ). Ngược lại, trong phân tử 4-methoxyphenol, nhóm chức -OCH₃ nằm tương đối xa nhóm chức -OH nên không hình thành liên kết hydro nội phân tử (Hình 8b). Vì vậy, hiệu quả ức chế của hợp chất 4-methoxyphenol cao hơn hợp chất 2-methoxyphenol và được chứng minh bằng kết quả thực nghiệm.

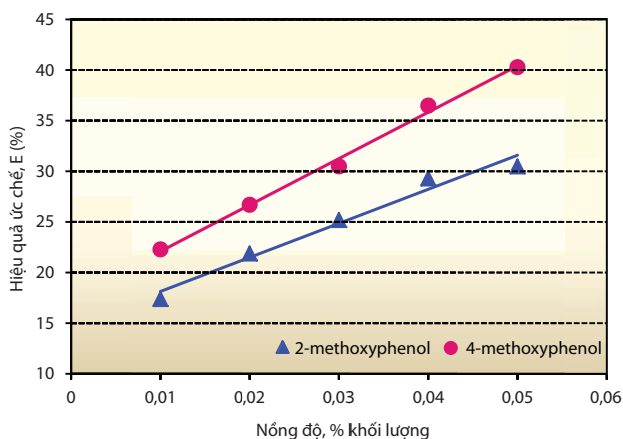
Từ kết quả trên, nhóm tác giả cho rằng để nâng cao hiệu quả ức chế của các hợp chất có cấu trúc dạng guaiacol nói chung và sulfate lignin nói riêng, cần phải thực hiện các phương pháp cải biến để phá vỡ liên kết hydro nội phân tử trong cấu trúc của chúng hoặc/và tạo ra một "trung tâm phản ứng" mới mà không tạo ra liên kết hydro nội phân tử. Một trong những phương pháp có thể được sử dụng là đưa một nhóm chức mới vào vị trí ortho- (so với nhóm chức -OH) của vòng thơm trong cấu



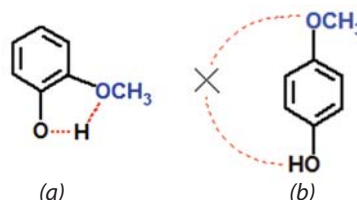
Hình 5. Công thức cấu tạo (a) và liên kết hydro nội phân tử (b) của cấu trúc guaiacol



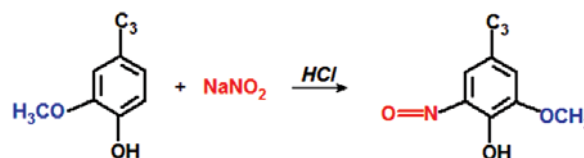
Hình 6. Hàm lượng cặn bẩn polymer tạo thành khi sử dụng các chất ức chế 2-methoxyphenol và 4-methoxyphenol



Hình 7. Hiệu quả ức chế của các hợp chất 2-methoxyphenol và 4-methoxyphenol xác định theo hàm lượng cặn bẩn polymer

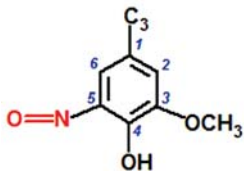


Hình 8. Liên kết hydro nội phân tử trong 2-methoxyphenol (a) và 4-methoxyphenol (b)

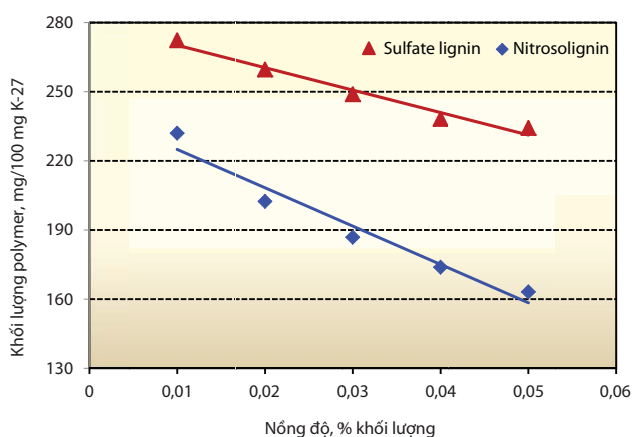


Hình 9. Sơ đồ phản ứng điều chế nitrosolignin

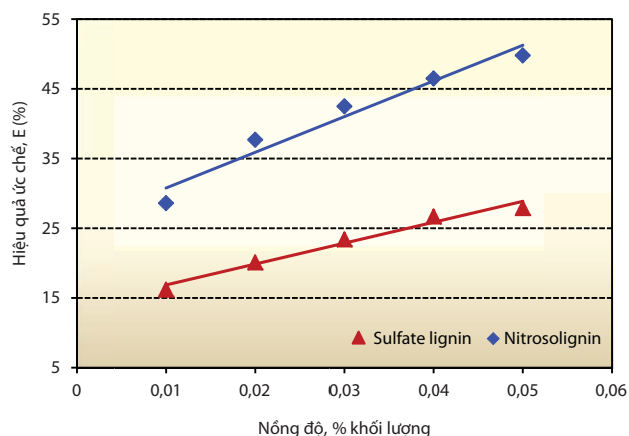
trúc guaiacol và chuyển “trung tâm phản ứng” từ nguyên tử H của nhóm chức -OH sang nhóm chức mới được đưa vào. Khi đó, liên kết hydro nội phân tử vốn tồn tại trong cấu trúc guaiacol có thể sẽ đồng thời bị phá vỡ.



Hình 10. Công thức cấu tạo



Hình 11. Hàm lượng cặn bản polymer tạo thành khi sử dụng sulfate lignin và nitrosolignin



Hình 12. Hiệu quả ức chế của sulfate lignin và nitrosolignin xác định theo hàm lượng cặn polymer

Bảng 4. Chỉ số iodine của pyrocondensate K-27 (sử dụng sulfate lignin và nitrosolignin làm chất ức chế)

		Nhiệt độ (°C)	Chỉ số iodine (Z) của pyrocondensate khi sử dụng chất ức chế với các nồng độ (% khối lượng) khác nhau				
			0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
Chất ức chế	KSD*	20**	80,0				
		130***	25,8				
	Sulfate lignin	130***	42,1	44,8	46,3	47,5	48,7
	Nitrosolignin	130***	49,0	53,5	56,9	58,5	60,5

KSD*: Chỉ số iodine của pyrocondensate xác định khi không sử dụng chất ức chế; **: Chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt
***: Chỉ số iodine của pyrocondensate sau khi gia nhiệt ở nhiệt độ 130°C

3.2. Nâng cao hoạt tính ức chế của sulfate lignin

So sánh cấu trúc của hợp chất 2-methoxyphenol và cấu trúc guaiacol của lignin cho thấy quá trình cải biến hóa học lignin bằng cách đưa thêm một nhóm chức mới vào vị trí ortho- (so với nhóm chức -OH) sẽ có tính chọn lọc cao vì trong vòng benzene vị trí C-3 (vị trí ortho-) và C-1 (vị trí para-) so với nhóm -OH đã bị thế bởi nhóm H_3CO - và mạch nhánh C_3 (Hình 5a). Do đó, cần chọn các tác nhân và điều kiện thích hợp sao cho phản ứng thế chủ yếu xảy ra ở vị trí nguyên tử carbon C-5 (C^*) của vòng benzene.

Từ kết quả của nghiên cứu [12 - 15], nhóm tác giả cho rằng hiệu quả ức chế sẽ được tăng lên khi đưa các nhóm chức như nitroso (-NO), azo ($-\text{N}=\text{N}-$) và hydroxyl (-OH) do:

+ Các hợp chất nitroso thơm, pyrocatecol là những chất ức chế có hoạt tính cao [12, 14, 15];

+ Các hợp chất thơm chứa đồng thời hai nhóm chức -OH và -NO có khả năng tautomer hóa (tautomerisation) tạo thành các hợp chất dạng oxime-quinone có hoạt tính ức chế cao [12].

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã tổng hợp hai hợp chất: nitrosolignin (đưa nhóm -NO) và azolignin (đưa nhóm $-\text{N}=\text{N}-$) vào vị trí C^* (C-5) của vòng benzene trong cấu trúc lignin.

3.2.1. Nghiên cứu hoạt tính ức chế của nitrosolignin

Quá trình oxy hóa nhóm chức -OH và các mạch nhánh trong phân tử lignin dẫn đến sự tạo thành nhóm carboxyl -COOH thường làm giảm hoạt tính ức chế của sản phẩm điều chế được từ phản ứng [9]. Để tránh điều này, quá trình tổng hợp nitrosolignin được thực hiện trong bình kín để ngăn sự tiếp xúc của hỗn hợp phản ứng với oxy. Nitrosolignin được tổng hợp theo phương pháp đã trình bày ở mục 2.2.2. Sơ đồ phản ứng nitroso hóa sulfate lignin trong môi trường acid thể hiện trên Hình 9.

Hợp chất nitrosolignin có dạng tinh thể mịn, sau khi

tổng hợp đã được nghiên cứu bằng các phương pháp hóa lý khác nhau và có một số tính chất sau:

+ Màu sắc: màu nâu sẫm;

+ Thành phần nguyên tố (% khối lượng): C - 56,5, H - 5,3, O - 30,4, N - 7,8;

+ Tính tan: nitrosolignin tan kém trong pyrocondensate K-27 nhưng tan khá tốt trong rượu và các dung môi phân cực như dimethylsulfoxide (DMSO) và dimethylformamide (DMFA). So với sulfate lignin ban đầu, ở nhiệt độ phòng (~22 °C) độ tan của nitrosolignin trong rượu tăng lên ~2 lần;

+ Quang phổ hồng ngoại (KBr; ν , cm^{-1}): trên quang phổ hồng ngoại (IR) của nitrosolignin ghi nhận các peak đặc trưng của nhóm -NO tại 1.384cm^{-1} và 1.545cm^{-1} . Ngoài ra, trên phổ IR cũng ghi nhận được peak đặc trưng của nhóm -OH (liên kết trực tiếp với vòng benzene) tại $\sim 3.576\text{cm}^{-1}$;

+ Trên phổ NRM ^{13}C (CDCl_3): 148,92 (C-3), 134,97 (C-4), 144,62 (C-5 liên kết trực tiếp với nhóm -NO), 114,93 (C-2), 116,43 (C-6), 128,57 (tương ứng với C-1, do C-1 của vòng benzene thường liên kết trực tiếp với nhóm $-\text{CH}_2\text{C}(\text{O})\text{CH}_3$);

+ Trên phổ NRM ^1H (CDCl_3): 5,99 (1H, OH), 6,85 (1H, C-2), 7,26 (1H, C-6), 3,83 (3H, OCH_3) và 3,85, 2,20 (H trong mạch nhánh liên kết với C-1 của vòng benzene).

Trong các hợp chất rượu chỉ có *n*-butanol được sử dụng làm dung môi trong quá trình ức chế phản ứng polymer hóa ở quy mô công nghiệp. Do nitrosolignin tan kém trong pyrocondensate nhưng tan tốt trong *n*-butanol nên nitrosolignin đã được hòa tan bằng *n*-butanol trước khi cho vào pyrocondensate K-27.

Hoạt tính ức chế của nitrosolignin được xác định theo hàm lượng cặn polymer (mục 2.3.1) và theo chỉ số iodine (mục 2.3.2) ở điều kiện phòng thí nghiệm (Hình 11 - 14).

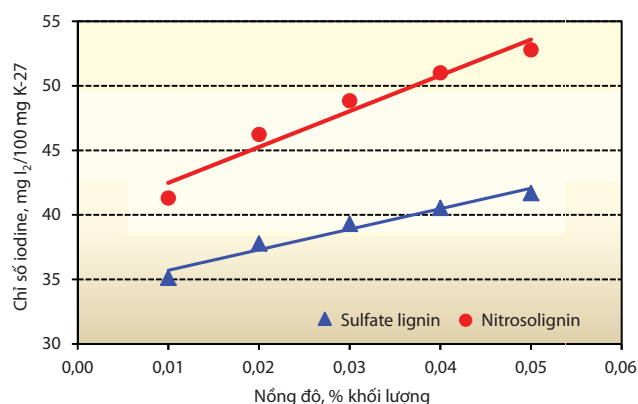
Kết quả ở Hình 11 cho thấy, khi sử dụng sulfate lignin với nồng độ từ 0,01 - 0,05% làm chất ức chế, hàm lượng cặn polymer tạo thành sau khi gia nhiệt pyrocondensate ở nhiệt độ $(130 \pm 2)^\circ\text{C}$ là (234 - 272)mg. Con số này giảm xuống còn (163 - 232)mg khi sử dụng nitrosolignin làm chất ức chế.

Theo kết quả Hình 12, sulfate lignin có hiệu quả ức chế thấp. Sulfate lignin với nồng độ 0,05% khối lượng, hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn bản polymer cao nhất chỉ đạt khoảng 28%. Trong khi đó, với nồng độ 0,01 - 0,05%, hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn bản polymer của nitrosolignin đạt 29 - 50% và tại bất kỳ nồng độ nào hiệu

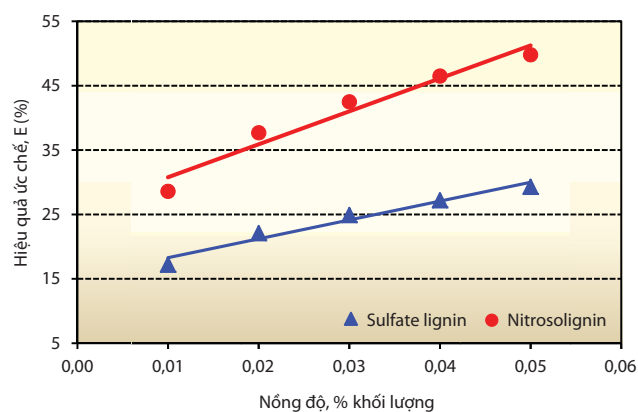
quả ức chế của nitrosolignin đều vượt trội so với sulfate lignin. Như vậy, sau quá trình nitroso hóa hoạt tính ức chế của sản phẩm đã tăng lên đáng kể so với lignin nguyên liệu ban đầu.

Nếu quá trình tạo cặn polymer xảy ra càng mạnh thì hàm lượng các hợp chất không no còn lại trong pyrocondensate sau khi gia nhiệt càng ít và ngược lại. Mặt khác, hàm lượng các hợp chất không no càng cao thì chỉ số iodine càng cao. Trên cơ sở lập luận này, nhóm tác giả đã sử dụng chỉ số iodine của pyrocondensate trước và sau quá trình gia nhiệt trong trường hợp sử dụng và không sử dụng chất ức chế như một phương pháp độc lập khác để đánh giá hoạt tính ức chế của sulfate lignin và nitrosolignin. Chỉ số iodine của pyrocondensate và hiệu quả ức chế khi sử dụng sulfate lignin và nitrosolignin ở các nồng độ khác nhau trong khoảng 0,01 - 0,05% khối lượng được xác định theo công thức (2), (3) và được trình bày trong Bảng 4 và Hình 13, 14.

Kết quả thực nghiệm cho thấy chỉ số iodine của pyrocondensate sau quá trình gia nhiệt khi sử dụng



Hình 13. Chỉ số iodine của pyrocondensate khi sử dụng sulfate lignin và nitrosolignin làm chất ức chế



Hình 14. Hiệu quả ức chế của sulfate lignin và nitrosolignin xác định theo chỉ số iodine

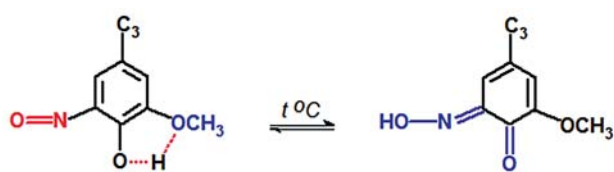
nitrosolignin trong vai trò chất ức chế cao hơn khi sử dụng sulfate lignin một lượng từ 7 - 13mg I₂/100mg pyrocondensate (Hình 13). Kết quả thực nghiệm chứng tỏ sau quá trình gia nhiệt hàm lượng các hợp chất chưa bão hòa còn lại trong pyrocondensate khi sử dụng sulfate lignin ít hơn khi sử dụng nitrosolignin.

Theo phương pháp chỉ số iodine, hiệu quả ức chế của sulfate lignin dao động trong khoảng 17 - 29% và nitrosolignin là 30 - 53% (Hình 14). Rõ ràng, với nồng độ 0,01 - 0,05% khối lượng so với pyrocondensate, hiệu quả ức chế của sản phẩm nhận được từ quá trình nitroso hóa cao hơn của lignin ban đầu từ 12 - 23%. Kết quả thực nghiệm cho thấy hiệu quả ức chế của sulfate lignin và nitrosolignin xác định bằng hai phương pháp độc lập có giá trị xấp xỉ bằng nhau. Sự sai lệch giữa hai phương pháp là 0,5 - 3,2%.

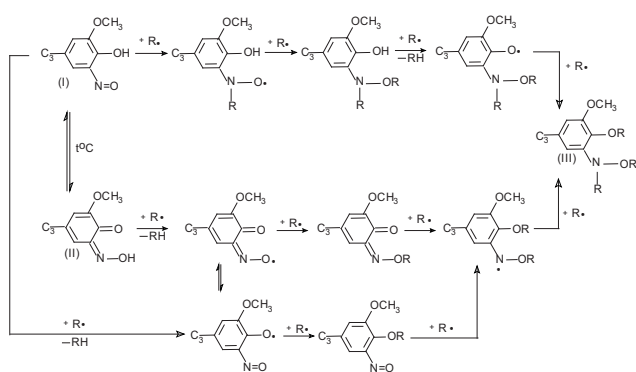
Sự tăng hoạt tính ức chế của sản phẩm cải biến lignin bằng phương pháp nitroso hóa so với sulfate lignin ban đầu trong môi trường acid được giải thích như sau:

- Trong cấu trúc của sản phẩm sau phản ứng nitroso hóa có chứa thêm nhóm chức -NO. Nhóm -NO có thể tham gia phản ứng với hai gốc tự do R[•] [16] và góp phần làm tăng hoạt tính ức chế của nitrosolignin;

- Phân tử nitrosolignin chứa đồng thời hai nhóm chức có hoạt tính ức chế cao -NO và -OH có thể tạo nên sự cộng hưởng về hoạt tính ức chế, làm cho hoạt tính ức chế của nitrosolignin cao hơn tổng hoạt tính ức chế của mỗi nhóm chức có được trong từng trường hợp riêng lẻ. Theo nghiên



Hình 15. Sơ đồ tautomer hóa nitrosolignin thành dạng oxime-quinone



Hình 16. Sơ đồ giả thiết quá trình ức chế phản ứng tạo cặn polymer bằng nitrosolignin

cứu [17], các hợp chất dạng nitrosophenol là các chất ức chế hiệu quả cao cho quá trình polymer hóa;

- Trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate, dưới tác dụng của nhiệt độ nitrosolignin có khả năng chuyển hóa thành dạng oxime-quinone (Hình 15).

Trong trường hợp này, liên kết hydro nội phân tử không còn tồn tại và trung tâm hoạt động thể hiện hoạt tính ức chế của hợp chất nitrosolignin đã chuyển sang nhóm chức oxime (=N-OH) và quinone (C=O). Các nghiên cứu cho thấy các hợp chất thơm có chứa các nhóm chức oxime [18, 19] hoặc quinone [20] là các chất có hoạt tính ức chế cao.

Từ kết quả nghiên cứu hoạt tính ức chế của nitrosolignin bằng cả hai phương pháp độc lập, nhóm tác giả cho rằng trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate nitrosolignin có thể đã tham gia với các gốc tự do theo sơ đồ Hình 16. Theo giả thiết của nhóm tác giả, mỗi phân tử nitrosolignin có thể tham gia tối đa với 4 gốc tự do R[•] được sinh ra từ các hợp chất không no có trong pyrocondensate.

Tóm lại, bằng phản ứng nitroso hóa sulfate lignin đã tổng hợp được hợp chất nitrosolignin có hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn polymer cao (gấp ~2 lần hiệu quả ức chế của lignin ban đầu).

3.2.2. Nghiên cứu hoạt tính ức chế của hợp chất azolignin

Kết quả nghiên cứu hoạt tính ức chế của nitrosolignin cho thấy, ngoài quá trình đưa thêm nhóm chức mới vào cấu trúc guaiacol thì việc chuyển trung tâm phản ứng sang một nhóm chức khác có thể tạo thành một hợp chất mới có hoạt tính ức chế cao từ sulfate lignin ban đầu. Ngoài phản ứng nitroso hóa lignin, nhóm tác giả đã thực hiện phản ứng điều chế hợp chất azolignin có khả năng tautomer hóa [20] tạo sản phẩm dạng quinone có hoạt tính ức chế cao hơn các hợp chất dạng phenol [21].

Quá trình sử dụng chất ức chế tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk trong gần 40 năm qua và kết quả nghiên cứu [9] cho thấy đối với các chất ức chế có cấu trúc tương tự nhau thì tính tan của chất ức chế trong môi trường cần được ức chế (trong trường hợp nghiên cứu này là pyrocondensate) càng cao thì hiệu quả ức chế càng cao. Khi tính tan cao sẽ dễ tạo thành môi trường "pyrocondensate + chất ức chế" đồng nhất và tạo điều kiện thuận lợi cho phản ứng giữa các gốc tự do R[•] và chất ức chế. Xuất phát từ góc độ này, nhóm tác giả đã sử dụng aniline làm nguyên liệu cho quá trình tổng hợp azolignin. Cơ sở của việc chọn lựa này là do trong pyrocondensate K-27 chứa các hợp chất thơm C₆⁺ nên đưa thêm vòng

thơm benzene của aniline vào cấu trúc lignin sẽ làm tăng tính tan của sản phẩm dự kiến nhận được (azolignin) trong môi trường pyrocondensate. Quá trình tổng hợp tác nhân muối diazonium aniline và azolignin được thực hiện theo phương pháp đã trình bày trong mục 2.2.2 và được thể hiện trên Hình 17, 18.

Hợp chất azolignin sau khi tinh chế có các tính chất sau:

+ Màu sắc: màu anh đào (hơi sẫm màu);

+ Thành phần nguyên tố (% khối lượng): C - 67,6, H - 5,6, O - 17,1, N - 9,7;

+ Tính tan: so với sulfate lignin ban đầu, azolignin tan tốt trong pyrocondensate K-27, tan tốt trong rượu và các dung môi phân cực như dimethylsulfoxide (DMSO) và dimethylformamide (DMFA);

+ Trên quang phổ tia cực tím (UV), dung dịch kiểm của azolignin ghi nhận peak cực đại tại bước sóng $\lambda = 264\text{nm}$. Tuy nhiên, khi pH của dung dịch ở trong khoảng (2 - 5) hoặc sau quá trình gia nhiệt dung dịch ở nhiệt độ cao trên quang phổ UV xuất hiện peak cực đại tại bước sóng $\lambda = 495\text{nm}$ tương ứng với dạng quinone-hydrazol. Được biết rằng, trong môi trường acid các hợp chất azo có khả năng chuyển hóa (tautomer hóa) tạo thành hợp chất dạng quinone-hydrazol [21];

+ Quang phổ hồng ngoại (KBr; ν , cm^{-1}): trên quang phổ hồng ngoại của azolignin ghi nhận các peak đặc trưng của nhóm $\text{N}=\text{N}$ tại 1.484cm^{-1} và của nhóm OH (liên kết với vòng benzene) tại $\sim 3.583\text{cm}^{-1}$;

+ Trên phổ NRM ^{13}C (CDCl_3): 128,49 (C_1 của vòng benzene thường liên kết trực tiếp với nhóm $-\text{CH}_2\text{C}(\text{O})\text{CH}_3$), 115,21 (C_2), 151,71 (C_3), 161,41 (C_4), 140,25 (C_5), 120,71 (C_6), 56,01 (C trong nhóm OCH_3), 150,50 (C_7), 122,08 (C_8 và C_{12}), 129,19 (C_9 và C_{11}), 130,85 (C_{10});

+ Trên phổ NRM ^1H (CDCl_3): 15,36 (1H, OH), 6,82 (1H, C_2), 7,47 (1H, C_6), 3,83 (3H, OCH_3) và 3,79, 2,20 (H trong mạch nhánh liên kết với C_1), 8,03 (2H, C_8 và C_{12}), 7,49 (2H, C_9 và C_{11}), 7,51 (1H, C_{10}).

Mặc dù tan khá tốt trong pyrocondensate nhưng trước khi tiến hành kiểm tra hoạt tính ức chế azolignin cũng được hòa tan trong dung môi *n*-butanol để làm tăng độ tan của nó trong pyrocondensate, cũng như tăng tính đồng nhất của hệ "pyrocondensate + azolignin".

Hiệu quả ức chế của azolignin được đánh giá dựa trên hàm lượng cặn polymer thực tế tạo thành và theo phương pháp xác định chỉ số iodine (Hình 21 - 24).

Theo kết quả trong Hình 21, khi sử dụng azolignin

trong vai trò chất ức chế hàm lượng cặn bản polymer tạo thành sau quá trình gia nhiệt pyrocondensate đã giảm một lượng $\sim 66\text{mg}$ so với trường hợp sử dụng sulfate lignin ban đầu. Hình 22 cho thấy, hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn bản polymer đã tăng từ 11% lên 26% khi sử dụng azolignin. Với nồng độ từ 0,01 - 0,05% khối lượng, hiệu quả ức chế của azolignin đạt 27 - 54% và cao hơn hiệu quả ức chế của sulfate lignin ban đầu tại mọi nồng độ. Hiệu quả kìm hãm của azolignin ở nồng độ thấp nhất 0,01% khối lượng đã đạt giá trị 27,2% tương đương với hiệu quả ức chế (27,9%) của sulfate lignin đạt được tại nồng độ cao nhất 0,05% khối lượng.

Tương tự với trường hợp nitrosolignin, để có thêm kết quả thực nghiệm về hiệu quả ức chế của azolignin nhóm tác giả đã xác định chỉ số iodine của pyrocondensate khi sử dụng azolignin và sulfate lignin trong quá trình gia nhiệt. Chỉ số iodine của pyrocondensate trong cả hai trường hợp trên được trình bày trong Bảng 5 và Hình 23.

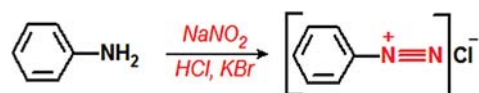
Khi sử dụng azolignin làm chất ức chế trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate chỉ số iodine của pyrocondensate đã tăng trung bình khoảng 9,2mg $\text{I}_2/100\text{mg}$ pyrocondensate K-27 so với trường hợp sử dụng sulfate lignin ban đầu (Hình 23). Điều này có nghĩa là trong quá trình gia nhiệt, azolignin đã bảo vệ các hợp chất chưa bão hòa trong pyrocondensate khỏi quá trình polymer hóa tạo cặn bản hiệu quả hơn so với sulfate lignin.

Kết quả Hình 24 cho thấy, theo phương pháp chỉ số iodine hiệu quả ức chế của azolignin dao động trong khoảng 29 - 50%. Với nồng độ 0,01 - 0,05% khối lượng, hiệu quả ức chế của sản phẩm tổng hợp được từ phản ứng azo hóa lignin cao hơn lignin nguyên liệu từ 11 - 20%.

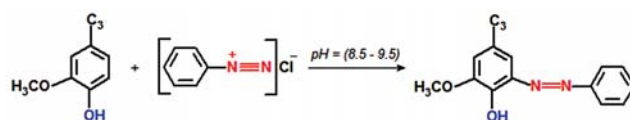
Sự tăng hiệu quả ức chế của azolignin so với sulfate lignin ban đầu có thể được giải thích như sau:

- Trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate, dưới tác dụng của nhiệt độ azolignin có khả năng chuyển hóa thành dạng quinone-hydrazol [21] (Hình 25).

Rõ ràng, trong cấu trúc quinone-hydrazol liên kết hydro nội phân tử đã không còn tồn tại và trung tâm hoạt



Hình 17. Phản ứng tổng hợp muối diazonium aniline



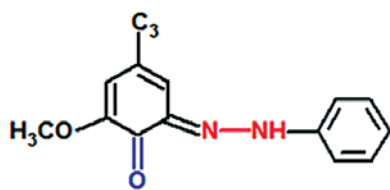
Hình 18. Sơ đồ phản ứng tổng hợp azolignin

động thể hiện hoạt tính ức chế của hợp chất azolignin đã chuyển sang nhóm chức hydrazol (N-NH) và quinone (-C=O) thường có hoạt tính ức chế cao hơn nhóm chức -OH trong cấu trúc lignin ban đầu.

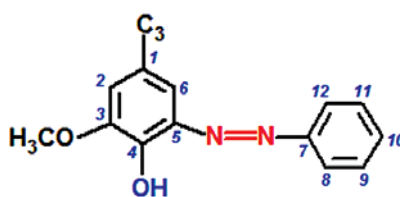
- Trong cấu trúc azolignin có 2 trung tâm phản ứng với gốc tự do R• là nhóm OH và liên kết đôi -N=N- (trong dạng quinone-hydrazol 2 trung tâm phản ứng là nhóm quinone C=O và nhóm =N-NH-). Do đó, có thể đã xảy ra cộng hưởng về hoạt tính ức chế của các nhóm chức trong azolignin và tạo nên hoạt tính tổng hợp cao hơn so với tổng hoạt tính của từng nhóm chức riêng lẻ;

- Ngoài ra, trong phân tử azolignin có chứa nhóm phenyl (C₆H₅-) đã góp phần làm tăng tính tan trong pyrocondensate, đồng thời làm tăng tính đồng nhất của hệ "pyrocondensate + chất ức chế". Nghiên cứu [9] chỉ ra rằng độ tan của chất ức chế trong môi trường cần được ức chế (hay nói cách khác là tính đồng nhất của hệ "chất ức chế + môi trường cần được ức chế") càng cao thì hiệu quả ức chế quá trình tạo cặn bản polymer càng cao.

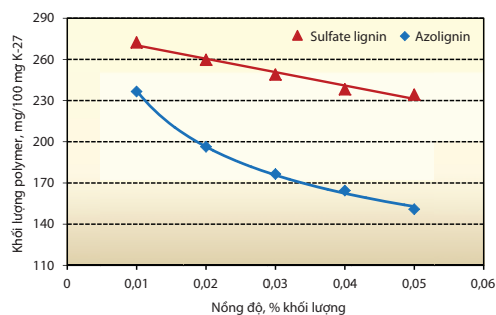
Kết quả nghiên cứu thực nghiệm bằng hai phương



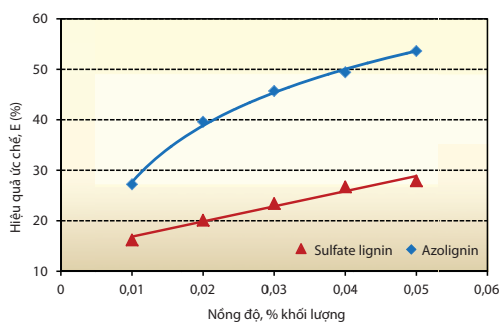
Hình 19. Dạng quinone-hydrazol



Hình 20. Công thức cấu tạo của azolignin



Hình 21. Hàm lượng cặn bản polymer tạo thành khi sử dụng sulfate lignin và azolignin



Hình 22. Hiệu quả ức chế của sulfate lignin và azolignin xác định theo hàm lượng cặn polymer

Bảng 5. Chỉ số iodine của pyrocondensate K-27 (sử dụng azolignin và sulfate lignin làm chất ức chế)

		Nhiệt độ (°C)	Chỉ số iodine (Z) của pyrocondensate khi sử dụng chất ức chế với các nồng độ (% khối lượng) khác nhau				
			0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
Chất ức chế	KSD*	20**	80,0				
		130***	25,8				
	Sulfate lignin	130***	34,6	37,6	39,5	40,9	41,9
	Azolignin	130***	40,5	47,3	50,6	52,6	54,9

KSD*: Chỉ số iodine của pyrocondensate xác định khi không sử dụng chất ức chế; **: Chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt

***: Chỉ số iodine của pyrocondensate sau khi gia nhiệt ở nhiệt độ 130°C

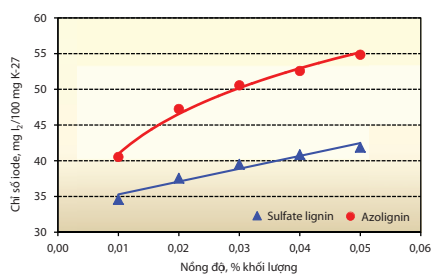
pháp độc lập đã chứng minh azolignin có hoạt tính ức chế cao hơn ~ 2 lần so với lignin ban đầu và tương đương với hoạt tính của nitrosolignin. Dựa trên cấu trúc của azolignin có thể giả thiết sơ đồ ức chế quá trình tạo cặn bản polymer xảy ra như Hình 26. Theo đó, mỗi phân tử azolignin có thể tham gia tối đa với 4 gốc tự do R• nên hiệu quả cao hơn nhiều so với sulfate lignin ban đầu.

4. Kết luận

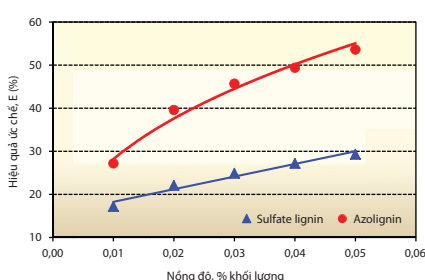
- Kết quả nghiên cứu thực nghiệm hoạt tính ức chế của các hợp chất 2-methoxyphenol và sulfate lignin cho thấy các hợp chất trên có hiệu quả rất thấp trong việc kìm hãm quá trình tạo cặn polymer từ các hợp chất chưa bão hòa dưới tác dụng của nhiệt độ. Số liệu thực nghiệm chứng minh rằng, liên kết hydro nội phân tử trong các hợp chất dạng phenol làm giảm đáng kể hoạt tính ức chế quá trình tạo cặn bản polymer trong pyrocondensate.

- Bằng các phản ứng đơn giản như nitroso hóa và azo hóa đã tổng hợp được các hợp chất nitrosolignin và azolignin với hiệu suất cao từ sulfate lignin. Kết quả

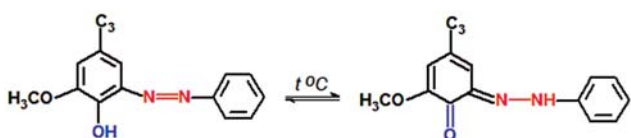
nghiên cứu hoạt tính ức chế bằng 2 phương pháp thực nghiệm độc lập đã chứng minh các hợp chất nitrosolignin và azolignin có tính ức chế gấp ~2 lần so với sulfate lignin ban đầu. Điều này chứng tỏ sự tạo ra một trung tâm phản ứng mới và phá vỡ liên kết hydro nội phân tử là phương pháp rất hiệu quả để tổng hợp các chất ức chế có hoạt tính cao từ các hợp chất dạng guaiacol nói chung



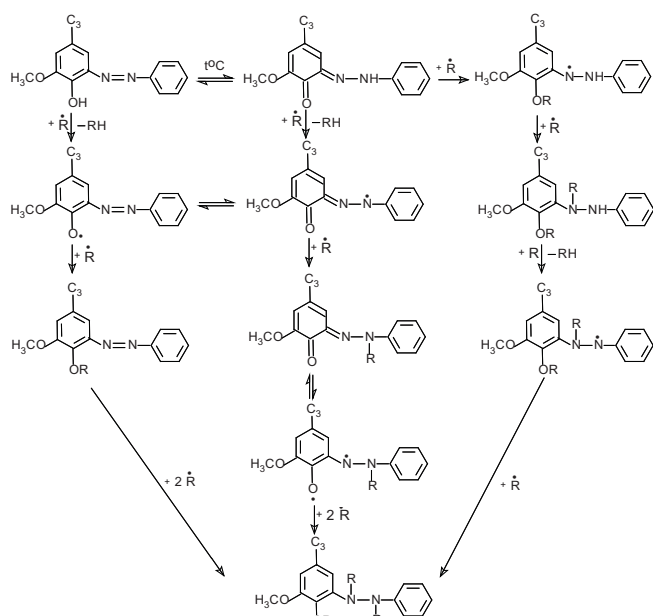
Hình 23. Chỉ số iodine của pyrocondensate khi sử dụng sulfate lignin và azolignin làm chất ức chế



Hình 24. Hiệu quả ức chế của sulfate lignin và azolignin xác định theo chỉ số iodine



Hình 25. Sơ đồ tautomer hóa azolignin thành dạng quinone-hydrazol



Hình 26. Sơ đồ giả thiết quá trình ức chế phản ứng tạo cặn polymer bằng azolignin

và sulfate lignin nói riêng. Kết quả nghiên cứu đã mở ra một hướng đi mới trong việc tổng hợp các chất ức chế hiệu quả cao từ nguồn nguyên liệu giá rẻ là lignin - chất thải của các nhà máy sản xuất giấy và cellulose.

- Kết quả nghiên cứu trên pyrocondensate - sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon của Nhà máy sản xuất polymer Angarsk - trong điều kiện phòng thí nghiệm đã chứng minh rằng, các hợp chất nitrosolignin và azolignin thể hiện hoạt tính ức chế cao và có thể được sử dụng để thay thế dần các chất ức chế nhập khẩu đang sử dụng tại nhà máy. Việc sử dụng nitrosolignin và azolignin trong vai trò chất ức chế được đánh giá là có khả năng đem lại hiệu quả kinh tế cao. Tuy nhiên, để ứng dụng rộng rãi trong các dây chuyền công nghệ của nhà máy cần phải tiến hành đánh giá thử nghiệm trên quy mô công nghiệp.

- Với những ưu điểm đã được chứng minh về hoạt tính của các hợp chất nitrosolignin và azolignin cùng với nguồn nguyên liệu sản xuất rẻ, phương pháp tổng hợp rất đơn giản, việc nghiên cứu ứng dụng các hợp chất tổng hợp từ sulfate lignin vào vai trò chất ức chế, chất ổn định hóa tại các cơ sở lọc hóa dầu, các nhà máy sản xuất monomer, chất ổn định các sản phẩm xăng trong nước là cần thiết.

Tuy nhiên, để đánh giá chính xác hiệu quả kinh tế cần phải thực hiện các nghiên cứu tiếp theo trên các sản phẩm cụ thể và trong điều kiện của từng dây chuyền công nghệ cụ thể.

Tài liệu tham khảo

1. Курбатов В.А., Ликумович А.Г., Кирпичников П.А. Практика использования фенольных ингибиторов в процессах получения мономеров. Нефтехимия. 1983; 23(1): С. 118 - 120.
2. Турова А.В. Эффективность теплообмена в условиях ингибирования термодимеризации при ректификации продуктов пиролиза. Дисс...канд. техн. наук., Ангарск. 2006: С. 123 - 129.
3. Дам Т.Т.Х., Гоготов А.Ф. Лигнин как потенциальный источник фенольных ингибиторов полимеризации. Материалы научно-практической конференции «Перспективы развития технологии, экологии и автоматизации химических, пищевых и металлургических производств», посвященной 80-летию ИргТУ и химико-металлургического факультета, Иркутск: Изд. ИргТУ. 2010: С. 133 - 136.
4. Гоготов А.Ф. Реакции лигнина с азотсодержащими реагентами. Дисс...докт. хим. наук, Иркутск. 1998: С. 374 - 377.
5. ГОСТ 8489-85. Топливо моторное. Метод определения фактических смол (по Бударову). М: Изд-во стандартов. 1985: С. 1 - 3.
6. Đỗ Chiếm Tài, A.F.Gogatov, Đàm Thị Thanh Hải, Hoàng Thịnh Nhân. Nghiên cứu sử dụng chất ức chế mới dạng phenol trong quá trình polymer hóa các sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon. Tạp chí Dầu khí. 2012; 9: trang 33 - 37.
7. ГОСТ 2070-82. Методы определения йодных чисел и содержания непредельных углеводородов. М.: Изд-во стандартов. 1983: С.1 - 6.

8. Завьялов А.Н., Ю.М.Гольдшмидт, Л.В.Касилова. *Древесносмоляной и другие ингибиторы цепных процессов*. М.: ВНИПИЭИлеспром. 1978: С. 3 - 18.
9. Левчук А.А. *Ингибирование полимеризационных процессов фенолами различного происхождения в жидких продуктах пиролиза*. Дисс...канд. техн. наук, Томск. 2010: С. 17 - 35.
10. Тихонов И.В. *Антиоксидантная активность полифенолов при окислении стирола и метиллинолеата в растворе*. Автореф. дисс...канд. хим. наук, Иваново. 2009: С. 4 - 16.
11. Соколов Н.Д. Водородная связь. *Успехи физических наук*. Т. LVII. 1955: С. 205 - 278.
12. Беляев Е.Ю., Гидаспов Б.В. *Ароматические нитрозосоединения*. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние. 1989: 173 С.
13. Козлов Е.Е., Тельнов С.В. *Получение п-нитрозофенола и оценка его ингибирующей активности*. Труды НГТУ. 2004; 45: С. 45 - 47.
14. Рогинский В.А. *Фенольные антиоксиданты: Реакционная способность и эффективность*. М.: Наука. 1988: 247 С.
15. Ершов В.В., Никифоров Г.А., Володьки А.А. *Пространственно затрудненные фенолы*. М.: Химия. 1972: 351 С.
16. Иванчев С.С. *Радикальная полимеризация*. Л.: Химия. 1985: 280 С.
17. Лазарева Е.В., Сидоров В.А. *Стабилизация мономеров*. М.: ЦНИИТЭнефтехим. 1973: 100 С.
18. Гоготов А.Ф., Заказов А.Н., Сайбель Л.И., Батура И.И. *Ингибирующая композиция термополимеризации стирола на основе диоксимхинона и метоксилированных фенолов*. Нефтепереработка и нефтехимия. 1999; 12: С. 23 - 26.
19. Гоготов А.Ф., Халиуллин А.К. *Ингибирование термополимеризации стирола композициями на основе диоксима хинона и пространственно затрудненных фенолов*. Журнал прикладной химии. 2002; 75(5): С. 829 - 831.
20. Гоготов А.Ф. *Азопроизводные лигнина. 1. Хинон-гидразонная таутомерия азолигнинов*. Химия древесины. 1985; 5: С. 66 - 69.
21. Каракулева Г.И., Беляев В.А. *Ингибирование полимеризации диолефинов в процессах их выделения и хранения*. М.: ЦНИИТЭ Нефтехим. 1974: 58 С.

Study on the inhibitory activity of compounds synthesised from sulfate lignin in inhibiting the formation of polymer deposits in pyrocondensate processing

Dam Thi Thanh Hai¹, Do Chiem Tai¹, A.F.Gogotov²

¹Petrovietnam University

²A.E Favorsky Irkutsk Institute of Chemistry - Russian Academy of Sciences

Summary

The reactions between sulfate lignin and nitrous acid or between sulfate lignin and diazonium salt of aniline are efficient methods for synthesising organic compounds with high inhibitory activity from sulfate lignin. Experimental results demonstrated that the products - nitrosolignin and azolignin - obtained from these reactions are highly effective in inhibiting the formation of polymer deposits from unsaturated compounds in pyrocondensate (liquid products of the pyrolysis of hydrocarbon), which often occurs under high temperature. In laboratory conditions, at the inhibitor concentration of 0.03ppmw - the concentration normally used in industrial scale - the inhibitory effect of nitrosolignin and azolignin reached 43% and 46%, respectively, and twice higher than the inhibitory effect of raw sulfate lignin. Experimental data showed that the injection of new reactive groups into the lignin structure is a new and efficient way of modifying sulfate lignin to obtain highly effective polymerisation inhibitors for production of monomers, or for stabilisation of petroleum products.

Key words: Polymerisation inhibitor, pyrocondensate, pyrolysis of hydrocarbon, adamantylphenols.

NGHIÊN CỨU HỆ HÓA PHẨM TRÊN CƠ SỞ HỢP CHẤT CHELATE XỬ LÝ VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG VĨA CÁT KẾT MỎ BẠCH HỔ

TS. Nguyễn Văn Ngọ¹, KS. Phan Văn Minh¹

ThS. Đỗ Thành Trung¹, ThS. Lê Văn Công¹

TS. Dương Danh Lam², ThS. Nguyễn Quốc Dũng²

¹Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Dịch vụ Kỹ thuật -

Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol"

Tóm tắt

Để xử lý tình trạng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, nhóm tác giả đã nghiên cứu hệ hóa phẩm trên cơ sở các hợp chất chelate kết hợp với vi nhũ tương và dung môi hydrophobic hóa. Nguyên lý hoạt động theo thứ tự bơm như sau: hệ vi nhũ tương sẽ xử lý các dạng nhũ tương, cụm nước, lắng đọng hữu cơ và tăng tính thấm ướt nước của mao quản; tiếp theo, dung dịch chất chelate sẽ hòa tan lắng đọng vô cơ và sau đó dung môi cùng chất hoạt động bề mặt không ion để hydrophobic hóa bề mặt mao quản. Kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và thử nghiệm trên mô hình vỉa cho thấy, hệ hóa phẩm trên cơ sở các hợp chất chelate kết hợp với vi nhũ tương và dung môi hydrophobic hóa có khả năng xử lý tốt các nhiễm bẩn vô cơ, nhiễm bẩn hữu cơ và có hệ số phục hồi độ thấm cao.

Từ khóa: Xử lý vùng cận đáy giếng, vỉa cát kết, hợp chất chelate.

1. Sự cần thiết nghiên cứu hệ hóa phẩm mới xử lý vùng cận đáy giếng vỉa cát kết mỏ Bạch Hổ

Dung dịch acid HCl, HF và một số hóa phẩm phụ gia (chất ức chế ăn mòn, chất hoạt động bề mặt, chất chống kết tủa thứ cấp...) thường được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng có vỉa chứa kiểu cát kết, đá phong hóa nứt nẻ chứa ít CaCO₃. Tuy nhiên, phương pháp này có một số nhược điểm [1 - 3]: Chiều sâu xâm nhập vào vỉa của dung dịch acid bị hạn chế (do phản ứng giữa dung dịch acid và đá vỉa xảy ra rất nhanh, đặc biệt ở điều kiện nhiệt độ cao trên 90°C). Điều này ảnh hưởng rất lớn tới hiệu quả xử lý vì dung dịch xử lý có thể không đến được vị trí cần phát huy tác dụng. Khó hoặc mất quá nhiều chi phí cho chống ăn mòn cần khai thác, ống chống, hệ thống thiết bị lòng giếng vì một phần do hệ acid có tính ăn mòn cao và một phần là do nhiệt độ cao dọc thân giếng thúc đẩy rất mạnh tốc độ ăn mòn. Khó kiểm soát hiện tượng kết tủa thứ cấp của sản phẩm sau phản ứng (do đặc điểm địa chất mỏ và tính chất của hệ acid sử dụng). Kết tủa thứ cấp có thể ảnh hưởng nghiêm trọng đến hiệu quả xử lý, đôi khi còn làm hỏng giếng)... Hiện tượng tạo cận lắng đọng asphaltene do HCl tương tác với dầu thô...

Để khắc phục các nhược điểm trên, nhiều giải pháp kỹ thuật [4 - 8] đã được sử dụng như: giảm hàm lượng HF; tăng tỷ lệ HCl/HF; thay thế một phần hoặc toàn bộ HCl bằng acid hữu cơ; đưa vào ứng dụng các chất ức chế ăn mòn mới; tăng cường hiệu ứng đệm; bổ sung thêm hợp

chất chelate vào thành phần dung dịch xử lý; dùng kiểu hệ có khả năng tạo ra HF tại vùng cận đáy giếng...

Trước năm 2007, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol" thường sử dụng hệ nhũ tương acid trên cơ sở HCl, HF và một số hóa phẩm phụ gia (như chất ức chế ăn mòn, chất hoạt động bề mặt, chất chống kết tủa thứ cấp...), song hiệu quả còn hạn chế. Trong giai đoạn 2007 - 2008, DMC và Vietsovetropetrol đã điều chỉnh và hoàn thiện thành phần hệ dung dịch acid trên cơ sở thay diesel trong thành phần nhũ tương acid bằng hỗn hợp dung môi hữu cơ có khả năng hòa tan tốt lắng đọng asphaltene, nhựa [9, 10]. Để tăng hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng, đặc biệt áp dụng cho giếng có vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn lâu ngày bởi asphaltene, nhựa, DMC đã phối hợp với Vietsovetropetrol đưa phương pháp hóa nhiệt trên cơ sở sử dụng bột magnesium kim loại và acid HCl vào thực tế sản xuất trong giai đoạn 2008 - 2009 [11]. Bên cạnh đó, DMC và Vietsovetropetrol tiếp tục thử nghiệm công nghệ phương pháp dùng kiểu hệ có khả năng tạo ra acid HF tại vùng cận đáy giếng [12].

Các phương pháp trên đều xử lý tốt nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ tại vùng cận đáy giếng, nhưng không có ưu thế xử lý các dạng nhiễm bẩn bởi nhũ tương dầu trong nước, nhũ tương nước trong dầu, nhiễm bẩn bởi tồn tại các cụm nước tích tụ trong mao quản vùng cận đáy giếng và vùng sâu hơn trong vỉa. Thực tế ở Vietsovetropetrol cho thấy, số giếng xuất hiện tình trạng dầu nhiễm nước ngày càng tăng cao, việc xử lý tách nước khỏi dầu trở nên khó

khăn hơn. Khi tiếp xúc với nước bơm ép, các chất hữu cơ (chủ yếu là chất hoạt động bề mặt có sẵn trong dầu) tan vào nước và dầu càng trở nên mất cân bằng, làm tăng hiện tượng lắng đọng asphaltene, nhựa và hiện tượng tạo nhũ tương dầu nước, gây nhiễm bẩn vỉa và vùng cận đáy giếng. Tích tụ cụm nước tại những khối mao quản nhỏ vùng cận đáy giếng cũng gia tăng khi nước bơm ép đồng hành với dầu đã được giàu thêm các chất hoạt động bề mặt. Hiện tượng tạo lưới nước trong các giếng khai thác khiến tỷ lệ nước trong dầu tăng đột biến hoặc biến thiên mạnh theo thời gian ngày càng phổ biến tại các giếng khai thác mỏ Bạch Hổ. Chính sự tăng nhanh của số giếng có dạng nhiễm mô tả ở trên đặt ra bài toán cần nghiên cứu giải quyết. Để giải quyết vấn đề chống nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng (thường được coi là vùng có bán kính $< 1\text{m}$) và vùng vỉa sâu (vùng có bán kính $> 1\text{m}$) nhóm tác giả nghiên cứu phương pháp mới là phương pháp xử lý bằng vi nhũ tương kết hợp với các hợp chất chelate và dung môi hydrophobic hóa. Thứ tự bơm trong xử lý được thiết kế như sau: đầu tiên bơm vi nhũ tương để loại trừ các dạng nhũ tương, cụm nước, lắng đọng hữu cơ và tăng tính thấm ướt nước của mao quản; tiếp sau, bơm dung dịch chất chelate hòa tan lắng đọng vô cơ; sau đó bơm dung môi cùng chất hoạt động bề mặt loại cation và không sinh ion để hydrophobic hóa bề mặt mao quản.

Vi nhũ tương là một hệ phân tán, ổn định nhiệt động học, có kích thước hạt cỡ nano (thường trong khoảng $10 - 60\text{nm}$), với thành phần chủ yếu là nước, dầu, chất hoạt động bề mặt. Trong một số trường hợp, vi nhũ tương có thể có sự tham gia của dung môi đồng hòa tan, các chất điện ly... [13 - 15]. Tính chất của vi nhũ tương phụ thuộc vào cấu trúc và nồng độ của chất hoạt động bề mặt, nồng độ chất điện ly, loại và nồng độ của dung môi đồng hòa tan, nhiệt độ và một loạt các yếu tố khác. Do đó tùy vào mục đích sử dụng sẽ chọn thành phần và điều kiện tồn tại của hệ vi nhũ tương tương ứng. Vi nhũ tương đã và đang được sử dụng cho xử lý vùng cận đáy giếng và tăng thu hồi dầu tại nhiều mỏ trên thế giới [16 - 21]. Vi nhũ tương có thể xâm nhập vào vùng vỉa mà các dung dịch acid khác không thể xâm nhập, phá được các cụm nhiễm bẩn như nhũ tương dầu trong nước, nhũ tương nước trong dầu, các cụm nước và hòa tan lắng đọng từ asphaltene, nhựa. Vi nhũ tương làm tăng tính thấm ướt nước của bề mặt mao quản đá vỉa, tạo điều kiện cho dung dịch xử lý hòa tan xâm nhập và mở rộng bề mặt không gian rỗng, làm tăng tính thấm đá vỉa vùng cận đáy giếng. Khi vi nhũ tương vào sâu trong vỉa, có thể đập được các lưới nước đang hướng về giếng khai thác.

Một số hợp chất chelate có khả năng hòa tan vật liệu vô cơ trong thành phần đá vỉa và các vật liệu nhiễm bẩn vô cơ khác di trú đến gây tích tụ bít nhét làm giảm độ thấm vùng cận đáy giếng. So với các dung dịch acid truyền thống (như HCl, HF), chelate có tốc độ phản ứng thấp trong điều kiện nhiệt độ vỉa, nên có thể đi sâu vào vỉa, tăng chiều sâu xâm nhập của dung dịch xử lý vào vỉa; giải quyết được vấn đề kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn thường xảy ra khi sử dụng HCl, HF (nhiễm bẩn thứ cấp được coi là nan giải nhất trong xử lý đối tượng vỉa chứa cát kết, nhất là loại có chứa nhiều sét, feldspar). Đặc biệt, hợp chất chelate có tốc độ ăn mòn thấp [22 - 25]. Dung môi đồng hòa tan cùng chất hoạt động bề mặt loại không ion được bơm sau để hydrophobic hóa bề mặt mao quản mới lộ ra.

Việc kết hợp dung dịch vi nhũ tương, dung dịch chất chelate và dung dịch chứa dung môi đồng hòa tan và chất hoạt động bề mặt là giải pháp hữu hiệu trong xử lý vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn bởi cụm nước, các kiểu nhũ tương dầu trong nước, nhũ tương nước trong dầu, nhiễm bẩn hữu cơ và nhiễm bẩn vô cơ...

2. Kết quả nghiên cứu

2.1. Nghiên cứu đặc điểm thạch học đá vỉa cát kết mỏ Bạch Hổ

Thành phần khoáng vật của đá vỉa là một trong những yếu tố có ảnh hưởng mạnh và có tính quyết định đến thành công của công tác xử lý vùng cận đáy giếng. Đặc biệt, thành phần xi măng gắn kết đá vỉa có ảnh hưởng chi phối tới dạng vật liệu nhiễm bẩn và xu hướng chọn hệ dung dịch cho xử lý.

Những hạt khoáng vật có liên kết yếu với khung đá thường bị dòng lưu thể khai thác đẩy về phía vùng cận đáy giếng và thường mắc lại ở đó. Những khoáng vật dễ trương nở và phân tán trong nước như sét, đặc biệt là sét montmorillonite, dễ tăng thể tích gây bít nhét cục bộ hoặc dễ bị bứt khỏi bề mặt mao quản và dịch chuyển về phía vùng cận đáy giếng. Khoáng vật có khả năng hòa tan vào nước hoặc dễ bị rửa trôi có thể nảy sinh hiện tượng kết tủa muối vô cơ không mong muốn trong vỉa chứa và vùng cận đáy giếng.

Sự có mặt với hàm lượng lớn các khoáng vật trong đá vỉa dễ hoặc khó hòa tan trong HCl quyết định việc chọn hệ dung dịch xử lý có chứa acid HF hoặc sinh HF hay không (theo kinh nghiệm, khi độ hòa tan của đá vỉa trong HCl 15% vượt quá 20% thì không cần đến acid HF). Nếu đá vỉa chứa hàm lượng khoáng sét cao, thì ngoài việc sử dụng

acid HF cần có các cấu tử phòng ngừa kết tủa thứ cấp. Đặc biệt, trong trường hợp đá vôi chứa loại khoáng sét chứa sắt, thì vấn đề chống kết tủa thứ cấp lại trở nên phức tạp hơn vì nếu để hydroxide sắt ($\text{Fe}(\text{OH})_3$) tạo ra thì khả năng xảy ra nhiễm bẩn sau xử lý rất cao.

Vì vậy, nhóm tác giả tập trung nghiên cứu đặc điểm thạch học đá vôi. Đá vôi nghiên cứu được lấy từ các đối tượng vôi cát kết mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng của Vietsovpetro. Thông tin sơ bộ về mẫu được thể hiện trong Bảng 1.

Thành phần khoáng vật của 5 mẫu đá vôi thu được theo phương pháp phân tích Rơnghen được thể hiện trong Bảng 2. Kết quả phân tích thành phần hóa học như trong Bảng 3. Ảnh kính hiển vi điện tử quét (SEM) của một số mẫu thể hiện trong Hình 1.

Kết quả phân tích ở Bảng 2 và 3 cho thấy, đá vôi cát kết mỏ Bạch Hổ và Rồng có hàm lượng khoáng thạch anh thấp (thông thường $\text{SiO}_2 < 80\%$ không thuận lợi cho xử lý vùng cận đáy giếng về khía cạnh kết tủa thứ cấp gel silic - gel dạng cấu trúc polymer từ SiO_2 , loại kết tủa nguy hiểm cho hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng). Hàm lượng thạch anh cao nhất ở mẫu M2 chỉ từ 50 - 52%. Họ đá feldspar gồm feldspar và plagiocla (ở đây có albite - $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$),

trong đó dạng khoáng albite thường chiếm tỷ lệ lớn. Hàm lượng các oxide kiềm đặc biệt là K_2O và Na_2O cao chứng tỏ feldspar ở đây tồn tại chủ yếu dưới dạng feldspar kali. Feldspar dễ bị hòa tan trong HF hơn thạch anh, do đó đây là khoáng vật tiềm tàng gây kết tủa gel silic. Các mẫu cát kết này có hàm lượng khoáng sét (illite, chlorite) cao vượt quá 10% (mẫu cao đạt tới 34%) (theo thông lệ [26], khi hàm lượng sét > 10% thì vấn đề kết tủa thứ cấp sản phẩm hòa tan sét của HF đã đặt ra vấn đề lớn cho xử lý acid vùng cận đáy giếng). Hàm lượng Fe_2O_3 ở mức cao (khoảng 6 - 8%) cho thấy chlorite ở đây là loại chứa nhiều sắt. Đây chính là những thông tin quan trọng cần tính đến để lựa chọn thành phần dung dịch acid xử lý vùng cận đáy giếng vì với dạng đá này cần có các giải pháp tốt trong chống kết tủa thứ cấp sản phẩm không mong muốn và không nên dùng acid HF với tỷ lệ > 1,5%. Hàm lượng các khoáng sét cao và do khoáng sét có bề mặt riêng lớn đặt ra yêu cầu phải làm chậm tốc độ phản ứng nhằm tăng chiều sâu xâm nhập của dung dịch acid đưa vào xử lý. Mặt khác, thành phần sét cao, feldspar cao, thành phần thạch anh thấp cho thấy, chính sét và thạch anh là sản phẩm phong hóa tại chỗ của feldspar. Sự phân bố khá đều của các khoáng thạch anh (q), feldspar (fp); chlorite (cl); plagioclas (pl) trong các ảnh hiển vi điện tử quét (Hình 1)...

Như vậy, nhìn chung khi chọn thành phần dung dịch acid xử lý áp dụng cho cát kết các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro, cần chú trọng đặc biệt tới các giải pháp chống (hoặc giảm thiểu) hiện tượng kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn như gel silic (SiO_2), gel sắt ($\text{Fe}(\text{OH})_3$).

Bảng 1. Thông tin về mẫu dùng trong nghiên cứu

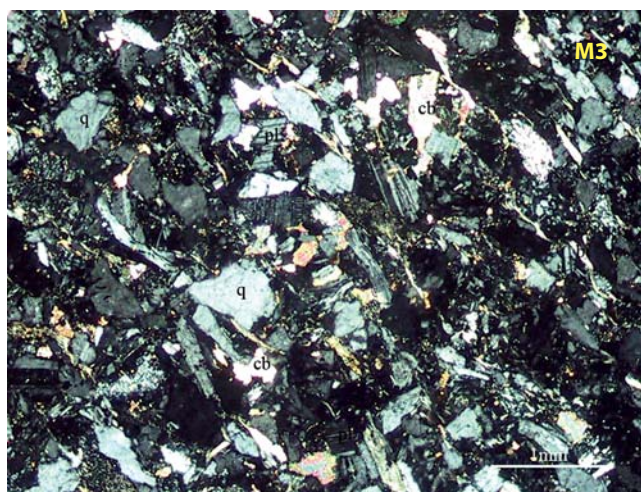
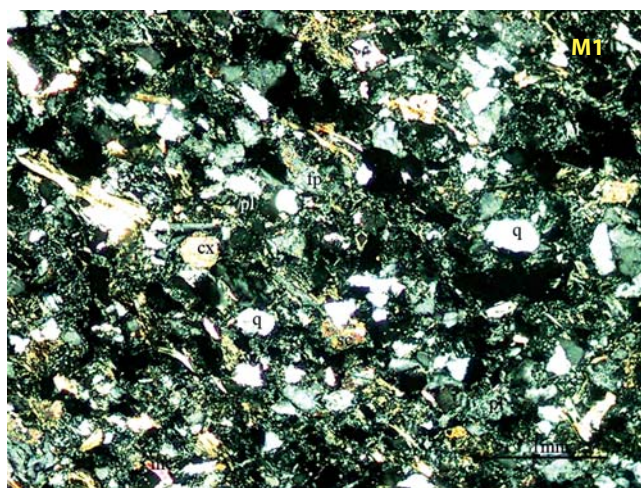
TT	Mẫu	Mỏ	Đối tượng
1	M1	Bạch Hổ	Cát kết Oligocen dưới
2	M2	Bạch Hổ	Cát kết Oligocen trên
3	M3	Bạch Hổ	Cát kết Oligocen trên
4	M4	Bạch Hổ	Cát kết Oligocen dưới
5	M5	Rồng	Cát kết Oligocen dưới

Bảng 2. Thành phần khoáng vật của các mẫu đá vôi theo phân tích Rơnghen

TT	Mẫu	Thành phần khoáng vật (%)								Khoáng vật khác
		Illite	Chlorite	Kaolinite	Thạch anh	Feldspar	Albite $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$	Calcite	Zeolite	
1	M1	16 - 18	14 - 16	-	38 - 40	-	23 - 25	1 - 3	-	Tal
2	M2	5 - 7	3 - 5	-	50 - 52	6 - 8	18 - 20	ít	9 - 11	-
3	M3	12 - 14	13 - 15	-	28 - 30	4 - 6	31 - 33	3 - 5	-	-
4	M4	9 - 11	7 - 9	4 - 6	39 - 41	4 - 6	-	-	-	Montmorillonite, vô định hình
5	M5	14 - 16	18 - 20	-	20 - 22	4 - 6	19 - 21	ít	16 - 18	Amphitbole, Lepidocrocite

Bảng 3. Thành phần hóa học của một số mẫu đá vôi

TT	Mẫu	Hàm lượng (%) của chỉ tiêu phân tích											
		SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	FeO	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	P_2O_5	SO_3	MnO
1	M1	55,46	16,15	0,52	8,17	3,09	3,73	2,70	2,99	0,86	0,12	0,05	0,047
2	M2	60,86	12,37	0,87	7,78	2,57	3,53	2,23	2,14	1,19	0,34	0,03	0,029
3	M3	56,07	13,53	0,32	6,65	3,26	4,56	3,32	2,56	1,64	0,22	0,05	0,036
4	M4	55,85	15,25	0,47	8,09	4,17	4,68	2,45	1,23	0,36	0,10	0,09	0,064
5	M5	55,61	14,64	0,35	7,42	3,12	4,20	2,87	2,91	1,11	0,31	0,05	0,058



Hình 1. Ảnh hiển vi điện tử quét của một số mẫu đá

2.2. Nghiên cứu lựa chọn thành phần các hệ hóa phẩm xử lý nhiễm bẩn vô cơ

Nhóm tác giả đề xuất phương án sử dụng hợp chất chelate để loại trừ muối vô cơ, trong đó có CaCO_3 ; chống kết tủa thứ cấp và tăng chiều sâu xâm nhập vào vỉa của dung dịch acid. Bên cạnh đó cần thiết phải loại trừ CaCO_3 trong đá vỉa nhằm tránh CaCO_3 tác dụng với HF tạo CaF_2 khi thành phần xử lý có chứa HF được bơm vào vỉa; ngăn cách nước trong đá vỉa với HF vì nước trong đá vỉa luôn có chứa Na^+ , K^+ , đặc biệt là Na^+ tan ra từ feldspar mà Na^+ và K^+ tác dụng với HF tạo sản phẩm không tan dạng gel dễ gây bít nhét vỉa. Với cách tiếp cận như trên, hệ hóa phẩm trên cơ sở sử dụng hợp chất chelate có thể được đề xuất như sau:

- Hệ acid bơm trước cho xử lý lắng đọng muối vô cơ có thành phần như Bảng 4.

- Hệ chứa hợp chất chelate (hệ chứa acid hữu cơ, hợp chất chelate và muối chứa flo) để xử lý lắng đọng vô cơ trên cơ sở khoáng sét, silica và feldspar có thành phần như Bảng 5.

- Hệ muối bơm đẩy được chọn có thành phần như trong Bảng 6.

Quy trình trên có một số ưu điểm nổi bật như:

- Hệ acid bơm trước cho xử lý lắng đọng muối vô cơ có tác dụng dọn đường, tăng khả năng tiếp xúc của hệ hóa phẩm bơm sau với đá vỉa và ngăn ngừa kết tủa sản phẩm thứ cấp có sự tham gia của Ca^{2+} , Mg^{2+} ...

Bảng 4. Thành phần hệ hóa phẩm bơm trước

TT	Tên cấu tử	Thành phần, %	Chức năng
1	Acid hữu cơ (DMC-AC)	10,0	Hòa tan CaCO_3 , chống kết tủa sắt
2	Chất chelate DMC-CL	2,0	Chống kết tủa thứ cấp
3	Chất hoạt động bề mặt HDBM- DMC-BM1	1,5	Tăng khả năng tiếp xúc của hệ hóa phẩm với đá vỉa
4	Chất ức chế ăn mòn	3,5	Ức chế ăn mòn
5	Nước kỹ thuật	Vừa đủ	

Bảng 5. Thành phần hóa phẩm trên cơ sở hợp chất chelate

TT	Tên cấu tử	Thành phần, %	Chức năng
1	Acid HCl, 31%	1,47	Phản ứng với NH_4HF_2 tạo một phần HF cho hòa tan khoáng sét, SiO_2 , feldspar
2	Acid hữu cơ, 99%	4,27	Phản ứng với NH_4HF_2 tạo một phần HF cho hòa tan khoáng sét, SiO_2 , feldspar Hạn chế kết tủa thứ cấp
3	Chất chelate DMC-CL, 60%	3,37	Chống kết tủa thứ cấp và tăng chiều sâu xâm nhập của dung dịch acid vào vỉa
4	Muối chứa Flo NH_4HF_2 , 44,44% (đủ để sinh ra 1,5% HF)	4,86	Phản ứng với HCl và acid hữu cơ tạo HF
5	Chất ức chế ăn mòn	3,50	Ức chế ăn mòn
6	Chất hoạt động bề mặt HDBM-DMC-BM1	1,50	Tăng khả năng tiếp xúc của hệ hóa phẩm với đá vỉa
7	Nước kỹ thuật	Vừa đủ	

Bảng 6. Thành phần hệ nước muối bơm đẩy sau hệ dung dịch xử lý chính

TT	Tên cấu tử	Thành phần, %	Chức năng
1	NH ₄ Cl	3%	Cách ly dung dịch xử lý chính với lưu thể bơm đẩy phía sau
2	Chất hoạt động bề mặt HDBM-DMC-BM2	1,5%	
3	Nước kỹ thuật	Vừa đủ	Phòng ngừa nhiễm bẩn via sản phẩm, giảm hiện tượng tạo cụm nước cục bộ

Bảng 7. Kết quả đánh giá độ hòa tan của các mẫu đá vôi trong các dung dịch

TT	Mẫu	Thông tin về mẫu	Độ hòa tan trong các hệ hóa phẩm khác nhau, % khối lượng	
			Dung dịch acid HCl 15%	Dung dịch trên cơ sở hợp chất chelate tổng hợp chứa 1,5% HF
1	M1	Bạch Hổ	13,3642	28,0388
2	M2	Bạch Hổ	13,2902	37,5330
3	M3	Bạch Hổ	13,7736	27,8187
4	M4	Bạch Hổ	8,0754	26,1270
5	M5	Rỗng	31,4508	35,9658

- Hệ xử lý chính (hòa tan nhiễm bẩn vô cơ trên cơ sở khoáng sét, silic và feldspar...) có tính ăn mòn thấp, có khả năng rất cao trong phòng ngừa kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn như gel silic (Si(OH)₂), gel sắt (Fe(OH)₃), muối không tan như CaF₂. Hệ thuộc loại tạo HF chậm, nên có khả năng cho phép acid đi sâu hơn vào vỉa, cải thiện chiều sâu xâm nhập. Hệ acid HC/chelate/HF đề xuất là kết quả kế thừa kiểu hệ HV:HF mà DMC đã thử nghiệm công nghiệp thành công và chuyển giao cho Vietsovpetro năm 2011 theo hợp đồng KHCN số: 1009/10/T-N2/VSP5-DMC ngày 1/11/2010 [12].

- Dung dịch muối bơm đẩy chứa chất hoạt động bề mặt gây hydrophobic hóa bề mặt kênh dẫn.

2.3. Nghiên cứu khả năng hòa tan đá vôi của hóa phẩm trên cơ sở hợp chất chelate

Vì được kế thừa từ các nghiên cứu và kinh nghiệm của DMC, nên trước khi đưa hệ hóa phẩm vào thử nghiệm trong điều kiện mô phỏng vỉa cụ thể, nhóm tác giả đánh giá thêm thông số khả năng hòa tan vật liệu mẫu lõi đá vôi trong các hệ hóa phẩm và so sánh với hệ trên cơ sở dung dịch HCl 15%. Việc đánh giá khả năng hòa tan vật liệu mẫu lõi đặc trưng cho đá cát kết của các hệ hóa phẩm được thực hiện theo phương pháp mà nhiều hãng dịch vụ xử lý vùng cận đáy giếng sử dụng.

Trước tiên, lấy một phần của mẫu lõi nghiền thành bột mịn (qua sàng 008 - 80mm), sấy ở nhiệt độ 100°C đến khi khối lượng không đổi. Cân 1g bột cho vào bình nhựa dung tích 150ml đã cho sẵn 100ml dung dịch HCl 15% (hoặc dung dịch acid khác theo kế hoạch thí nghiệm cụ thể). Đặt bình vào bể ổn nhiệt bằng nước ở nhiệt độ 65°C, trong vòng 1 giờ. Lọc hỗn hợp đã phản ứng qua giấy lọc,

rửa phần chất rắn thu được trên giấy lọc bằng nước cất. Sấy mẫu cùng giấy lọc ở nhiệt độ 100°C trong khoảng 1 giờ và làm nguội mẫu xuống nhiệt độ phòng trong bình hút ẩm. Cân khối lượng phần chất rắn cùng giấy lọc và tính toán phần chất rắn thu được. Tính giá trị mất khối lượng, quy theo % khối lượng.

Theo kinh nghiệm, với đá vôi có độ hòa tan trong HCl 15% > 20% theo khối lượng thì chỉ cần dùng dung dịch HCl 15% trong xử lý. Ngược lại, với đá vôi có độ hòa tan trong HCl 15% < 20%, thì cần dùng kiểu hệ hóa phẩm có chứa HF. Bảng 7 thể hiện kết quả đánh giá khả năng hòa tan của đá vôi cát kết trong các dung dịch acid khác nhau.

Theo Bảng 7, mẫu đá chứa từ mỏ Rỗng có độ hòa tan trong dung dịch HCl 15% cao hơn nhiều so với các mẫu đá chứa từ mỏ Bạch Hổ (dưới 20%). Để xử lý các giếng có đá vôi nghiên cứu từ mỏ Rỗng có thể không cần dùng loại dung dịch chứa HF, còn đối với đá chứa cát kết Bạch Hổ thì cần dùng hệ dung dịch xử lý có chứa HF. Đá chứa cát kết Bạch Hổ không cần dùng hệ xử lý chứa HF > 1,5% vì với dung dịch có nồng độ HF sinh ra là 1,5% thì đá vôi đã bị hòa tan cao, mà việc dùng hệ có độ hòa tan cao thường đi liền với những khó khăn liên quan tới kết tủa thứ cấp. Như vậy, để xử lý các đối tượng cát kết ở mỏ Bạch Hổ và Rỗng thì không nên chọn hóa phẩm có hàm lượng HF cao.

2.4. Đánh giá khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi trong điều kiện vỉa

Việc đánh giá khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi trong điều kiện vỉa được thực hiện trên thiết bị chuyên dụng tại Vietsovpetro (Hình 2).

Sử dụng 2 mẫu đá vôi mỏ Bạch Hổ (1 mẫu lấy từ giếng BH-818 thuộc đối tượng Miocen và 1 mẫu lấy từ giếng BH-

16 thuộc đối tượng Oligocen) vào thí nghiệm. Điều kiện thí nghiệm gồm: áp suất nén hông $P_{nh} = 130\text{at}$; (tương đương áp suất hiệu dụng); áp suất làm việc $P_{via} = 100\text{at}$; nhiệt độ thí nghiệm 130°C .

Nhiễm bẩn vô cơ được mô phỏng bằng cách bơm qua mẫu hai dung dịch A và B với thể tích mỗi loại bằng 2 lần thể tích rỗng của mẫu. Dung dịch A có thành phần: CaCl_2 5g/l + FeCl_3 5g/l ($\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ 8,32g/l). Dung dịch B có thành phần: Na_2CO_3 5g/l + Na_2SO_4 2,5g/l + NaOH 2,5g/l. Sau khi bơm, mô hình được lưu ở điều kiện nhiệt độ, áp suất vỉa trong vòng 2 - 3 giờ. Theo kinh nghiệm mô phỏng, nhiễm bẩn vô cơ các muối CaCO_3 ; CaSO_4 ; $\text{Fe}(\text{OH})_3$... sẽ được tạo ra trong không gian rỗng mẫu đá vỉa.

Mô phỏng nhiễm bẩn hữu cơ được thực hiện bằng cách bơm qua mẫu hỗn hợp giữa dầu thô đã tách khí và lắng đọng hữu cơ lấy từ căn ống khai thác. Thời gian lưu mẫu ở điều kiện nhiệt độ, áp suất vỉa trong vòng 5 - 8 giờ. Thứ tự bơm dung dịch xử lý như sau: trước tiên, bơm dung dịch vi nhũ tương qua mẫu để loại trừ lắng đọng hữu cơ và các loại nhũ tương nước trong dầu và dầu trong nước; sau đó bơm dung dịch xử lý loại trừ nhiễm bẩn vô cơ. Các

bước thí nghiệm và kết quả đánh giá khả năng phục hồi độ thấm của mẫu lõi trên mô hình vỉa được thể hiện trong Bảng 8.

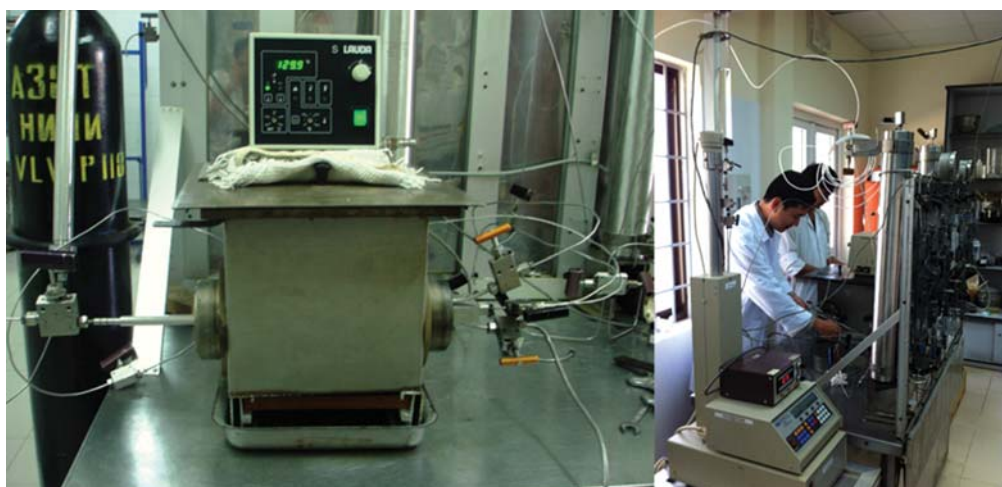
Kết quả Bảng 8 cho thấy, hệ số phục hồi độ thấm ở mẫu đá Oligocen (BH-16.10) là 0,96, còn hệ số phục hồi độ thấm thu được từ mẫu đá Miocen (BH-818.1) là 0,92. Giá trị trung bình của hệ số phục hồi độ thấm thu được bằng 0,94 - thuộc giá trị phục hồi độ thấm cao. Điều này cho thấy tiềm năng cao của các dung dịch xử lý trên cơ sở hợp chất chelate và dung dịch vi nhũ tương do nhóm tác giả đề xuất trong xử lý đá vỉa cát kết mỏ Bạch Hổ.

3. Kết luận

Nhóm tác giả đã chọn lựa được thành phần dung dịch hóa phẩm xử lý loại trừ nhiễm bẩn vô cơ trên cơ sở hợp chất chelate; tiến hành đánh giá trên mô hình vỉa tại Vietsovpetro khả năng xử lý nhiễm bẩn vô cơ, nhiễm bẩn hữu cơ... của hệ hóa phẩm trên cơ sở các hợp chất chelate kết hợp với vi nhũ tương và dung môi hydrophobic hóa.

Thứ tự bơm trong xử lý được thiết kế như sau: (1) bơm vi nhũ tương để loại trừ các dạng nhũ tương, cụm nước,

lắng đọng hữu cơ và tăng tính thấm ướt nước của mao quản; (2) bơm dung dịch chất chelate hòa tan lắng đọng vô cơ; (3) bơm dung môi cùng chất hoạt động bề mặt không ion để hydrophobic hóa bề mặt mao quản trên. Kết quả đánh giá trên mô hình vỉa nhận được cho thấy, độ tin cậy của thứ tự công nghệ xử lý đặt ra và thành phần hệ hóa



Hình 2. Thiết bị đánh giá mô hình vỉa

Bảng 8. Kết quả đánh giá khả năng phục hồi độ thấm của mẫu lõi trên mô hình vỉa

TT	Các bước thí nghiệm và nội dung tiến hành	Kết quả thí nghiệm của các mẫu	
		BH-818.1	BH-16.10
1	Đối tượng địa chất	Miocen	Oligocen
2	Độ thấm khí ban đầu, mD	485	313
3	Hàm lượng HF trong hệ dung dịch xử lý chính, %	1,5%	1,5%
4	Xác định độ thấm dầu ban đầu (K_o), mD	203,0	82,7
5	Mô phỏng nhiễm bẩn vô cơ và mô phỏng nhiễm bẩn hữu cơ cho mẫu Xác định độ thấm dầu sau nhiễm bẩn (K_i), mD	17,6	4,2
6	Bơm đẩy dung dịch vi nhũ tương và các dung dịch acid qua mẫu lõi Xác định độ thấm dầu (K_2), mD	101,9	41,5
7	Tính toán hệ số phục hồi độ thấm: $K_{ph} = K_2 / [(K_o + K_i) / 2]$	0,92	0,96
	Giá trị hệ số phục hồi độ thấm trung bình	0,94	

phẩm loại trừ nhiễm bẩn vô cơ để xuất. Hệ số phục hồi độ thấm cao đạt 0,94.

Tài liệu tham khảo

1. Jr.Mcleod, O.Harry. *Matrix acidizing*. JPT. December, 1984.
2. Phil Rae, Gino di Lullo. *Matrix acid stimulation - A review of the state of the art*. SPE 82260.
3. E.F.Tuedor, Z.Xiao, M.J.Fuller, D.Fu, G.G.Salamat, S.N.Davies, B.Lecerf. *A breakthrough fluid technology in stimulation of sandstone reservoirs*. SPE 98314.
4. R.L.Thomas, C.W.Crowe. *Matrix treatment employs new acid system for stimulation and control of fines migration in sandstone formations*. JPT. July, 1981.
5. C.E.Shuchart, R.D.Gdanski. *Improved success in acid stimulation with a new organic HF system*. SPE 36907.
6. R.F.Scheuerman. *A buffer - regulated HF acid for sandstone acidizing to 550°F*. SPE Production Engineering. February, 1988.
7. C.M.Shaughnessy, W.E.Kline. *EDTA removes formation damage at Prudhoe Bay*. Paper SPE 11188, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. 26 - 29 September, 1982.
8. G.Di Lullo, P.Rae. *A new acid for true stimulation of sandstone reservoirs*. Paper SPE presented at the 1996 SPE International 6th Asia Pacific Oil and Gas Conference, Adelaide. 28 - 31 October, 1996.
9. Nguyễn Văn Ngọ và nnk. *Báo cáo Khoa học Công nghệ "Nghiên cứu và lựa chọn hỗn hợp acid để xử lý vùng cận đáy giếng nhằm tăng hệ số sản phẩm của giếng khai thác và độ tiếp nhận của giếng bơm ép thuộc Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ" theo hợp đồng dịch vụ giữa Vietsovpetro và DMC (HĐ số 0894/05/T-N5-VSP05-DMC ngày 15/3/2006)*. Lưu trữ tại Thư viện Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển - Vietsovpetro.
10. Nguyễn Văn Ngọ, Phan Văn Minh. *Báo cáo Khoa học Công nghệ "Công nghệ sử dụng các hợp chất acid để nâng cao hệ số sản phẩm của giếng khai thác và độ tiếp nhận của giếng bơm ép thuộc đối tượng Oligocen mỏ Bạch Hổ" theo hợp đồng dịch vụ giữa Vietsovpetro và DMC (HĐ số 1166/07/T-N5/VSP5-DMC ngày 14/11/2007)*. Lưu trữ tại Thư viện Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển - Vietsovpetro.
11. Nguyễn Văn Ngọ, Phan Văn Minh. *Báo cáo Khoa học Công nghệ "Công nghệ hóa nhiệt để nâng cao sản lượng khai thác dầu" theo hợp đồng dịch vụ giữa Vietsovpetro và DMC (HĐ số 0816/T-N5/VSP1-DMC ngày 28/9/2007)*. Lưu trữ tại Thư viện Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển - Vietsovpetro.
12. Báo cáo: *"Nghiên cứu và ứng dụng công nghệ tăng sản lượng khai thác dầu nhờ bơm các thành phần không có tính acid để tạo thành hỗn hợp acid tại vùng cận đáy giếng khi tiến hành xử lý vùng cận đáy vỉa" theo hợp đồng dịch vụ giữa Vietsovpetro và DMC (HĐ số 1009/10/T-N2/VSP5-DMC ngày 1/11/2010)*. Lưu trữ tại Thư viện Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển - Vietsovpetro.
13. Promod Kumar, K.L.Mittal. *Handbook of microemulsion science and technology*. Marcel Dekker, New York. 1999: 864p.
14. Satya Priya Moulik, Animesh Kumar Rakshit. *Physicochemistry and applications of micro-emulsions*. Journal Surface Science Technology. 2006; 22 (3 - 4): p. 159 - 186.
15. Патент РФ No. 2220279. *Инвертная кислотная микроэмульсия для обработки нефтегазового пласта*. Декабрь 27, 2003.
16. Патент РФ No. 2023143. *Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины*. Ноябрь 15, 1994.
17. Патент РФ No. 2187634. *Способ обработки призабойной зоны высокотемпературных низкопроницаемых песчаноглинистых коллекторов юрских отложений Широкого Приобья*. Ав. 20, 2002.
18. Edward G. Baker, Nathan H.Canter, Max L.Robbins. *Oil recovery process using polymer microemulsion complexes*. US Patent No. 4360061. 23 November, 1982.
19. Glenn Penny, David Holcomb, John T.Pursley. *Microemulsion additives enable optimized formation damage repair and prevention*. Journal of Energy Resources Technology. September 2005; 127(3): p. 233 - 239.
20. Lirio Quintero, Thomas A.Jones, David Clark, Allan Jeffery Twynam. *NAF filter cake removal using microemulsion technology*. Paper SPE 107499-MS, presented at the SPE European Formation Damage Conference, Scheveningen, the Netherlands. 30 May - 1 June, 2007.
21. Lirio Quintero, Thomas A.Jones, David E.Clark, David Schwertner. *Cases history studies of production enhancement in cased hole wells using microemulsion fluids*. Paper SPE 121926-MS, presented at the SPE European

Formation Damage Conference, Scheveningen, the Netherlands. 27 - 29 May, 2009.

22. Michael M.Brezinski. *Chelating agents in sour well acidizing: Methodology or mythology*. Paper SPE 54721-MS, presented at the SPE European Formation Damage Conference, Hague, the Netherlands. 31 May - 1 June, 1999.

23. Wayne W.Frenier, David Wilson, Druce Crump, Ladell Jones. *Use of highly acid-soluble chelating agents in well stimulation services*. Paper SPE 63242-MS, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, US. 1 - 4 October, 2000.

24. A.Husen A.Ali, W.W.Frenier, Z.Xiao, M.Ziauddin. *Chelating agent-based fluids for optimal stimulation of high-temperature wells*. Paper SPE 77366-MS, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, US. 29 September - 2 October, 2002.

25. Syed Ali, Emee Ermel, John Clarke, Michael Fuller, Zhijun Xiao, Brad Malone. *Stimulation of high-temperature sandstone formations from West Africa with chelating agent-based fluids*. SPE-93805-PA. SPE Production & Operations. 2008; 23 (1): p. 32 - 38.

26. H.Perthuis, R.Thomas. *Fluid selection guide for matrix treatment*. 1991.

Study on formulation of chelating system for near well-bore treatment of sandstone formation in Bach Ho field

Nguyen Van Ngo¹, Phan Van Minh¹, Do Thanh Trung¹, Le Van Cong¹
Duong Danh Lam², Nguyen Quoc Dung²

¹Research, Development and Technical Services Centre (DMC-RT)

²Vietsovpetro

Summary

To solve the problem of near well-bore contamination, the authors studied and formulated the chelating system, which is a chemical system based on chelating agent, microemulsion and hydrophobic solvent. Injection orders have been planned as follows: at the first stage, microemulsion is injected for treating emulsion, water blocking, and organic deposition as well as increasing permeability; at the second stage, the chelating agent is injected for treating inorganic deposition; and at the last stage, the non-ionic hydrophobic solvent is used for hydrophobing the capillary surface.

Results in laboratory and on core samples have shown that the system formulated from chelating agent, microemulsion and hydrophobic solvent can treat organic and inorganic deposition with high permeability recovery coefficient.

Key words: Near-wellbore treatment, sandstone formation, chelating agent.

GIẢI PHÁP HOẠT ĐỘNG HỖN HỢP GIÓ - DIESEL ĐẢO PHÚ QUÝ

ThS. Võ Hồng Thái¹, TS. Nguyễn Đức Huy², TS. Trần Nam Trung³

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Bách khoa Hà Nội

³Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Tóm tắt

Hệ thống cung cấp điện độc lập từ các nguồn phân tán cho các vùng không có lưới điện Quốc gia đang được quan tâm. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu một số vấn đề cần giải quyết trong quá trình vận hành hệ thống lai ghép 3 turbine gió và 6 tổ máy phát diesel trên đảo Phú Quý. Từ đó, nhóm tác giả đề xuất giải pháp nhằm nâng cao khả năng huy động công suất của các turbine gió, đảm bảo sự ổn định của hệ thống điện trên đảo và giảm giá thành sản xuất điện.

Từ khóa: Nguồn phân tán, turbine gió, hệ thống lai ghép, lưới cô lập, mức độ thâm nhập, chất lượng điện năng.

1. Giới thiệu

1.1. Thực trạng hệ thống điện gió - diesel trên đảo Phú Quý

Dự án Phong điện Phú Quý được Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư xây dựng tại đảo Phú Quý, tỉnh Bình Thuận, với tổng công suất 6MW, cao hơn tổng công suất nhà máy điện diesel (3MW). Công suất của mỗi turbine gió lớn (2MW/turbine). Máy phát điện gió là loại DFIG do đó phải có máy phát diesel phát cùng. Nếu máy phát điện gió là loại đồng bộ kích thích vĩnh cửu thì có thể phát độc lập, không phụ thuộc nhiều vào diesel.

Trong khi đó, máy phát diesel trên đảo Phú Quý đã vận hành hơn 10 năm, thời gian đáp ứng yêu cầu của hệ thống chậm. Công suất phát bị hạn chế, mỗi máy phát diesel chỉ phát điện trong khoảng 165 - 420kW.

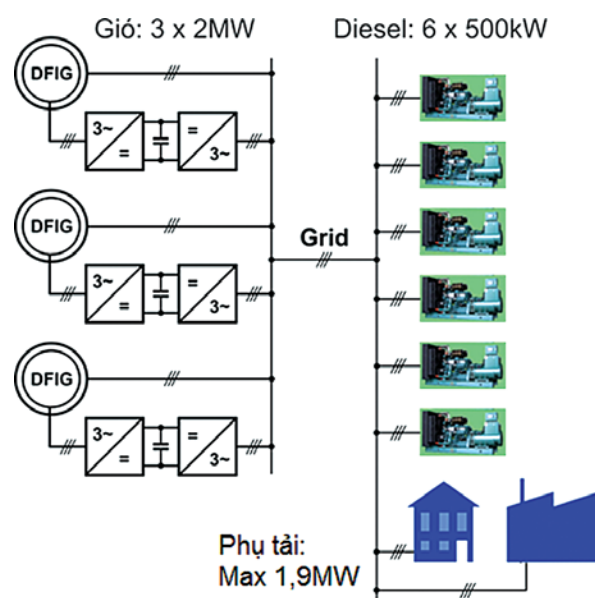
Phụ tải trên đảo lớn nhất khoảng 1,9MW, thấp hơn nhiều so với nguồn phát (9MW) [1]. Thừa công suất tác dụng (P) và thiếu công suất phản kháng (Q). Đặc biệt, khi tỷ lệ thâm nhập P của turbine gió tăng cao thì thiếu Q trầm trọng, hệ số $\cos\phi$ của trạm diesel có khi xuống đến 0,6.

Tỷ lệ phát điện gió - diesel thường là 50/50. Trong trường hợp phụ tải nhỏ hơn 1.100kW và tốc độ gió lớn hơn 7,2m/s thì tỷ lệ gió - diesel cho phép đạt đến tỷ lệ 70/30. Trong trường hợp gió mạnh và phụ tải thấp, 7,2 m/s < vận tốc gió < 17,8 m/s và phụ tải < 665kW hoặc 17,8 m/s < vận tốc gió < 25 m/s và phụ tải < 965kW thì không thể vận hành được turbine gió [2].

Thời gian phát điện trên đảo Phú Quý hiện nay không liên tục, chỉ 16 giờ mỗi ngày (từ 7 giờ 30 phút đến 23 giờ 30 phút). Hiện tại chỉ có một cột turbine gió phát điện kết hợp với các máy phát diesel. Trong trường hợp gió thấp và phụ tải cao thì có thể phát được 2 cột turbine gió. Rất khó

để phát được đồng thời 3 cột turbine gió do phụ tải thấp (mặc dù có thể cho 3 turbine gió cùng phát điện khi vận tốc gió thấp từ 4 - 6m/s).

Thực tế qua 10 tháng vận hành thương mại tốc độ gió khác rất nhiều các thông số đo được trước khi lập dự án. Sự khác biệt trên có thể do chưa khảo sát triệt để về gió, hoặc thời gian khảo sát đã quá lâu (sau gần 10 năm khảo sát), sự thay đổi về khí hậu dẫn đến thay đổi về tốc độ, hướng gió trong ngày (có những ngày vào mùa gió Bắc, gió giật rất mạnh, dao động lớn). Điều này ảnh hưởng đến việc nâng cao tỷ lệ phát của turbine gió. Trong trường hợp này, vận hành viên phải đặt công suất dự phòng nóng diesel rất cao, các diesel vận hành non tải. Bên cạnh đó dự đoán sự tăng trưởng phụ tải trong thuyết minh dự án đầu tư Nhà máy Phong điện Phú Quý chưa chính xác (thực tế phụ tải hiện tại thấp hơn). Thiết



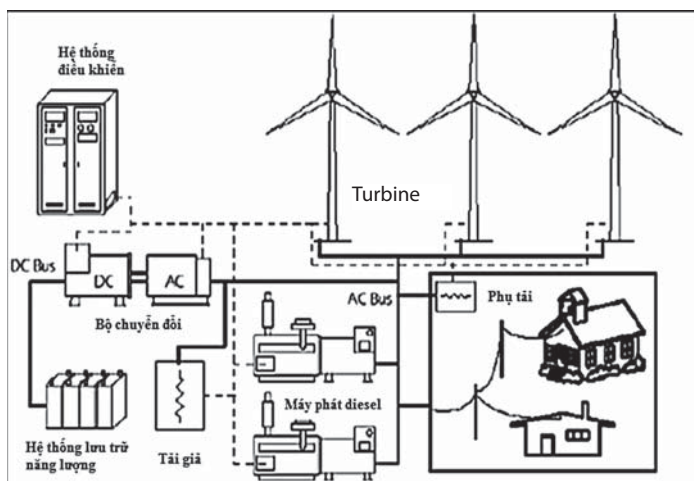
Hình 1. Hệ thống hỗn hợp gió - diesel đảo Phú Quý

bị turbine chưa được thực hiện phát công suất phản kháng Q, chưa có giải pháp lắp đặt tụ bù hợp lý, cosφ diesel thấp. Giá điện trên đảo cao.

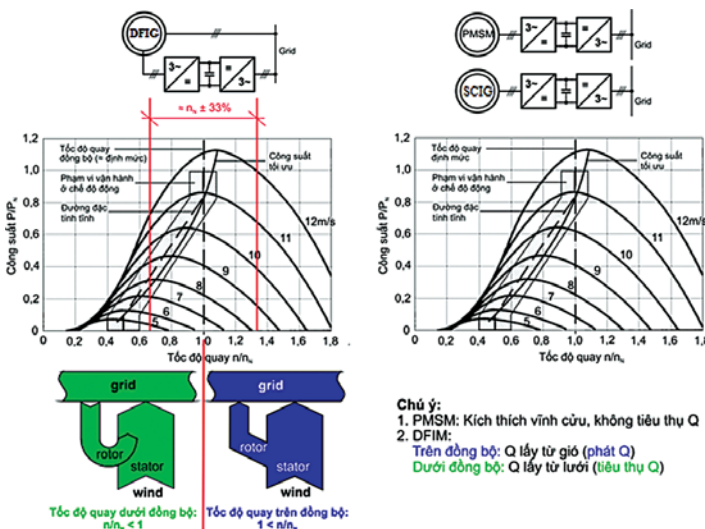
Đối với điều kiện thời tiết khắc nghiệt trên đảo, nhất là vào mùa gió Bắc, Công ty Điện lực Phú Quý thường xuyên cắt điện để rửa sứ, FCO để chống muối bám, chống phóng điện. Do đó, công tác vận hành hệ thống hỗn hợp gió - diesel gặp nhiều khó khăn, do turbine cần được đảm bảo vận hành ổn định. Trên thực chính nổi, Phong điện Phú Quý đang sử dụng các bộ FCO để đóng cắt phân đoạn đường dây 22kV, do vậy chỉ cần sự cố nhỏ sẽ dẫn đến đứt chì FCO và gây rã lưới...

1.2. Hệ thống điện gió - diesel lớn điển hình

Mức độ thâm nhập tức thời = $\frac{\text{Công suất phát của điện gió}}{\text{Công suất yêu cầu phụ tải}}$
 Mức độ thâm nhập trung bình = $\frac{\text{Sàn lượng phát của điện gió (kWh)}}{\text{Sàn lượng tiêu thụ của phụ tải}}$



Hình 2. Sơ đồ hệ thống điện gió - diesel lớn điển hình



Hình 3. So sánh giữa DFIG và PMSG/SCIG

Các hệ thống điện có sử dụng năng lượng gió có thể được phân loại theo mức độ thâm nhập của điện gió, được định nghĩa như sau [5]:

Theo cách phân loại nói trên, National Renewable Energy Laboratory (NREL) định nghĩa về các hệ thống hỗn hợp diesel gió [5]:

- Hệ thống thâm nhập thấp (mức độ thâm nhập tức thời < 50%, mức độ thâm nhập trung bình < 20%): Với hệ thống này, các máy phát diesel phải vận hành liên tục (8.760 giờ), năng lượng sinh ra từ các turbine gió được cấp trực tiếp cho phụ tải. Với mức độ thâm nhập thấp, không cần thiết phải có một hệ thống điều khiển hỗn hợp.

- Hệ thống thâm nhập vừa (mức độ thâm nhập tức thời từ 50 - 100%, mức độ thâm nhập trung bình từ 20 - 50%): Với hệ thống này, các máy phát diesel cũng phải vận hành liên tục. Khi tốc độ gió cao, công suất phát của diesel giảm, cần có thiết bị phụ trợ để đảm bảo mức tải tối thiểu cho diesel, hoặc các turbine gió phải giảm công suất. Với mức độ thâm nhập trung bình, cần có hệ thống điều khiển hỗn hợp với mức độ phức tạp vừa phải.

- Hệ thống thâm nhập cao (mức độ thâm nhập tức thời từ 100 - 400%, mức độ thâm nhập trung bình 50 - 150%): Với mức độ thâm nhập này, các tổ máy diesel có thể dừng khi tốc độ gió đủ lớn nên cần có các thiết bị phụ trợ để điều khiển điện áp và tần số, đồng thời cần một hệ thống điều khiển hỗn hợp phức tạp.

1.3. Các loại máy phát điện sử dụng trong các turbine gió hiện nay

Hiện có 3 nguyên lý sử dụng máy phát điện trong các turbine gió nổi lưới chủ yếu (Hình 3) [2]:

- Máy phát đồng bộ kích thích vĩnh cửu (Permanent magnet excited synchronous generator - PMSG): Loại máy phát này được điều khiển hòa với lưới nhờ thiết bị biến đổi điện tử công suất nằm xen giữa stator và lưới. Thiết bị gồm 2 phần chính: nghịch lưu phía lưới (frontend converter) và nghịch lưu phía máy phát (generator-side converter). Dòng năng lượng khai thác từ gió sẽ được lấy qua turbine tới stator, sau đó chảy qua thiết bị biến đổi lên lưới.

- Máy phát không đồng bộ rotor lồng sóc (Squirrel-cage induction generator - SCIG): Tương tự máy phát đồng bộ kích thích vĩnh cửu, loại máy phát

Bảng 1. So sánh giữa các loại máy phát điện gió [2]

TT		Máy phát điện gió loại SCIG, PMSG (nối lưới gián tiếp)	Máy phát điện gió loại DFIG (nối lưới trực tiếp)	Đánh giá
1	Giá thành toàn hệ thống	Khá đắt Thiết bị điện tử công suất nằm xen giữa stator và lưới nên có công suất đúng bằng công suất máy phát	Tương đối thấp Thiết bị điện tử công suất nằm ở phía rotor (xen giữa rotor và lưới) nên có công suất cỡ bằng 1/3 công suất máy phát.	Giá thành toàn hệ thống của máy phát điện gió loại DFIG rẻ hơn so với loại SCIG & PMSG
2	Khả năng tận dụng năng lượng gió	Toàn dải tốc độ gió Thiết bị điện tử công suất nằm xen giữa stator và lưới nên tốc độ đồng bộ không do lưới quyết định	Dải tốc độ gió bị giới hạn Stator nối trực tiếp với lưới nên tốc độ đồng bộ là do tần số lưới quyết định và DFIG chỉ có thể hoạt động trong phạm vi $\pm 33\%$ xung quanh tốc độ đồng bộ	Khả năng tận dụng năng lượng gió của máy phát điện gió loại DFIG kém hơn so với loại SCIG & PMSG
3	Điều khiển máy phát	Khá đơn giản Thiết bị điện tử công suất nằm xen giữa stator và lưới nên việc điều khiển máy phát ít phụ thuộc lưới. Để đáp ứng yêu cầu ride-through	Khá phức tạp Stator nối trực tiếp với lưới nên việc điều khiển máy phát rất phụ thuộc lưới, đặc biệt khi phía lưới có sự cố. Khó đáp ứng yêu cầu ride-through	Khả năng điều khiển máy phát của loại DFIG phức tạp hơn loại SCIG & PMSG và khó đáp ứng yêu cầu ride-through hơn
4	Sử dụng hòa lưới quốc gia	Cần cân nhắc Điều khiển đơn giản, có thể khai thác gió tối đa nhưng giá thành cao	Rất nên Điều khiển không quá khó (do được bám lưới cứng) mà giá thành rất thấp	Nên sử dụng loại DFIG để hòa lưới quốc gia
5	Sử dụng ngoài đảo	Rất nên Điều khiển đơn giản nên dễ bảo đảm ổn định ngắn hạn và dài hạn. Đây là ưu điểm mang tính quyết định khi vận hành với lưới công suất nhỏ	Không nên Điều khiển rất khó (vì không có lưới cứng để bám) nên khó bảo đảm ổn định ngắn hạn và dài hạn. Đặc biệt khó khăn khi phải vận hành với lưới công suất nhỏ	Nên sử dụng loại SCIG hoặc PMSG để sử dụng hòa lưới độc lập (ngoài đảo)

Bảng 2. Sự khác biệt giữa có và không nối lưới quốc gia

TT	Hòa lưới quốc gia	Không hòa lưới quốc gia
1	Lưới quốc gia là lưới cứng (công suất vô cùng lớn, điện áp và tần số ổn định)	Lưới ốc đảo là lưới mềm (công suất nhỏ - rất nhỏ, điện áp và tần số kém ổn định)
2	Công suất phát P không phụ thuộc mức tiêu thụ	Công suất phát P phụ thuộc mức tiêu thụ (phát nhiều có nguy cơ phải đốt bỏ trên dumpload)
3	Không cần phát Q	Bắt buộc phải phát Q
4	Cần khả năng ride-through	Bắt buộc phải có khả năng ride-through
5	Không cần hệ thống phụ trợ	Cần phải có hệ thống phụ trợ (diesel tải thấp, tải giả, kho điện...)
6	Cần SCADA (điều khiển giám sát) để điều độ lưới	Bắt buộc phải có SCADA để điều độ lưới

không đồng bộ rotor lồng sóc được điều khiển hòa với lưới nhờ thiết bị biến đổi điện tử công suất nằm xen giữa stator và lưới.

- Máy phát không đồng bộ nguồn kép (Doubly-fed induction generator - DFIG): Dòng năng lượng khai thác từ gió được lấy qua turbine tới stator, sau đó chảy trực tiếp lên lưới. Việc điều khiển dòng năng lượng đó được thực hiện gián tiếp nhờ thiết bị biến đổi nằm ở phía mạch điện rotor.

2. So sánh và đánh giá giữa lý thuyết với thực tế

Nhóm tác giả so sánh và đánh giá các loại máy phát điện gió giữa lý thuyết với thực tế trong Bảng 1, 2, 3.

3. Hệ thống hỗn hợp gió - diesel và các giải pháp kỹ thuật

3.1. Các yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống hỗn hợp gió - diesel

3.1.1. Điều khiển tần số

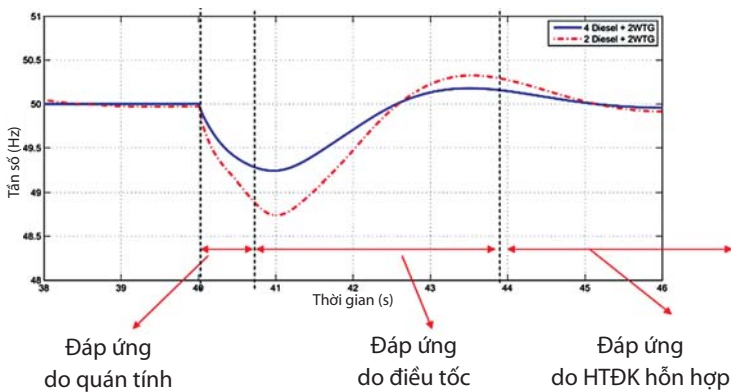
Khi hệ thống chịu một tác động nào đó, việc duy trì ổn định tần số sẽ được thực hiện qua các bước sau:

- Tại thời điểm đầu tiên khi bộ điều tốc chưa tác động, các biến động trên lưới được phản ánh bằng sự thay đổi đột ngột moment điện tác động lên trục máy phát và sự thay đổi tốc độ quay rotor phụ thuộc vào quán tính của rotor và hệ thống động cơ [3].

- Sau một thời gian nhất định (0,5 - 2 giây), bộ điều

Bảng 3. So sánh, đánh giá giữa các dự án phát điện độc lập

TT		Cấu hình	Nguyên lý nối lưới	Hệ thống phụ trợ sử dụng	Đánh giá
I	Lý thuyết	Turbine gió + diesel + hệ thống lưu trữ năng lượng + tải giả	Nên sử dụng máy phát điện loại SCIG hoặc PMSG nối lưới gián tiếp	Hệ thống lưu trữ năng lượng và tải giả	Hệ thống ổn định và có thể đạt mức thâm nhập cao (mức độ thâm nhập tức thời từ 100 - 400%, mức độ thâm nhập trung bình 50 - 150%)
II	Thực tế				
1	Phú Quý	Turbine gió (3 x 2MW) + diesel (6 x 0,5MW)	DFIG, nối lưới trực tiếp	Không có	Hoạt động chưa thực sự ổn định, tỷ lệ thâm nhập điện gió chưa cao, chưa khai thác được hết 3 turbine gió
2	Bạch Long Vĩ	Turbine gió (800kW) + máy phát diesel (2 x 414kVA)	SCIG nối lưới gián tiếp	Không có	Vận hành hệ thống hỗn hợp gió - diesel rất phức tạp. Không đảm bảo được công tác vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa dẫn đến ngừng hoạt động
3	Đắc Hà	Turbine gió (1,8kW) + pin mặt trời (6,72kW) + ắc quy (1200Ah) + tải giả	SCIG nối lưới gián tiếp	Ắc quy và tải giả	Hệ thống hỗn hợp pin mặt trời, turbine gió kết hợp với tải giả, ắc quy cùng với bộ chuyển đổi và hệ thống điều khiển ở quy mô công suất nhỏ đảm bảo cung cấp điện ổn định, hiệu quả
4	Ross Island	Turbine gió (3 x 330kW) + diesel (6 x 500kW) + Bánh đà (500kW)	PMSG nối lưới gián tiếp	Bánh đà	Tỷ lệ thâm nhập điện gió đỉnh đạt tới 65%. Bánh đà có thể lưu trữ hoặc cung cấp công suất 500kW trong vòng 30 giây để duy trì tần số hệ thống khi gió thay đổi đột ngột
5	Coral Bay	Turbine gió (3 x 275kW) + diesel tải thấp (7 x 320kW) + Bánh đà (500kW)	SCIG nối lưới gián tiếp	Diesel tải thấp và bánh đà	Tỷ lệ thâm nhập điện gió cao, tới 93%. Việc kết hợp sử dụng bánh đà và các máy phát diesel tải thấp cùng với các turbine gió làm cho hệ thống phát điện ổn định và tin cậy



Hình 4. Đáp ứng tần số của hệ thống gió - diesel

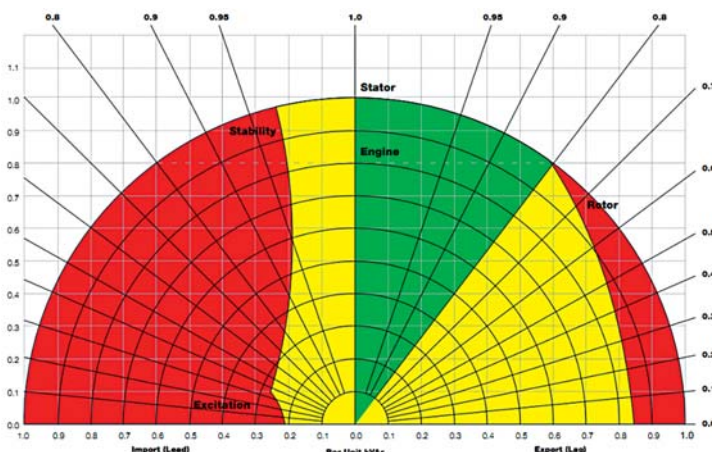
tốc cảm nhận được sự thay đổi tốc độ và sẽ điều chỉnh đầu ra của nó nhằm đưa tốc độ về giá trị định mức. Trong lĩnh vực vận hành hệ thống điện, đây được gọi là hệ thống điều tần cấp I. Vì bộ điều tốc của máy diesel được thiết kế để vận hành độc lập, nó sẽ tác động để đưa tần số về giá trị định mức (điều tần cấp II).

- Sau thời gian 10 - 15 giây tiếp theo, hệ thống điều khiển hỗn hợp sẽ tác động và phân chia lại công suất của gió - diesel theo phương thức định trước. Đây được gọi là mức điều tần cấp III.

3.1.2. Điều khiển điện áp và công suất phản kháng

Các máy phát diesel nhìn chung có khả năng phát công suất phản kháng tương đối tốt, với hệ số công suất định mức ở mức 0,8 - 0,85. Khi hệ số cosφ thấp hơn 0,8 (chế độ phát Q), công suất của máy diesel bị hạn chế thêm bởi phát nóng của rotor.

Qua các báo cáo chạy tin cậy, hệ số công suất của máy phát điện gió trên đảo Phú Quý luôn được đặt bằng 0,98 - 1. Điều này có nghĩa, trong chế độ vận hành bình thường, tổ máy điện gió không tham gia vào cung cấp công suất phản



Hình 5. Đặc tính công suất phát của máy phát diesel Cummin

kháng cho lưới điện. Mặc dù theo đặc tính công suất phát của máy phát V80 (Hình 6) thì V80 có thể phát được công suất phản kháng.

3.1.3. Khả năng trụ lưới khi có sụt điện áp

Khả năng trụ lưới khi có sụt điện áp là cho phép máy phát điện duy trì tình trạng nối lưới, đồng thời cung cấp công suất phản kháng cho lưới nhằm góp phần khôi phục điện áp. Trong tổ máy phát Vestas V80, chức năng trụ lưới khi có sụt điện áp và bảo vệ chống quá áp mạch DC được thực hiện bởi khối AGO2 [4].

3.1.4. Dự phòng nóng

Dự phòng nóng (hay dự trữ quay - spinning reserve) là sự thay đổi công suất mà các máy phát điện đang vận hành có thể đáp ứng được khi có các thay đổi của tải. Để đảm bảo dự phòng nóng, một số máy phát trong hệ thống sẽ không được phép vận hành ở mức đầy tải [9].

3.2. Kết quả tính toán chế độ xác lập lưới điện trên đảo Phú Quý

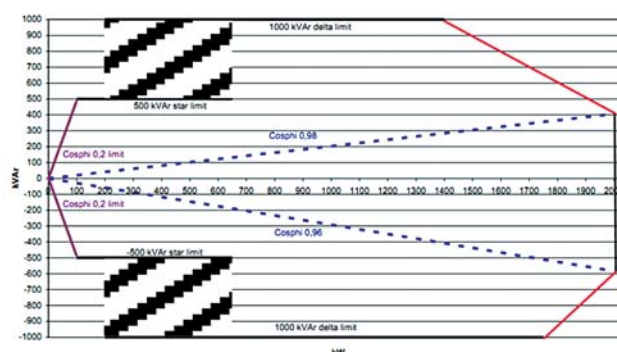
Các tính toán trào lưu công suất được thực hiện bằng phần mềm PSS/ADEPT. Đây là phần mềm được sử dụng rộng rãi để mô phỏng lưới điện phân phối với 3 pha không cân bằng. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất tháng 1/2012 là không có quá tải đường dây, máy biến áp mang tải cao nhất là máy biến áp Tam Thanh 2 (78%), tổn thất trên lưới là 1,2%. Kết quả mô phỏng khớp với kết quả đo của Điện lực Phú Quý.

Kết quả mô phỏng sự cố phía đầu xuất tuyến 471 và tuyến 472 tháng 1/2012 là tổn thất của lưới tăng lên 2,58%, điện áp cuối đường dây giảm xuống còn 21,5kV, giá trị cosφ của máy phát diesel không đổi (0,92).

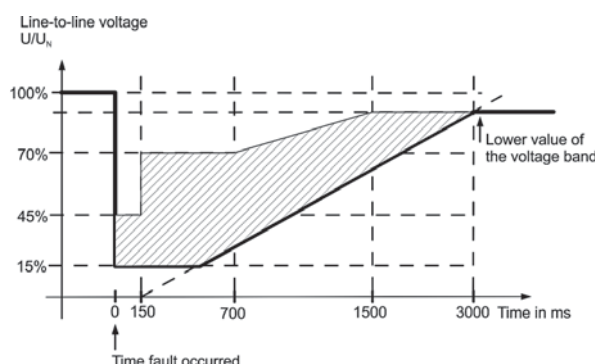
Kết quả mô phỏng đóng thử nghiệm turbine gió T3 (tháng 12/2011) (mức độ thâm nhập điện gió 40%) tổn thất giảm còn 1,11%, cosφ của nhà máy diesel giảm xuống còn 0,82, trục 471 không có sự thay đổi nào so với khi vận hành không có điện gió.

Kết quả mô phỏng thử nghiệm turbine gió T3 (tháng 12/2011) (mức độ thâm nhập điện gió 80%) là chênh lệch điện áp giữa đầu cực điện gió và điểm cuối xuất tuyến 471 (Ngũ Phụng) là 0,3kV. Tổn thất tăng lên 1,5%. Cosφ của nhà máy diesel giảm xuống còn 0,46.

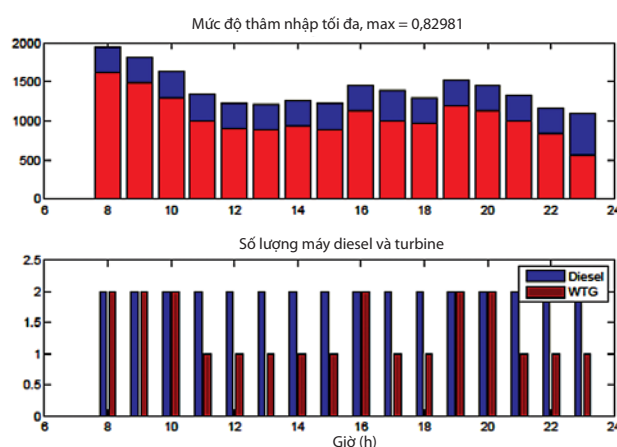
Kết quả mô phỏng năm 2013, mạch hở và mạch kín, mức độ thâm nhập điện gió 80% là không có đường dây hay máy biến áp nào ở mức quá tải.



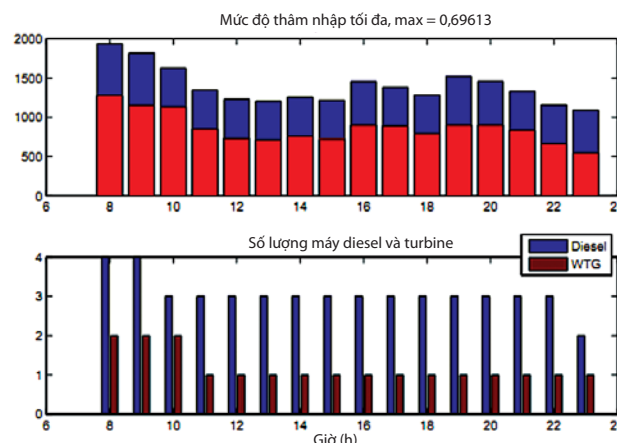
Hình 6. Đặc tính công suất phát của máy phát V80 [4]



Hình 7. Quy định về khả năng trụ lưới khi có sụt điện áp của Đức



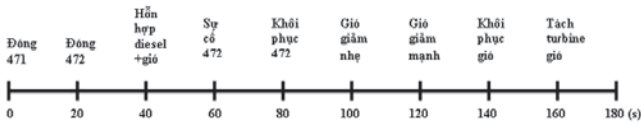
Hình 8. Chế độ vận hành hiện tại khi không khổng chế mức độ thâm nhập



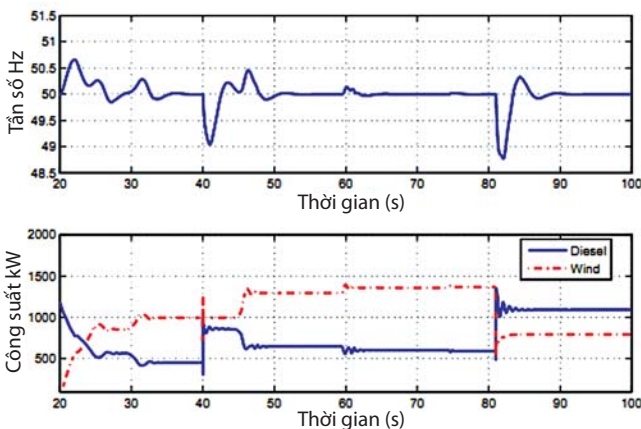
Hình 9. Chế độ vận hành để xuất

3.3. Xác định mức thâm nhập tối đa dựa trên quy trình vận hành hiện tại

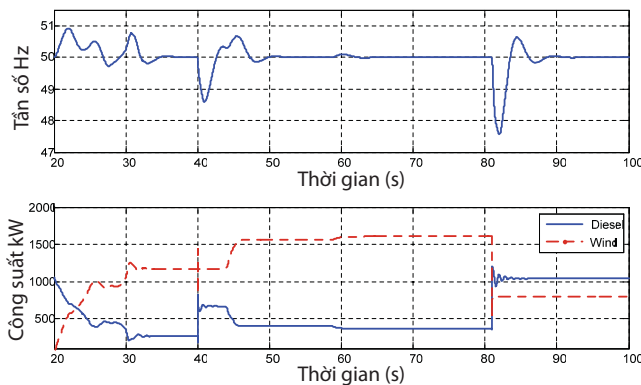
Các ràng buộc kỹ thuật:



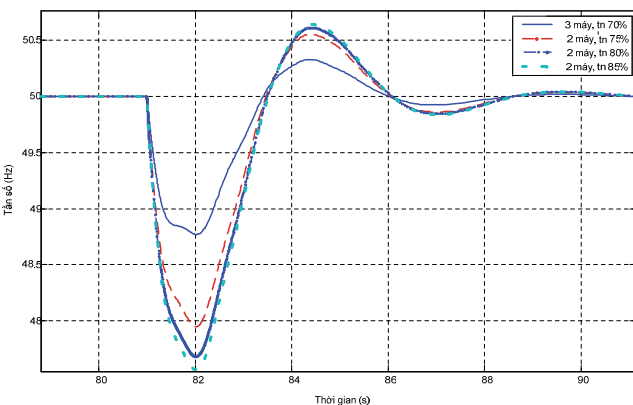
Hình 10. Kịch bản mô phỏng để xem xét tính ổn định lưới điện Phú Quý



Hình 11. Kết quả mô phỏng ngắn mạch khi phát 2 turbine gió, 3 diesel, mức độ thâm nhập 70%



Hình 12. Kết quả mô phỏng với 2 máy diesel, thâm nhập 85%



Hình 13. So sánh ổn định tần số của các kịch bản thâm nhập trên 70%

Cân bằng công suất tác dụng: Tổng công suất phát ra của diesel và gió bằng công suất tải tiêu thụ.

Cân bằng công suất phản kháng. Khi không có thiết bị phụ trợ, các máy phát diesel sẽ phát công suất phản kháng lên lưới. Khi phụ tải trên 1.100kW, tỷ lệ phát điện được giữ cố định 50/50. Khi phụ tải dưới 1.100kW, điện gió phát cố định 550kW. Cho phép mức độ thâm nhập tăng đến tối đa 70%.

Công suất tác dụng diesel $P_{\text{diesel}} \geq 165 \text{ kW}$. Công suất biểu kiến của tổ máy không quá 600kVA.

Dự phòng của hệ thống diesel, nếu vận tốc gió > 7,2m/s được tính như sau:

Số máy diesel vận hành $\times P_{\text{maxdiesel}}$ - tổng công suất phát diesel $\geq 150\text{kW}$.

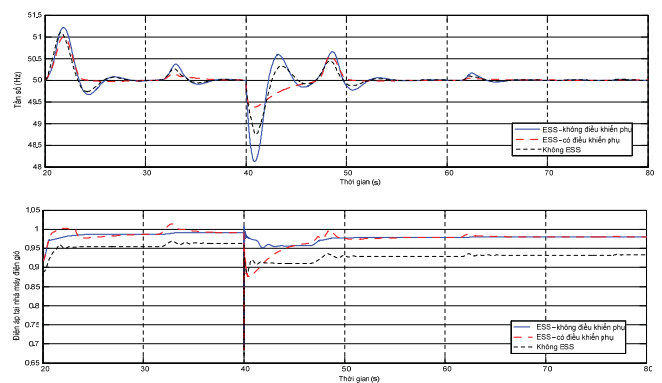
Ở chế độ vận hành hiện tại khi không khống chế mức độ thâm nhập thì không đảm bảo độ tin cậy do hiện tượng sụt giảm quán tính và thiếu hụt dự phòng nóng.

3.4. Chế độ vận hành đề xuất

Mức độ thâm nhập tối đa đạt được dao động từ 0,5 - 0,69 trong ngày. Mức độ thâm nhập có thể đạt được trên 60% trong hầu hết các giờ. Trên nguyên tắc diesel đảm nhiệm toàn bộ dự phòng nóng, mức độ thâm nhập tối đa đạt được sẽ là 70%. Tuy nhiên, trên thực tế ở nhiều mức phụ tải, sẽ không đạt được mức thâm nhập tối đa do các máy diesel tham gia vận hành không thể phát thấp hơn công suất tối thiểu (165kW). Để tăng mức độ thâm nhập, có thể đặt mức dự phòng nóng âm, bằng cách cho phép sa thải một số phụ tải khi điện gió bị cắt ra.

3.5. Kịch bản và kết quả mô phỏng

Qua các kết quả mô phỏng ở trên có thể thấy hệ thống đảm bảo được ổn định với các kịch bản đã nghiên cứu. Hệ thống có thể vận hành ổn định ở mức thâm



Hình 14. Kết quả mô phỏng ổn định khi có và không có hệ thống lưu trữ năng lượng (ESS)

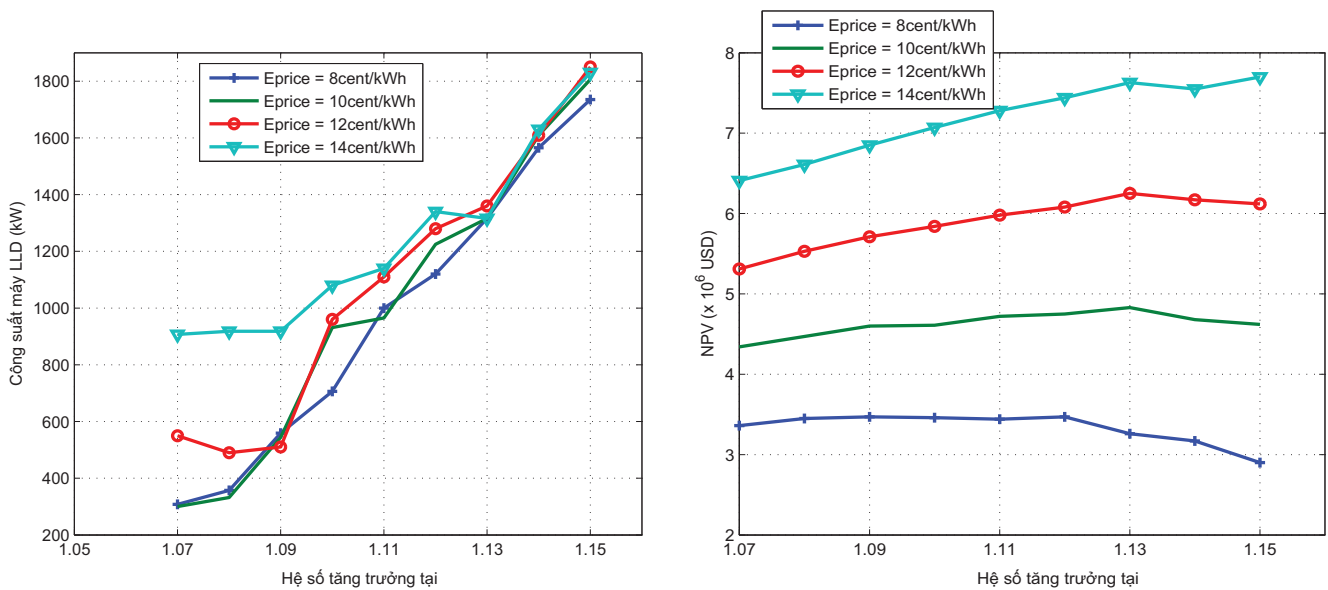
nhập 70%. Tuy nhiên, để đảm bảo hệ thống vận hành thực sự ổn định ở mức độ thâm nhập này cần kiểm tra lại cài đặt của các role tần số và đảm bảo quy tắc dự phòng nóng.

So sánh các kết quả ở trên có thể thấy, với 2 máy diesel vận hành, độ sụt tần số khi điện gió bị cắt ra cao hơn hẳn so với khi có 3 máy diesel (hiện tượng sụt giảm quán tính). Nếu giữ nguyên 2 máy diesel và thay đổi

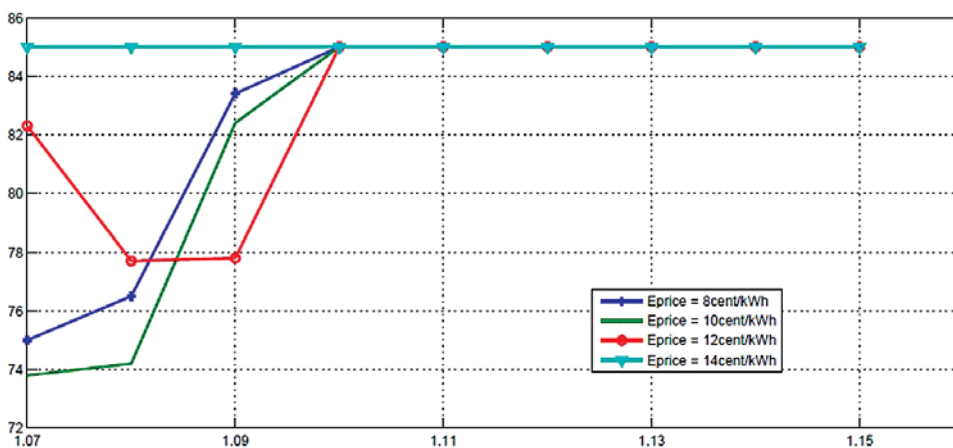
mức thâm nhập, mức sụt tần số khi điện gió bị cắt ra cũng có xu hướng tăng nhẹ theo mức thâm nhập tại thời điểm trước khi turbine gió bị cắt. Do chỉ có 2 máy diesel khi mức thâm nhập trên 70 và tăng mức thâm nhập của điện gió lên khoảng 80% có thể thấy chênh lệch về độ sụt tần số là khá lớn so với trường hợp giữ mức thâm nhập ở 70% và 3 máy diesel vận hành. Độ sụt tần số chênh nhau hơn 1Hz.

Bảng 4. So sánh kinh tế, kỹ thuật các giải pháp phụ trợ [6, 7, 8, 10]

TT	So sánh Thiết bị phụ trợ	Cân bằng P	Phát Q	Ổn định tần số	Ổn định điện áp	Tăng độ thâm nhập	Ứng dụng chính	Dự án áp dụng	Giá tham khảo
1	Diesel tải thấp	Phát P từ 5% Pđịnh mức	Phát Q	Tốt	Tốt	Tăng 20% đến 25% khi thay thế diesel thông thường	Tăng thâm nhập và tăng ổn định	Rottneest Island, Hopetoun, Bremer Bay, Denham	1.200USD/kW
2	Tải giả	Tiêu thụ P	Không	Tương đối tốt	Không	Không	Tăng ổn định		70.000 - 100.000USD/ 200 - 500kW
3	Bánh đà	Bù đắp P tức thời	Không	Rất tốt	Không	Không	Tăng ổn định	Ross Island	
4	Siêu tụ	Bù động P	Bù động Q	Tốt	Tốt	Không	Tăng ổn định		300.000 Euro/1MW
5	Ắc quy	Cân bằng P	Phát Q	Tốt	Tốt	Tăng thâm nhập khi thời gian lưu trữ dài	Tăng thâm nhập và tăng ổn định	King Island	
6	Pin nhiên liệu	Cân bằng P	Phát Q	Tốt	Tốt	Tăng thâm nhập khi thời gian lưu trữ dài	Tăng thâm nhập và tăng ổn định		
7	Thủy điện tích năng	Cân bằng P	Phát Q	Tốt	Tốt	Tăng thâm nhập khi thời gian lưu trữ dài	Tăng thâm nhập và tăng ổn định		
8	Tụ bù	Không	Phát Q	Không	Tương đối tốt	Không	Bù Q		50.000 USD/600KVA
9	Tải giả + Tụ bù	Tiêu thụ P để cân bằng P	Phát Q	Tốt	Tương đối tốt	Không	Bù Q và tăng ổn định		
10	Tải giả + ắc quy	Cân bằng P	Phát Q	Rất tốt	Tốt	Tăng thâm nhập khi thời gian lưu trữ dài	Tăng thâm nhập và tăng ổn định	Wales Alaska	
11	Tải giả + siêu tụ	Cân bằng P	Bù động Q	Rất tốt	Tốt	Không	Tăng ổn định		
12	Tải giả + diesel tải thấp	Cân bằng P	Phát Q	Rất tốt	Tốt	Tăng 20% đến 25% khi thay thế diesel thông thường	Tăng thâm nhập và tăng ổn định		893.000 Euro/800kW diesel + 1.000kWe tải giả
13	Bánh đà + diesel tải thấp	Cân bằng P	Phát Q	Tốt nhất	Rất tốt	Tăng thâm nhập	Tăng thâm nhập và tăng ổn định	Coral Bay	
14	Siêu tụ + diesel tải thấp	Cân bằng P	Phát Q	Rất tốt	Rất tốt	Tăng thâm nhập	Tăng thâm nhập và tăng ổn định		



Hình 15. Kết quả tính toán với diesel đảm nhiệm 100% dự phòng nóng, thời gian xét 7 năm



Hình 16. Mức độ thâm nhập tối đa của điện gió, với thời gian xét 7 năm, diesel đảm nhận 100% dự phòng nóng

Các mô phỏng trên thực hiện với giả thiết tốc độ gió lớn. Vì vậy, khi mất một turbine gió ở chế độ tải cực đại, turbine còn lại vẫn phát được ~800kW và các máy diesel phát ~1000kW vẫn trong giới hạn làm việc. Nếu tốc độ gió thấp hơn và bị mất một turbine gió thì sẽ dẫn đến hiện tượng rã lưới do máy diesel không thể cung cấp đủ công suất. Như vậy, với hệ thống hiện tại thì mức thâm nhập trên 70% không đảm bảo vận hành ổn định, an toàn và tin cậy.

4. Phân tích kinh tế, kỹ thuật các giải pháp phụ trợ cho dự án Phong điện Phú Quý

4.1. So sánh kinh tế, kỹ thuật các giải pháp phụ trợ

4.2. Phân tích kinh tế giải pháp sử dụng diesel tải thấp

Các ràng buộc kỹ thuật chính bao gồm: cân bằng công suất tác dụng và phản kháng; đặc tính công suất phát của

các máy diesel tải thấp và máy diesel hiện hữu (gồm ràng buộc công suất lớn nhất, công suất tối thiểu); mức độ dự phòng nóng; mức độ thâm nhập tối đa cho phép của điện gió (tối đa 85% nếu có máy phát diesel tải thấp vận hành).

Bài toán tối ưu hóa được tính toán với các giá bán điện khác nhau và với các giả thiết về hệ số tăng trưởng tải khác nhau. Hình 15 thể hiện mức công suất

tối ưu cho máy phát diesel tải thấp, ứng với các giá bán điện khác nhau và mức độ tăng trưởng phụ tải khác nhau, với thời gian xét của dự án là 7 năm. Diesel đảm nhận 100% dự phòng nóng.

Từ dữ liệu trên, kết quả tính toán cho thấy chỉ nên đầu tư thêm diesel tải thấp ở mức độ tối thiểu (300kW) và chỉ khi giá bán điện tăng lên 14UScent/kWh, việc đầu tư diesel tải thấp mới có hiệu quả. Mức độ thâm nhập tối đa của điện gió ứng với các kết quả tính toán trên được trình bày trên Hình 16. Tùy theo kịch bản (mức độ tăng trưởng tải và giá điện, mức độ thâm nhập tối đa có thể đạt được dao động từ 74 - 85%). Kết quả tính toán cho thấy mức thâm nhập tối đa có thể đạt được là 85%, với trường hợp xét thời gian đầu tư 7 năm.

4.3. Tính toán đầu tư thiết bị phụ trợ

Nhóm tác giả sử dụng các thông số đầu vào để tính toán: giá bán điện 7,8UScent/kWh; phụ tải trung bình/ngày theo số liệu thực tế trên đảo Phú Quý 1.400kW/ngày; số ngày phát điện 350 ngày/năm. Thâm nhập của điện gió khi phát tỷ lệ thông thường 50/50 và 70/30 khi gió thấp, phụ tải cao: 35%. Thâm nhập của điện gió khi phát tỷ lệ thông thường 70/30 theo thực tế và nội suy: 40%. Thâm nhập của điện gió khi phát tỷ lệ thông thường 85/15 theo thực tế và nội suy: 45%. Suất đầu tư máy phát diesel tải thấp 1.200USD/kW. Chi phí chạy máy phát diesel tải thấp: 0,25USD/kW. Chi phí đầu tư hệ thống lưu trữ năng lượng 1.000kW bằng siêu tụ: 300.000 Euro. Chi phí đầu tư 800kW diesel tải thấp và 1.000kWe tải giả mà Danvest chào: 893.000 Euro.

Kết quả tính toán đầu tư thiết bị phụ trợ khi thời gian phát điện trên đảo Phú Quý là 16 giờ/ngày.

- Khi nâng tỷ lệ phát điện từ 50/50 lên thành 70/30, doanh thu sẽ tăng thêm 642 triệu đồng/năm.
- Chỉ nên đầu tư 300kW diesel tải thấp khi giá bán điện đạt 12UScent/kWh và phụ tải tăng 20% hoặc giá bán điện 14UScent/kWh.
- Chỉ nên đầu tư 1000kW siêu tụ khi giá bán điện đạt 14UScent/kWh và phụ tải tăng 15%.
- Chỉ nên đầu tư 800kW diesel tải thấp và 1.000kWe tải giả khi giá bán điện 12UScent/kWh và phụ tải tăng 20% hoặc giá bán điện đạt 14UScent/kWh và phụ tải tăng 5%.

Kết quả tính toán đầu tư thiết bị phụ trợ khi thời gian phát điện trên đảo Phú Quý là 24 giờ/ngày.

- Khi nâng tỷ lệ phát điện từ 50/50 lên thành 70/30 sẽ thu được thêm 858 triệu đồng mỗi năm.
- Chỉ nên đầu tư 300kW diesel tải thấp khi giá bán điện đạt 10UScent/kWh và phụ tải tăng 20% hoặc giá bán điện đạt 14UScent/kWh và phụ tải tăng 15%.
- Chỉ nên đầu tư 1.000kW siêu tụ khi phụ tải tăng 20% hoặc giá bán điện 10UScent/kWh và phụ tải tăng 15% hoặc giá bán điện đạt 12UScent/kWh.
- Chỉ nên đầu tư 800kW diesel tải thấp và 1.000kWe tải giả khi giá bán điện đạt 10UScent/kWh và phụ tải tăng 15% hoặc giá bán điện đạt 12UScent/kWh và phụ tải tăng 10% hoặc giá bán điện đạt 14UScent/kWh.

5. Kết luận

- Đối với các dự án phong điện phát điện độc lập, không nối lưới Quốc gia cần lưu ý: lưới ốc đảo là lưới

mềm (công suất nhỏ - rất nhỏ, điện áp và tần số kém ổn định); công suất phát (P) phụ thuộc mức tiêu thụ (phát nhiều có nguy cơ phải đốt bỏ trên dumpload); bắt buộc phải phát Q; bắt buộc phải có khả năng ride-through. Đặc biệt, nên lựa chọn máy phát điện gió là loại máy phát không đồng bộ rotor lồng sóc (SCIG) hoặc máy phát đồng bộ kích thích vĩnh cửu (PMSG) để điều khiển đơn giản, bảo đảm ổn định ngắn hạn và dài hạn. Đây là ưu điểm mang tính quyết định khi vận hành với lưới công suất nhỏ. Cần phải có các hệ thống phụ trợ để tăng mức độ thâm nhập của điện gió cũng như ổn định hệ thống điện độc lập; bắt buộc phải có hệ thống điều khiển giám sát (SCADA) để điều độ lưới.

- Đối với dự án Phong điện Phú Quý, cần làm việc với Vestas để sử dụng các chức năng điều khiển của máy phát V80 như: điều khiển công suất phản kháng, chức năng trụ lưới khi có sụt áp thông qua mạch AGO2, chức năng điều khiển tần số. Hệ thống điều khiển hỗn hợp cần bổ sung thêm một số chức năng sau: Xác định điểm làm việc của máy phát theo cả công suất P và Q so sánh với đặc tính công suất cho phép lâu dài của máy phát; chức năng tính toán mức độ thâm nhập tối đa của điện gió theo các ràng buộc kỹ thuật. Các mô phỏng và báo cáo chạy tin cậy hiện thời cho thấy hệ thống gió - diesel trên đảo có thể đảm bảo ổn định tần số. Vì vậy, việc đầu tư các thiết bị phụ trợ để tăng ổn định (như bánh đà, tải dumpload có điều khiển nhanh) chưa thực sự cần thiết.

Trong số các giải pháp phụ trợ, việc đầu tư máy phát diesel tải thấp có khả năng đem lại lợi ích kinh tế cao nhất ở thời điểm hiện tại. Máy phát diesel tải thấp sẽ cho phép điện gió tăng mức thâm nhập, do đó có thể thường xuyên phát được 2 turbine, thay vì 1 turbine như hiện tại. Nếu phía mua điện (EVN SPC) và nhà đầu tư (PV Power) có thể thống nhất được phương thức vận hành cho phép mức thâm nhập trên 70% và các máy diesel làm việc ở hệ số công suất thấp (khoảng 0,45 - 0,5), thì nên cân nhắc việc đầu tư lắp đặt máy phát diesel tải thấp.

Với hệ thống hiện tại (khi chưa đầu tư thêm thiết bị phụ trợ), hệ thống có thể đạt tỷ lệ phát điện của turbine gió/diesel là 70/30 mà vẫn đảm bảo các tiêu chí kỹ thuật an toàn, tin cậy và ổn định. Với phụ tải trên đảo Phú Quý < 2MW và giá bán điện 7,8UScent/kWh như hiện nay thì đầu tư thêm thiết bị phụ trợ sẽ không hiệu quả.

Với thực tế của đảo Phú Quý, nếu phải lựa chọn đầu tư thêm thiết bị phụ trợ để tăng khả năng thâm nhập điện gió, tăng thêm ổn định và đem lại lợi ích kinh tế cho chủ đầu tư thì chỉ đầu tư thêm máy phát diesel tải thấp với

công suất tối thiểu là 300kW. Khi đó, tỷ lệ thâm nhập điện gió tối đa sẽ lớn hơn 70% và ổn định hơn so với hệ thống hỗn hợp turbine gió - diesel hiện tại. Ngoài ra, có thể xem xét đầu tư thêm các thiết bị phụ trợ để nâng cao độ ổn định với thứ tự ưu tiên: (1) bánh đà hoặc siêu tụ; (2) tải giả và (3) thiết bị lưu trữ.

- Trên cơ sở nghiên cứu này, nhóm tác giả đề xuất chủ đầu tư (Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PV Power/PV Power RE) cần đề nghị với EVN SPC để nâng tỷ lệ phát công suất gió/diesel lên thành 70/30; tăng thời gian phát điện từ 16 giờ/ngày lên 24 giờ/ngày đảm bảo hệ thống vận hành ổn định, liên tục. Đồng thời, chủ đầu tư cần xem xét đầu tư thêm máy phát diesel tải thấp để tăng thêm mức độ thâm nhập của điện gió; kiến nghị tỉnh Bình Thuận giảm giá bán điện để sản xuất cũng như sinh hoạt trên đảo về mức gần bằng với giá bán điện chung cả nước; khuyến khích tăng phụ tải trên đảo.

Tài liệu tham khảo

1. Công ty CP Tư vấn Xây dựng điện 3. *Thuyết minh dự án đầu tư Nhà máy Phong điện Phú Quý*. 2010.
2. PV Power RE. *Quy trình phối hợp vận hành hỗn hợp gió - diesel trên đảo Phú Quý*. 2012.

3. Nguyễn Phùng Quang. *Bùng nổ số lượng dự án phong điện: Liệu Việt Nam đã thực sự sẵn sàng?* Tạp chí Tự động hóa Ngày nay. 2013; 146.

4. Vestas Control Systems A/S. V80 944653 - control systems. www.vestas.com.

5. National Renewable Energy Laboratory. www.nrel.gov.

6. Power Systems Engineering Research Center (PSERC). *Impact of increased DFIG wind penetration on power systems and markets*. 2009.

7. Beacon Power. *About flywheel energy storage*. www.beaconpower.com.

8. ABB in Vietnam. *Flywheel energy systems*. www.abb.com.vn.

9. Roger Peters, Linda O'Malley. *Storing renewable power: Primer*. Pembina Institute. 2008.

10. Danvest Energy A/S. *Danvest energy system*. www.danvest.com. 2011.

Solution for wind - diesel hybrid system in Phu Quy island

Vo Hong Thai¹, Nguyen Duc Huy², Tran Nam Trung³

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Science and Technology

³Vietnam Electricity

Summary

Isolated supply systems distributing sources for areas without national grid have received more attention in recent years. This paper presents some problems in the actual operation of a hybrid system which has 3 wind turbines (3 x 2MW) and 6 diesel units (6 x 0,5MW) on Phu Quy island. The authors analysed and simulated some solutions for maximising the penetration of wind power to keep the system stable on the island and reduce the production cost of electricity.

Key words: Distributed energy, wind turbine, hybrid system, isolated grid, penetration, electrical quality.

HƯỚNG DẪN QUẢN LÝ, KIỂM SOÁT ĂN MÒN CHO CÁC CÔNG TRÌNH CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

ThS. Nguyễn Xuân Trường, ThS. Phan Công Thành
ThS. Đặng Thế Tụng, ThS. Nguyễn Ngọc Diệp
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Hệ thống quản lý ăn mòn đóng vai trò quan trọng trong việc góp phần nâng cao tuổi thọ của thiết bị, duy trì hoạt động liên tục và giảm thiểu chi phí quản lý, bảo dưỡng và sửa chữa thiết bị trong công nghiệp chế biến dầu khí. Hệ thống quản lý ăn mòn thiết bị, công trình gồm 2 thành phần chủ yếu: quản lý ăn mòn (CM) và kỹ thuật chống ăn mòn (CE) [1]. Qua khảo sát một số nhà máy chế biến dầu khí ở Việt Nam, nhóm tác giả nhận thấy các nhà máy đã xây dựng hệ thống quản lý ăn mòn, tuy nhiên mới tập trung vào các biện pháp bảo vệ chống ăn mòn mà chưa chú trọng đến việc quản lý các biện pháp bảo vệ chống ăn mòn và các dạng ăn mòn. Bài báo giới thiệu hướng dẫn xây dựng hệ thống quản lý ăn mòn cho các nhà máy chế biến dầu khí trên 3 phương diện: Hướng dẫn quản lý ăn mòn chung cho nhà máy; Hướng dẫn quản lý các biện pháp bảo vệ chống ăn mòn; Hướng dẫn quản lý các dạng, nguy cơ ăn mòn có thể xảy ra trong nhà máy chế biến dầu khí.

Từ khóa: Hệ thống quản lý ăn mòn, kỹ thuật chống ăn mòn.

1. Mở đầu

Theo nghiên cứu, ăn mòn là một trong những nguyên nhân hàng đầu dẫn đến hư hỏng thiết bị và thất thoát sản phẩm, chiếm đến 25% tổng hư hỏng đối với tài sản, thiết bị. Năm 2012, Mỹ chi 6,2% GDP để kiểm soát, ngăn ngừa, khắc phục hiện tượng ăn mòn [2]. Trong các nhà máy chế biến dầu khí, hiện tượng ăn mòn có thể xảy ra do tiếp xúc với CO₂ hay H₂S; ăn mòn tại các vị trí ứ đọng, ăn mòn tiếp xúc, ăn mòn mối hàn, ăn mòn khe, rãnh đường ống, ăn mòn mặt bích bên trong, ăn mòn khí quyển bên ngoài, ăn mòn dưới lớp bọc bảo ôn, ăn mòn nứt gãy do ứng suất, ăn mòn cục bộ thép không gỉ, ăn mòn mài mòn và ăn mòn trong môi trường có chứa thủy ngân [3]. Việc kiểm soát, theo dõi và bảo vệ chống ăn mòn có vai trò rất quan trọng trong việc đảm bảo tính toàn vẹn của công trình.

Các kỹ thuật theo dõi ăn mòn gồm theo dõi in-line, online và offline [5]. Việc lựa chọn phương pháp theo dõi ăn mòn phụ thuộc vào nhiều yếu tố: thành phần và tính chất của mô chất, nhiệt độ, áp suất, đặc tính kỹ thuật của thiết bị... Thiết bị theo dõi in-line được lắp trực tiếp vào vị trí cần theo dõi, sau đó được tháo ra để phân tích định kỳ. Kỹ thuật theo dõi online sử dụng các thiết bị theo dõi được gắn cố định hoặc có thể tháo rời vào vị trí cần theo dõi (như các đầu dò đo điện trở, đầu dò đo điện trở phân cực, đầu dò siêu âm...). Theo dõi offline nhằm xác định mức độ hư hỏng đã xảy ra và thường sử dụng các kỹ thuật kiểm tra không phá hủy (non-destructive testing - NDT) như kiểm tra trực quan, siêu âm... Các biện pháp bảo vệ chống ăn mòn trong các công trình dầu khí hiện nay về nguyên tắc vẫn dựa trên các phương pháp truyền thống:

sử dụng chất ức chế, bảo vệ bằng phương pháp điện hóa, sử dụng lớp phủ.

Các kỹ thuật theo dõi, bảo vệ chống ăn mòn trên là một trong hai thành phần của một hệ thống quản lý ăn mòn hoàn chỉnh. Tuy nhiên, do nhận thức chưa đầy đủ và chính xác về hệ thống này mà các nhà máy chỉ tập trung thực hiện kỹ thuật chống ăn mòn (CE) mà không quan tâm triển khai quản lý ăn mòn (CM) cho toàn bộ công trình, nên kết quả vận hành của hệ thống này chưa đạt hiệu quả như mong muốn và có thể tiềm ẩn rủi ro lớn. Do vậy, nhóm tác giả cho rằng cần xây dựng hướng dẫn thực hiện quản lý, kiểm soát ăn mòn cho các công trình/nhà máy chế biến dầu khí, nhằm nâng cao hiệu quả vận hành và giảm thiểu rủi ro do ăn mòn gây ra, bảo đảm an toàn tối đa và tiết kiệm chi phí bảo dưỡng sửa chữa. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu hướng dẫn xây dựng hệ thống quản lý ăn mòn chung cho nhà máy theo các bước (Hình 1) [4], đồng thời đưa ra ví dụ cụ thể về hướng dẫn quản lý ăn mòn do tiếp xúc và hướng dẫn quản lý hệ thống bảo vệ chống ăn mòn bằng phương pháp sử dụng lớp phủ.

2. Hướng dẫn xây dựng hệ thống quản lý ăn mòn chung cho nhà máy

2.1. Xây dựng chính sách và chiến lược quản lý ăn mòn

Chính sách và chiến lược quản lý ăn mòn là một phần của chính sách tổng thể về hoạt động của tổ chức và phải phù hợp với chính sách chung này. Chính sách cần được xây dựng nhằm đối phó với mọi rủi ro liên quan đến an toàn sức khỏe và môi trường cũng như các rủi ro liên quan đến lợi nhuận kinh doanh. Chính sách sẽ đưa ra chiến

lược, cấu trúc tổ chức, tiêu chuẩn thực hiện, quy trình và các trình tự quản lý, trong đó nêu rõ: mục tiêu, đối tượng áp dụng chính sách và cách thức thực hiện phải được sự đồng ý thông qua của lãnh đạo. Chiến lược sẽ cung cấp phương tiện giúp thực hiện chính sách.

Có nhiều phương pháp khác nhau để thiết lập chính sách quản lý ăn mòn. Một số tổ chức thiết lập, vận hành hệ thống quản lý ăn mòn thông qua nhóm chuyên viên nội bộ và nhóm này có nhiệm vụ lập và phát triển chính sách, chiến lược chống ăn mòn. Một số tổ chức khác lại mời nhà thầu bên ngoài lập chính sách và chiến lược chống ăn mòn, sau đó được tổ chức phê duyệt. Công việc có thể được thực hiện trọn gói, hoặc cũng có thể mời nhiều nhà thầu thực hiện từng công việc riêng biệt, bao gồm: thiết lập hệ thống và quy trình; kiểm soát quá trình vận hành hệ thống; kiểm tra, kiểm soát việc thực hiện.

2.2. Cơ cấu tổ chức và phân công trách nhiệm trong quản lý ăn mòn

Công tác quản lý ăn mòn có liên quan đến rất nhiều bộ phận trong cấu trúc quản lý. Vì vậy, cần xác định rõ

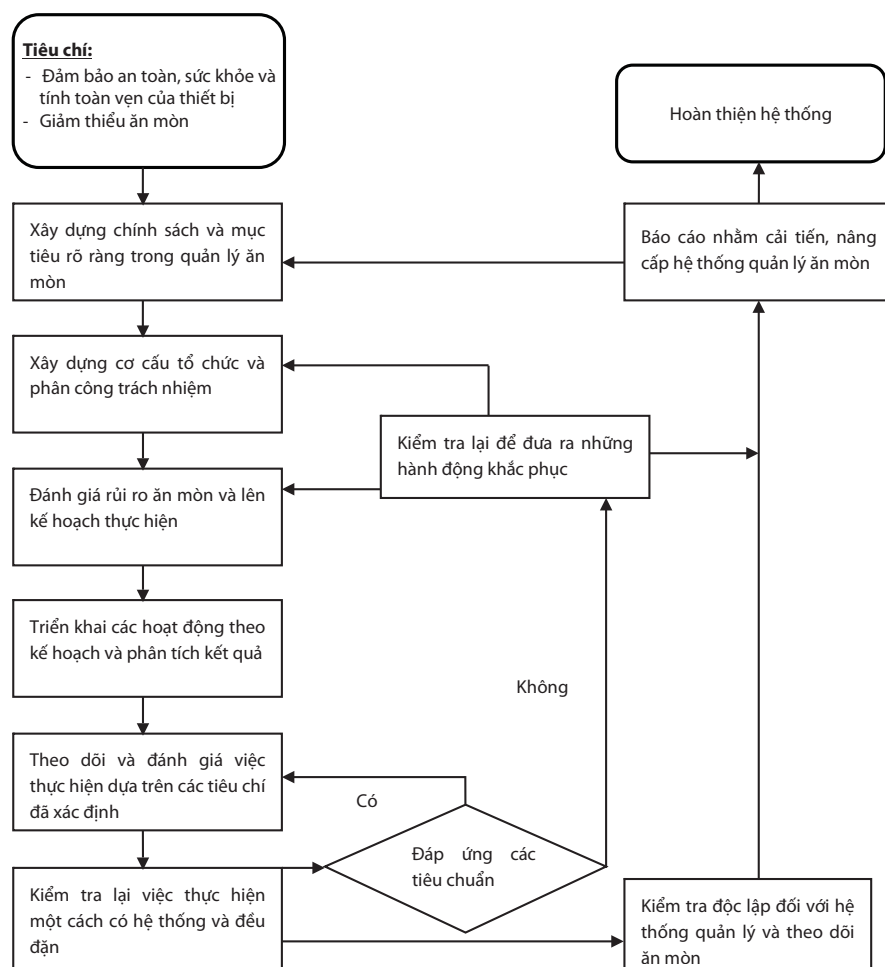
vai trò, trách nhiệm và năng lực của từng cá nhân để xây dựng một cấu trúc quản lý ăn mòn phù hợp.

- Vai trò, trách nhiệm trong tổ chức: Phân định rõ vai trò, trách nhiệm và quyền hạn kỹ thuật của các thành viên trong việc lên kế hoạch và thực hiện các hoạt động quản lý ăn mòn. Mỗi đơn vị có cơ cấu tổ chức khác nhau, tuy nhiên một số vị trí chủ chốt cần phải có là: quản lý vận hành chung; trưởng nhóm thiết kế và bảo dưỡng; trưởng nhóm quản lý thiết bị; kỹ sư phụ trách thiết bị; kỹ sư kiểm tra thiết bị; trưởng nhóm ăn mòn và vật liệu; kỹ sư ăn mòn và vật liệu; kỹ sư công nghệ hóa học; kỹ sư sản xuất; phụ trách quản lý sản xuất; kỹ sư vận hành; phụ trách theo dõi vận hành thiết bị. Mối liên hệ giữa các vị trí này được thể hiện ở Hình 2.

- Năng lực thực hiện: Cần có chính sách và chương trình đào tạo cụ thể cho các đối tượng chịu trách nhiệm vận hành để đảm bảo phát huy vai trò năng lực của mình và phát triển các kỹ năng xử lý. Đối với những vị trí quan trọng như phụ trách kỹ thuật cần nắm rõ điều kiện vận hành thiết bị, có kiến thức về các tiêu chuẩn, kỹ thuật ăn mòn trong quản lý ăn mòn. Trưởng nhóm quản lý thiết bị phải có kiến

thức và hiểu về vai trò, trách nhiệm và cấu trúc quản lý ăn mòn trong tổ chức; có kinh nghiệm vận hành thiết bị, đánh giá rủi ro ăn mòn và các kỹ thuật quản lý ăn mòn; có kiến thức về các phương pháp kiểm tra, áp dụng và phương pháp đào tạo đánh giá thích hợp... Kỹ sư vật liệu, ăn mòn phải am hiểu về tính chất, đặc tính và ứng dụng vật liệu, lựa chọn và ứng dụng các kỹ thuật theo dõi, kiểm tra, chống ăn mòn. Các vị trí khác đều cần đáp ứng được yêu cầu của công việc. Yêu cầu tương đương hoặc tốt hơn tiêu chuẩn kỹ thuật đã được ngành công nghiệp hoặc quốc gia công nhận.

- Sự trao đổi thông tin trong và ngoài tổ chức phải được xử lý kịp thời, đúng người, đúng thời điểm. Nhóm quản lý ăn mòn thực hiện truyền tải thông tin với các bên, tổ chức; thực hiện thường xuyên các cuộc họp thông báo tình hình thực hiện, các hư hỏng xảy ra và hành động khắc phục. Cần có sự trao đổi thông tin với các bộ phận gián tiếp



Hình 1. Lưu đồ mô tả trình tự công việc trong một hệ thống quản lý ăn mòn

như bộ phận thiết kế và vận hành, tài chính, nhân sự và quản lý để hỗ trợ việc quản lý ăn mòn. Cần chú ý tới bộ phận làm việc trực tiếp. Đây là bộ phận nắm rõ hoạt động của công trình nhất. Sự tham gia của họ rất quan trọng đặc biệt khi nói đến ăn mòn bên ngoài. Các phương thức trao đổi thông tin với bộ phận này có thể là: các cuộc họp về an toàn, poster cổ động, bảng tin, tờ rơi, video, các buổi giới thiệu... Đào tạo về nhận thức ăn mòn cho bộ phận triển khai trực tiếp cần phải tập trung vào việc nhận ra những vấn đề do ăn mòn gây ra và những hướng dẫn vào những điểm quan trọng. Cần có trao đổi thông tin giữa các tổ chức với nhau, với các nhà thầu khác để có thêm kinh nghiệm, hiểu biết và sự hỗ trợ.

- Sự hợp tác giữa các thành viên: Nhóm quản lý ăn mòn là một bộ phận rất quan trọng trong phát triển việc hợp tác. Nhóm quản lý ăn mòn phụ trách quy trình quản lý ăn mòn và thúc đẩy việc hợp tác nhằm giúp hệ thống quản lý ăn mòn được hoạt động có hiệu quả.

2.3. Đánh giá rủi ro ăn mòn và lên kế hoạch

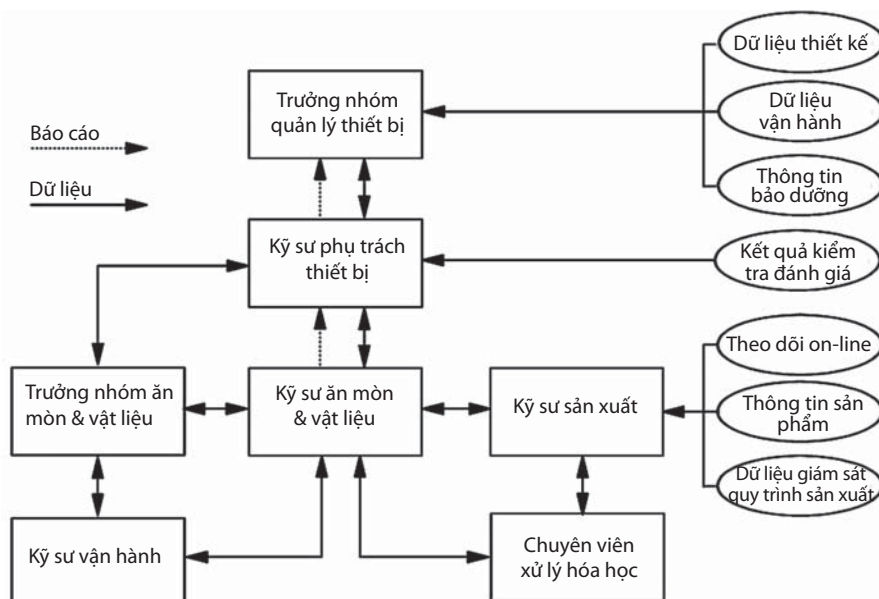
Bước công việc này giúp xác định các nguy cơ ăn mòn, đánh giá và xếp loại mức độ rủi ro, từ đó lên kế hoạch phù hợp để ngăn ngừa và làm giảm nguy cơ ăn mòn một cách hiệu quả bằng cách tập trung vào những vị trí có mức độ rủi ro cao, tránh việc tốn kém thời gian và nhân lực vào những nơi có rủi ro ăn mòn thấp. Đánh giá rủi ro ăn mòn có thể thực hiện ngay từ khâu thiết kế, trên cơ sở nghiên cứu lý thuyết và kinh nghiệm. Sau đó, trong quá trình vận hành thiết bị, công tác đánh giá rủi ro ăn mòn sẽ được xem xét kiểm tra lại và thay đổi theo điều kiện thực tế. Việc xây dựng kế hoạch thực hiện cần được tiến hành ở cả 2 cấp: cấp độ chiến lược (lựa chọn phương pháp bảo vệ chống ăn mòn) và cấp độ triển khai (xác định vị trí cần bảo vệ và theo dõi hiệu quả bảo vệ).

- Đánh giá rủi ro ăn mòn gồm: xác định và ghi lại hạng mục, thiết bị có khả năng bị ăn mòn; xác định các nguy cơ ăn mòn ảnh hưởng đến các bộ phận quan trọng có khả năng dẫn đến hư hỏng thiết bị; xác định và định lượng các hậu quả do hư hỏng gây ra. Mục tiêu của đánh giá rủi ro ăn mòn nhằm phân loại các thiết bị tính theo rủi ro ăn mòn và các biện pháp có thể để loại trừ và làm giảm hoặc quản lý rủi ro đó. Trong quá trình vận hành thiết bị,

đánh giá rủi ro ăn mòn là hướng hoạt động theo dõi và kiểm tra ăn mòn vào các hư hỏng đã được biết trước và phát hiện các hư hỏng mới. Đánh giá rủi ro ăn mòn được coi như bước đầu tiên của hệ thống phân tích dựa trên cơ sở phân tích rủi ro RBI (risk based inspection). Rủi ro ăn mòn thường được biểu diễn bằng tích của khả năng xảy ra hư hỏng do ăn mòn và hậu quả của nó. Trong đó, khả năng xảy ra hư hỏng được đánh giá dựa trên dạng hư hỏng có thể xảy ra do ăn mòn; hậu quả do hư hỏng gây ra được đo đạc dựa trên tác động của hư hỏng đó trên một số lượng tiêu chuẩn, bao gồm ít nhất: những tác động đối với an toàn, môi trường, vận hành, có thể dẫn đến mất mát vật chất.

- Xây dựng chiến lược và kế hoạch thực hiện chi tiết. Về chiến lược, cần xác định các vị trí, hạng mục, thiết bị cần bảo vệ khỏi ăn mòn; xác định các nguy cơ ăn mòn có thể xảy ra; hậu quả khi xảy ra các hư hỏng; lựa chọn phương pháp theo dõi, làm giảm ăn mòn và phương pháp đánh giá hiệu quả các biện pháp đó; xác định tần suất theo dõi ăn mòn; phân công trách nhiệm theo dõi ăn mòn; xác định các hành động khắc phục khi không đạt yêu cầu. Khi xây dựng kế hoạch chi tiết, công cụ được sử dụng chính là phương pháp phân tích trên cơ sở phân tích rủi ro RBI để việc kiểm tra ăn mòn được lên kế hoạch và thực hiện ở những vị trí thích hợp. RBI sử dụng các dữ liệu thu thập được từ các đánh giá về rủi ro ăn mòn, để định hướng cho kế hoạch kiểm tra và quy trình kiểm tra.

Việc thực hiện phân tích rủi ro nhằm: đảm bảo giảm thiểu tối đa các rủi ro; tối ưu hóa quá trình kiểm tra; tập trung kiểm tra vào những vị trí có nguy cơ cao nhất; xác định các phương pháp kiểm tra thích hợp nhất.



Hình 2. Mối liên hệ giữa các vị trí trong tổ chức

2.4. Thực hiện và phân tích

Để thực hiện thành công các kế hoạch đề ra đòi hỏi việc sử dụng các nguồn lực về thiết bị và nhân lực một cách hiệu quả cùng với việc tuân thủ triệt để hướng dẫn thực hiện (Hình 3).

2.4.1. Thực hiện

- Xây dựng hướng dẫn thực hiện: Các quy trình dạng văn bản và các hướng dẫn thực hiện được xây dựng thành các dạng tài liệu khác nhau, bao gồm: hồ sơ kế hoạch bảo trì, bảo dưỡng; hướng dẫn vận hành và các đo đạc trong hệ thống điều khiển nhà máy. Trong đó, hồ sơ kế hoạch bảo trì, bảo dưỡng được lên kế hoạch chi tiết: danh mục các thiết bị, bộ phận được bảo dưỡng; chu kỳ bảo dưỡng, thời gian tiến hành bảo dưỡng cho từng thiết bị; hướng dẫn thực hiện bảo dưỡng; báo cáo về hoạt động bảo dưỡng; lịch sử những bất thường xảy ra; tài liệu tham khảo, ví dụ như các kết quả đo ở các thời điểm khác nhau để xác định hướng khảo sát; sơ đồ đường đi và lưu giữ tài liệu bảo dưỡng. Để thuận tiện hơn trong công tác quản lý, có thể lập trình phần mềm quản lý kế hoạch bảo trì, bảo dưỡng.

- Hướng dẫn vận hành và các đo đạc trong hệ thống điều khiển nhà máy. Các hướng dẫn phải được cung cấp cho các kỹ thuật viên vận hành và đưa ra các bước phải thực hiện trong trường hợp giới hạn bị vượt quá do kỹ thuật đo hay do hệ thống điều khiển nhà máy báo động. Để điều khiển hoạt động của các thiết bị, hệ thống điều khiển phân tán (DCS) thường được sử dụng bằng cách

kết nối qua mạng lưới giao tiếp và giám sát. Trong một số trường hợp, DCS có thể được lập trình để phản ứng đối với những tham số vượt quá giới hạn. Các dữ liệu do DCS thu thập được sẽ đưa vào bộ cơ sở dữ liệu và lưu trong một khoảng thời gian nhất định.

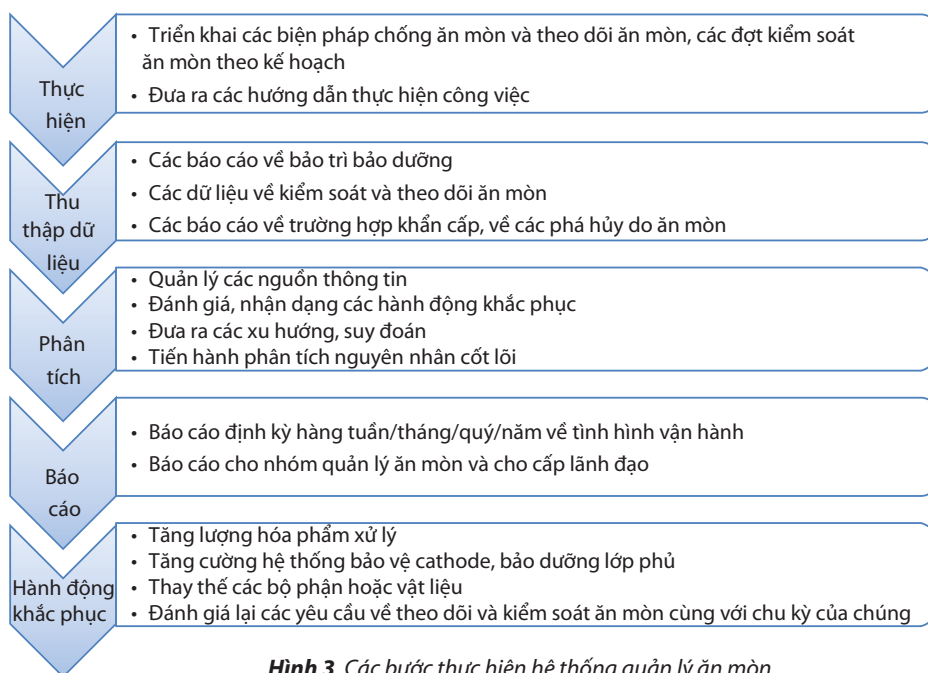
- Các biện pháp làm giảm ăn mòn và theo dõi ăn mòn. Biện pháp chủ động được xác định từ trước các yêu cầu theo dõi, kiểm tra các biện pháp theo dõi và làm giảm ăn mòn, thực hiện trước khi phát hiện ra bất kỳ hư hỏng hay hiện tượng ăn mòn nào. Thường là trong trường hợp khi việc đánh giá rủi ro ăn mòn và kế hoạch ở cấp độ chiến lược đã xác định các tiêu chuẩn thực hiện giúp giảm ăn mòn một cách có hiệu quả hoặc xác định các phá hủy cho phép. Các biện pháp tác động được thực hiện trong trường hợp phát hiện có vấn đề xảy ra.

Làm giảm ăn mòn là hoạt động chủ động, được triển khai sau khi có các đánh giá rủi ro ban đầu ở khâu thiết kế, gồm các biện pháp: sử dụng hợp kim chịu ăn mòn, làm khô khí, dùng hóa phẩm, sơn phủ, bảo vệ cathode... Trong một số trường hợp, làm giảm ăn mòn có thể là hoạt động có tính chất tác động, các biện pháp mới thực hiện khi các biện pháp chủ động không đạt kết quả hoặc khi có cơ chế ăn mòn mới xuất hiện. Đây thường là một dạng của hành động khắc phục.

2.4.2. Thu thập dữ liệu, báo cáo, phân tích và hành động khắc phục

- Thu thập và lưu dữ liệu: thu thập dữ liệu cơ bản từ các nguồn khác nhau (như: từ DCS, từ ghi chép của

người vận hành, từ các báo cáo về hư hỏng vật liệu và ăn mòn, từ các thiết bị theo dõi ăn mòn...). Khi thu thập dữ liệu từ báo cáo cần lưu ý: khi các giá trị đo được vượt quá giới hạn cho phép thì phải ghi lại và báo lại cho bộ phận phụ trách sớm nhất có thể để đưa ra các hành động kịp thời; đối với những dữ liệu có mức độ khẩn cấp thì phải có hình thức báo cáo đặc biệt để ngăn chặn hư hỏng xảy ra. Trong quá trình lên kế hoạch và thực hiện, cần lưu ý đến vấn đề lưu dữ liệu (bản mềm và bản cứng), quản lý và phân tích dữ liệu. Công tác lưu trữ dữ liệu phải đảm bảo: để



Hình 3. Các bước thực hiện hệ thống quản lý ăn mòn

dàng kiểm soát và tìm kiếm dữ liệu; người vận hành thiết bị có trách nhiệm trong việc lưu trữ dữ liệu và làm chủ dữ liệu; thuận tiện truyền dữ liệu từ nhà thầu đến người vận hành và từ nhà thầu đến nhà thầu.

- Phân tích dữ liệu: Các dữ liệu theo dõi và kiểm tra ăn mòn có thể có sai số (do sự hạn chế của thiết bị, sự biến thiên của các thông số liên quan đến con người và ăn mòn...), do đó cần phải lưu ý đến độ tin cậy của dữ liệu khi đánh giá xu hướng ăn mòn. Khi thu thập được số liệu kiểm tra bất thường cần xét đến các khả năng do: sự thay đổi trong điều kiện vận hành, sai sót trong quá trình sử dụng thiết bị kiểm tra ăn mòn hoặc nhập sai dữ liệu.

- Hành động khắc phục: Sau khi các dữ liệu kiểm tra, theo dõi và bảo vệ chống ăn mòn được thu thập và phân tích, cần phải xác định và triển khai các hành động khắc phục cần thiết. Có 3 loại hành động khắc phục: bảo vệ tạm thời, hành động khôi phục, hành động cải tiến. Việc lựa chọn hành động phù hợp dựa trên loại thiết bị và bản chất và mức độ của hư hỏng. Tác động về mặt kinh tế và tính thực tế của những sự lựa chọn trên phụ thuộc vào tuổi thọ của thiết bị như thiết bị mới xây dựng, đã qua sửa chữa hoặc đã qua sử dụng lâu dài. Một số hành động khắc phục có thể được thực hiện nhanh chóng trong khi một số khác, đặc biệt là các hành động mang tính cải tiến sẽ

mất một khoảng thời gian nhất định để triển khai. Các bài học kinh nghiệm và các thông tin có liên quan cần phải được phản hồi về hồ sơ đánh giá rủi ro ăn mòn.

- Kiểm tra hư hỏng và phân tích nguyên nhân cốt lõi

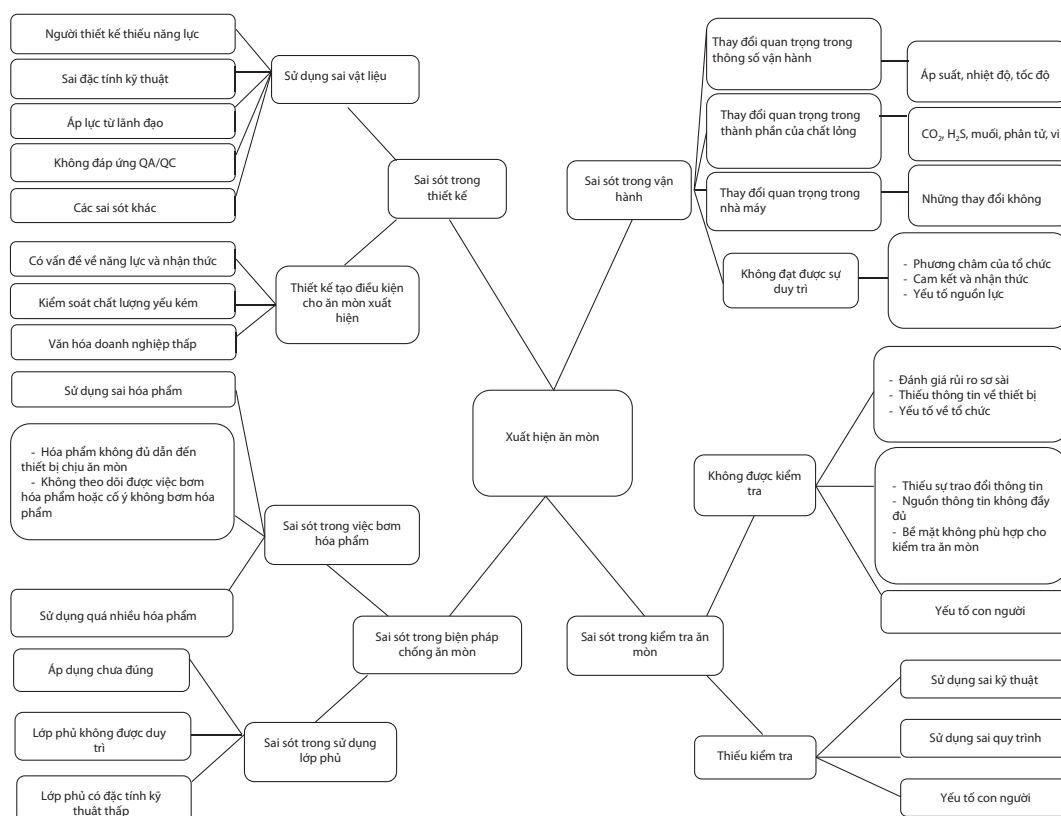
- Nếu có hư hỏng nghiêm trọng xảy ra hoặc có những sai sót trong thực hiện mà chưa được sửa chữa thì có thể sử dụng phương pháp phân tích nguyên nhân cốt lõi để đảm bảo hành động khắc phục sẽ giải quyết triệt để. Việc tìm hiểu những hư hỏng do ăn mòn và vật liệu cần phải giải đáp được: cơ chế hư hỏng là gì; các biện pháp phòng chống hư hỏng và tại sao các biện pháp này lại không có tác dụng; các biện pháp theo dõi hiệu quả bảo vệ của các biện pháp và tại sao việc theo dõi này không phát hiện được hư hỏng; tiêu chuẩn thực hiện có phù hợp không; ai có trách nhiệm trong việc triển khai các biện pháp chống ăn mòn và biện pháp theo dõi ăn mòn.

Việc sử dụng kỹ thuật phân tích nguyên nhân cốt lõi sẽ giúp chuyên viên quản lý ăn mòn đi đúng hướng, có cái nhìn khách quan và độc lập. Quy trình phân tích nguyên nhân cốt lõi (Hình 4) phải được xây dựng bởi chuyên gia có năng lực và hiểu biết về quản lý ăn mòn. Trình tự các bước phân tích nguyên nhân cốt lõi: thiết lập cơ chế phá hủy do ăn mòn của thiết bị; dựa vào hướng dẫn về các bước phân tích nguyên nhân (như trong ví dụ) để thu

thập các dữ liệu về thiết kế, bảo dưỡng, kiểm tra và tìm hiểu nguyên nhân của hư hỏng; đánh giá chi tiết các nguyên nhân đó để tìm ra nguyên nhân sâu xa hơn; lập báo cáo tổng hợp những nguyên nhân trong đó bao gồm cả các thiếu sót trong hệ thống quản lý (nếu có).

2.5. Theo dõi và đo đạc hiệu suất thực hiện

Đây là bước công việc cần thiết và thực hiện kiểm tra 2 vấn đề: các hành động cần



Hình 4. Sơ đồ phân tích nguyên nhân cốt lõi

thiết đã được vạch ra trong chính sách, chiến lược và kế hoạch có được thực hiện hay không; kết quả có đạt được như mong muốn hay không. Quy trình kiểm tra gồm 4 bước sau: thiết lập các bước đo đặc hiệu suất thực hiện; xác định trách nhiệm trong mỗi công việc; xác định tần suất đo đặc; thiết lập các hành động khắc phục.

- Đo đặc (kiểm tra) hiệu suất: Chỉ số hiệu suất đối với hệ thống quản lý ăn mòn cần phải được xác định ngay từ khâu lên kế hoạch, dựa trên mục tiêu nêu ra trong chính sách và chiến lược. Để đạt được mục tiêu thì chỉ số hiệu suất cần phải đo được, có khả năng đạt được và có tính thực tế.

- Xác định trách nhiệm: Hoạt động này có liên quan đến việc xem xét kiểm tra lại quy trình quản lý nên trách nhiệm xem xét lại quy trình đo đặc hiệu suất cần phải thuộc về những cá nhân không chịu bất kỳ áp lực nào về sản xuất và không có trách nhiệm nào trong việc thực hiện quy trình cần đánh giá. Trách nhiệm thực hiện có thể được phân vùng như sau: trách nhiệm trong việc xây dựng các tiêu chuẩn thực hiện khi triển khai biện pháp bảo vệ chống ăn mòn, dữ liệu do nhân viên vận hành cung cấp, kỹ sư ăn mòn kiểm tra lại; trách nhiệm trong việc triển khai công tác kiểm tra ăn mòn theo kế hoạch, dữ liệu do nhân viên kiểm tra cung cấp, kỹ sư phụ trách thiết bị kiểm tra lại; số lượng các hư hỏng, ảnh hưởng đến môi trường, thu thập và báo cáo dưới sự kiểm soát của quản lý an toàn.

- Xác định tần suất đo đặc: Để những hành động khắc phục được áp dụng kịp thời, tần suất đo đặc hiệu quả của các biện pháp bảo vệ chống ăn mòn phải được xây dựng từ lúc lên kế hoạch. Tần suất đo đặc hiệu suất trong quản lý là khác nhau đối với mỗi công ty, mỗi tổ chức và phụ thuộc vào mức độ tin cậy và ổn định của dữ liệu thu được. Tần suất cũng phụ thuộc vào từng thiết bị và quy trình.

- Hành động khắc phục gồm: sửa chữa bơm, sửa chữa những rò rỉ, tăng sự phân bố các vị trí bơm hóa phẩm, ngoài ra cần tiếp tục nâng cao trình độ của nhóm phụ trách thực hiện, trong đó có đào tạo, nâng cao nhận thức... Đối với mỗi lần kiểm tra lại việc đo đặc hiệu suất thực hiện, cần phải đưa ra những báo cáo cho nhóm thực hiện kiểm tra và theo dõi ăn mòn, cho các cấp lãnh đạo và những người quản lý thiết bị. Trong báo cáo có thể xếp loại chỉ số hiệu suất thực hiện để những người có trách nhiệm xử lý sẽ tập trung vào những vấn đề quan trọng.

2.6. Kiểm tra hiệu suất thực hiện

Việc kiểm tra lại các bước thực hiện sẽ rút ra những bài học, từ đó góp phần cải tiến, nâng cao hiệu quả thực hiện

trong các lần tiếp theo. Việc kiểm tra lại chỉ kiểm tra trên lý thuyết hiệu suất triển khai hệ thống quản lý ăn mòn, không kiểm tra chi tiết về mặt kỹ thuật đối với các dữ liệu theo dõi, kiểm tra và bảo vệ chống ăn mòn.

Việc kiểm tra lại gồm: kiểm tra lại các thông số đo đặc chủ động và tác động; kiểm tra lại các hư hỏng lớn của hệ thống và ảnh hưởng của chúng; kiểm tra lại tình trạng của thiết bị; kiểm tra lại hiệu quả quản lý các hành động khắc phục; kiểm tra ảnh hưởng của các thay đổi trong thiết kế và sản xuất đối với thiết bị; kiểm tra lại hiệu quả của hệ thống trong việc chia sẻ bài học kinh nghiệm và trao đổi thông tin với các nhà vận hành khác.

Tần suất kiểm tra lại phụ thuộc vào bản chất của thiết bị và quy trình vận hành cũng như hoàn cảnh vận hành. Thời gian thực hiện kiểm tra lần tiếp theo phải được lên kế hoạch ngay từ lần kiểm tra trước. Khoảng cách giữa 2 lần kiểm tra phụ thuộc vào hiệu quả và sự ổn định trong vận hành của hệ thống quản lý ăn mòn.

Hình thức kiểm tra lại thường xuyên nhất là việc tổ chức các cuộc họp nhóm quản lý ăn mòn với tần suất khoảng từ 1 - 3 tháng/lần, phụ thuộc vào sự ổn định của các hoạt động kiểm soát ăn mòn. Trong cuộc họp này, nhóm sẽ xem xét qua việc thực hiện các hoạt động vận hành giúp duy trì các biện pháp chống ăn mòn (như ức chế, kiểm soát vi khuẩn, làm khô khí, bảo vệ cathode...), rà soát các quy trình quản lý chính như các hoạt động kiểm soát ăn mòn và việc quản lý hành động khắc phục.

Trong trường hợp có yêu cầu thay đổi trong sản xuất kinh doanh đột xuất, nằm ngoài kế hoạch thì cần tiến hành kiểm tra lại để: xác định xem thiết bị nào sẽ bị ảnh hưởng; xác định thay đổi nào sẽ được thực hiện; phản hồi thay đổi đó đến các cá nhân có liên quan để đánh giá tác động tiềm tàng và xác định những thay đổi cần thiết cho quy trình.

2.7. Đánh giá hệ thống

Đánh giá hệ thống đưa ra quan điểm về sự phù hợp của hệ thống quản lý ăn mòn so với yêu cầu. Kiểm soát thực hiện đối với việc triển khai hệ thống quản lý ăn mòn và thường được bên thứ ba thực hiện. Kiểm soát sẽ kiểm tra lại toàn bộ quy trình quản lý đang được áp dụng để đảm bảo tính liên tục của hệ thống và tình trạng hoạt động của thiết bị. Kiểm soát sẽ kiểm tra các quy trình dẫn đến việc đạt được mục tiêu và đánh giá xem các quy trình đó có được thực hiện thích hợp hay không, từ đó, những hoạt động không phù hợp sẽ được xác định.

3. Hướng dẫn quản lý dạng ăn mòn tiếp xúc (ăn mòn galvanic)

Ăn mòn galvanic là dạng ăn mòn xuất hiện tại vị trí tiếp xúc giữa các kim loại khác nhau trong môi trường điện ly. Kim loại trơ hơn (cathode) được bảo vệ do kim loại âm hơn đóng vai trò là anode hy sinh bị ăn mòn. Ăn mòn tiếp xúc xảy ra khi: môi trường dẫn điện (dung dịch điện ly); hai kim loại khác nhau tiếp xúc với môi trường dẫn điện (có thể là cặp hai kim loại khác nhau, kim loại - phi kim hay kim loại - hợp chất, kim loại có thể điện cực chuẩn nhỏ hơn là cực âm); có dòng điện giữa 2 kim loại. Các yếu tố ảnh hưởng đến tốc độ ăn mòn tiếp xúc bao gồm: sự chênh lệch điện thế giữa hai kim loại, diện tích tiếp xúc giữa 2 kim loại và tỷ lệ anode/cathode. Tỷ lệ này càng thấp thì tốc độ ăn mòn anode càng cao.

Ăn mòn tiếp xúc là một vấn đề đáng quan tâm đối với hệ nước biển ưa khí, vì vậy cần tránh sử dụng nhiều loại hợp kim khác nhau. Trong môi trường sản xuất, dạng ăn mòn này ít xảy ra hơn do tính dẫn điện trong pha nước thấp hơn.

3.1. Chính sách và chiến lược

Các chính sách về an toàn, môi trường và thương mại có ảnh hưởng đến sự lựa chọn phương pháp theo dõi, kiểm soát và bảo vệ chống ăn mòn. Một số chiến lược bảo vệ chống ăn mòn như sau:

- Phương pháp bảo vệ đầu tiên từ khâu lựa chọn vật liệu phù hợp. Từ khâu thiết kế ban đầu, cần nhận dạng và loại bỏ các nguy cơ tiềm tàng. Bất kể sự thay đổi hoặc nâng cấp vật liệu nào cần phải tính đến khả năng xảy ra ăn mòn tiếp xúc;
- Tránh sự tiếp xúc giữa anode nhỏ và cathode lớn;
- Cô lập điện hóa khi có sự tiếp xúc giữa 2 kim loại khác nhau;
- Lắp đặt hệ thống bảo vệ cathode bên trong;
- Lắp đặt các đệm giữa các kim loại khác nhau sao cho khoảng cách tiếp xúc giữa 2 kim loại từ 10 - 20 pipe. Đệm có thể là vật liệu không dẫn điện dạng rắn ví dụ như nhựa gia cố thủy tinh (GRP), hoặc kim loại trơ hơn trong cặp kim loại được phủ bên trong bằng vật liệu không dẫn điện như cao su;
- Đưa ra 1 giới hạn ăn mòn cho phép (ngay từ khâu thiết kế) đối với kim loại ít trơ hơn;
- Phương pháp kiểm tra trực quan và siêu âm có thể được sử dụng để phát hiện ăn mòn tiếp xúc.

3.2. Tổ chức

Các chuyên viên về ăn mòn và vật liệu, giúp đưa ra yêu cầu kỹ thuật về vật liệu và nhận dạng các rủi ro tiềm tàng liên quan đến ăn mòn tiếp xúc. Kỹ sư vận hành thiết bị. Nhà thầu triển khai kỹ thuật kiểm tra không phá hủy và kỹ sư kiểm soát ăn mòn giúp kiểm tra, thu thập dữ liệu. Điều quan trọng là cần phải có sự trao đổi thông tin nhằm nâng cao hiểu biết về các yếu tố ảnh hưởng đến ăn mòn tiếp xúc để tránh những sai sót như sử dụng sai vật liệu cho mặt bích và đỉnh ốc hoặc sử dụng các đầu nối đường ống bằng các kim loại không đồng nhất...

3.3. Đánh giá rủi ro ăn mòn và lên kế hoạch thực hiện

Trong quá trình xây dựng chiến lược và kế hoạch thực hiện cần xác định: các biện pháp bảo vệ chống ăn mòn hiện sử dụng; các biện pháp theo dõi và chu kỳ theo dõi; hành động khắc phục kịp thời trong trường hợp có sự không phù hợp; trách nhiệm của tổ chức trong việc theo dõi, bảo vệ và thực hiện hành động khắc phục.

Việc xây dựng kế hoạch chi tiết gồm: áp dụng quy trình quản lý sự thay đổi khi tiến hành thay đổi hoặc nâng cấp vật liệu; xác định các bước RBI; lên chương trình bảo trì có kế hoạch; dịch vụ kiểm soát và theo dõi ăn mòn, bao gồm phân công trách nhiệm, phối hợp, quy trình, phạm vi công việc.

3.4. Thực hiện và phân tích

Việc thực hiện cần tuân theo kế hoạch đã xây dựng trước. Việc kiểm tra ăn mòn bên trong bằng phương pháp trực quan là rất cần thiết để xác định ăn mòn tiếp xúc. Việc thu thập dữ liệu về ăn mòn tiếp xúc được thực hiện bằng nhiều cách như: các dữ liệu kiểm soát được các chuyên viên ghi chép lại đầy đủ dưới dạng báo cáo và được nhập vào cơ sở dữ liệu song song với việc tải dữ liệu từ các thiết bị đo NDT; so sánh ban đầu với các đặc tính kỹ thuật của vật liệu và đường ống để xác định sự cần thiết của hành động khắc phục; kiểm tra lại những thay đổi, bổ sung so với đặc tính kỹ thuật ban đầu của đường ống; phân tích tất cả các dữ liệu, thường là do các kỹ sư ăn mòn thực hiện, để đảm bảo rằng các mục tiêu trong kế hoạch về chiến lược được đáp ứng và việc đánh giá rủi ro ăn mòn và lên kế hoạch thực hiện được cải tiến nâng cấp cho phù hợp.

3.5. Theo dõi và đo đạc hiệu suất thực hiện

Chỉ số đo đạc chủ động sẽ đánh giá mức độ hoàn thiện của các hoạt động kiểm tra ăn mòn so với kế hoạch. Chỉ số đo đạc tác động sẽ theo dõi tần suất xảy ra rò rỉ do ăn mòn tiếp xúc gây ra.

3.6. Kiểm tra hiệu suất thực hiện

Hàng năm, xem xét kết quả theo dõi, kiểm tra ăn mòn và các biện pháp chống ăn mòn; sử dụng hành động khắc phục nếu cần thiết. Xem xét các biện pháp thực hiện, đặc biệt là việc đánh giá các chỉ số tác động và xu hướng tổng thể trong các chỉ số chủ động. Xem xét sửa đổi, cải tiến trong chiến lược, tổ chức và kế hoạch nếu cần thiết. Phân tích nguyên nhân cốt lõi của các hư hỏng do ăn mòn tiếp xúc, sử dụng các hành động khắc phục thích hợp. Từ đó, đưa ra những thay đổi, cải tiến cho phù hợp.

4. Hướng dẫn quản lý biện pháp sử dụng lớp phủ chống ăn mòn

Sử dụng lớp phủ là giải pháp cơ bản để bảo vệ chống ăn mòn, thường được sử dụng để bảo vệ chống ăn mòn trong môi trường nước biển và tại các nhà máy chế biến dầu khí. Hầu hết các lớp phủ được sử dụng dưới dạng lớp mỏng bằng vật liệu nhựa hữu cơ có chứa các nền màu vô cơ và dung môi hữu cơ. Thông thường lớp phủ gồm 3 lớp: lớp nền để ức chế ăn mòn, lớp thứ 2 tăng chiều dày và lớp trên cùng tạo cảm quan. Một số lớp phủ không chứa dung môi, dùng dưới dạng phun sương hoặc trowel được sử dụng rất nhiều để bảo vệ ăn mòn bên trong. Chiều dày lớp phủ sẽ lớn hơn và thường chỉ có từ 1 - 2 lớp. Dạng lớp phủ này được áp dụng trong môi trường có nhiệt độ cao. Nếu như trước đây các đường ống sử dụng sơn phủ có chứa than và bitumen chứa xơ, thì hiện nay sử dụng sơn nhiều lớp có epoxy và các lớp nhựa dẻo.

Một số nguyên nhân khiến lớp phủ bị phá hủy như: sự xâm nhập của nước qua màng sơn (bằng phương pháp thẩm thấu), gây ra gỉ và vỡ lớp sơn; các tia UV trong ánh sáng mặt trời làm hỏng lớp nhựa hữu cơ; các dung môi và hóa phẩm làm hỏng lớp sơn. Vì vậy khi sử dụng sơn phủ cần chuẩn bị bề mặt tốt trước khi sơn sẽ giúp loại bỏ được các tạp chất và giúp cho chất lượng bám của sơn tốt hơn; khi thiết kế tránh những cạnh sắc hoặc bề mặt ráp và các vị trí khó tiếp cận.

Ngoài ra lớp sơn ngoài cùng tạo cảm quan cũng đóng vai trò quan trọng trong việc bảo vệ bề mặt kim loại. Sơn phủ cũng có thể được sử dụng cùng với phương pháp bảo vệ cathode. Trong trường hợp này có thể chấp nhận những bong tróc nhỏ nhưng đòi hỏi phải sử dụng sơn có khả năng chịu được pH cao hơn tại vị trí cathode. Một số lớp phủ có độ dày lớn được sử dụng để chống cháy.

- Chính sách và chiến lược

Chi phí bảo dưỡng các lớp phủ bên ngoài tương đối

cao, do đó cần có biện pháp tối ưu giữa chất lượng của lớp phủ ban đầu và chi phí bảo dưỡng lớp phủ sau này. Phương pháp bảo dưỡng lớp phủ: bảo dưỡng theo các báo cáo về kiểm tra lớp phủ và khảo sát tình trạng lớp phủ; xây dựng kế hoạch bảo dưỡng dựa trên việc khảo sát và dự đoán về khả năng bong tróc lớp phủ; theo dõi tình trạng của bề mặt kim loại, sau đó chỉ bảo dưỡng lớp phủ khi giá trị mất khối lượng có xu hướng tiến dần đến giới hạn cho phép; sửa chữa, thay thế thiết bị khi giá trị mất khối lượng đã vượt quá giới hạn và không cần phải bảo dưỡng lớp phủ nữa.

Việc thực hiện các biện pháp bảo dưỡng lớp phủ cần phải tính đến những yêu cầu khắt khe trong việc chuẩn bị bề mặt và sơn phủ khi lựa chọn phương pháp, vật liệu; hư hỏng và nhiễm bẩn cho môi trường nhà máy; các khó khăn khi làm việc trong môi trường có nhiệt độ cao, nguy cơ cháy nổ. Thông thường những vị trí bên trong khó tiếp cận hay ngầm dưới nước thì người ta thường sử dụng lớp phủ có tuổi thọ cao và ít khi phải thay thế. Việc chuẩn bị bề mặt và sơn phủ phải được kiểm soát chất lượng chặt chẽ: độ sạch bề mặt kim loại; chiều dày màng sơn; điều kiện về nhiệt độ và độ ẩm.

- Tổ chức

Các đối tượng liên quan đến công việc: chuyên viên về ăn mòn và vật liệu; nhà cung cấp vật liệu sơn phủ; nhà thầu lên kế hoạch bảo dưỡng lớp phủ; nhóm bảo dưỡng thiết bị; kỹ sư kiểm soát ăn mòn; kỹ thuật viên kiểm soát lớp sơn phủ. Cần phải có trao đổi thông tin nhằm nâng cao nhận thức về các yếu tố ảnh hưởng đến sự phá hủy của lớp phủ và tầm quan trọng của việc triển khai các biện pháp bảo dưỡng lớp phủ.

- Đánh giá rủi ro ăn mòn và lên kế hoạch thực hiện

Kế hoạch quản lý các biện pháp bảo vệ chống ăn mòn bằng lớp phủ được xây dựng trên cơ sở: mục tiêu thực hiện, thông thường trên phương diện khả năng bong tróc của lớp phủ; theo dõi bằng việc khảo sát cảm quan và chu kỳ khảo sát; các hành động khắc phục trong trường hợp có sự không phù hợp; trách nhiệm của tổ chức trong việc theo dõi, kiểm soát và bảo vệ chống ăn mòn.

Khi xây dựng kế hoạch thực hiện chi tiết, cần phải hoàn thiện: chương trình bảo dưỡng lớp phủ, dựa trên đánh giá rủi ro; chương trình bảo trì có kế hoạch trong việc bảo trì lớp phủ; dịch vụ kiểm soát và theo dõi ăn mòn, bao gồm phân công trách nhiệm, phối hợp, quy trình, phạm vi công việc.

- Thực hiện và phân tích

Việc triển khai bảo dưỡng và khảo sát lớp phủ cần phải được thực hiện theo kế hoạch. Các dữ liệu thu thập được gồm thời gian và phạm vi của lớp phủ kết hợp các dữ liệu khảo sát tình trạng lớp phủ nhằm đánh giá mức độ bong tróc của lớp phủ. Việc phân tích dữ liệu thực hiện thành hai bước: (1) phân tích tình trạng lớp phủ so với mục tiêu để xác định sự cần thiết phải lên kế hoạch bảo dưỡng lớp phủ để tránh ăn mòn xảy ra; (2) phân tích tất cả các dữ liệu, thường là do các kỹ sư ăn mòn thực hiện, để đảm bảo các mục tiêu trong kế hoạch về chiến lược được đáp ứng và việc đánh giá rủi ro ăn mòn và lên kế hoạch thực hiện được cải tiến nâng cấp cho phù hợp.

- Theo dõi và kiểm tra việc thực hiện

Các chỉ số chủ động gồm: sự hoàn thiện của việc bảo dưỡng lớp phủ so với kế hoạch; số lượng các hư hỏng vượt quá giới hạn phá hủy; sự hoàn thiện của việc khảo sát lớp phủ so với kế hoạch. Các chỉ số tác động gồm sự phá hủy của lớp phủ sớm hơn so với tuổi thọ dự kiến.

- Kiểm tra hiệu suất thực hiện

Xem xét thường xuyên kết quả theo dõi, kiểm tra ăn mòn và các biện pháp chống ăn mòn, sử dụng hành động khắc phục nếu cần thiết. Rà soát các biện pháp thực hiện, đặc biệt là việc đánh giá các chỉ số tác động và xu hướng tổng thể trong các chỉ số chủ động. Tiến hành phân tích nguyên nhân cốt lõi của các hư hỏng đối với lớp phủ, sử dụng các hành động khắc phục thích hợp. Đưa ra những thay đổi, cải tiến cho phù hợp.

5. Kết luận

Hệ thống quản lý ăn mòn được xây dựng phù hợp với

tính chất công việc của nhà máy chế biến dầu khí, có thể được vận hành một cách đa dạng ở các cấp độ quản lý và kỹ thuật trong một tổ chức. Mức độ đa dạng và phức tạp của hệ thống phụ thuộc vào quy mô của nhà máy, số lượng nhân viên, vai trò và trách nhiệm của người quản lý, kỹ sư, kỹ thuật viên và các nhà thầu.

Kinh nghiệm thực tế đã chứng minh rằng việc phát triển một hệ thống quản lý ăn mòn hiệu quả, cùng với cam kết thực hiện của người lãnh đạo cũng như các nhà thầu, giúp nâng cao đáng kể mức độ an toàn trong quá trình vận hành của nhà máy và giảm thiểu rủi ro cho thiết bị và con người, đặc biệt khi hệ thống này được theo dõi và cập nhật thường xuyên.

Tài liệu tham khảo

1. Ali Morshed. *Corrosion management for oil and gas assets*. Chemical Treatment. 2008: p.54 - 59.
2. Chinedu I.Ossai. *Advances in asset management techniques: An overview of corrosion mechanisms and mitigation strategies for oil and gas pipelines*. Review Article, ISRN Corrosion. 2012.
3. ASM International. *Corrosion in the petrochemical industry*. 1994.
4. Energy Institute, London. *Guidance for corrosion management in oil and gas production and processing*. May 2008.
5. NACE International. *Techniques for monitoring corrosion and related parameters in field applications*. 2008.

Guidance for corrosion management in oil and gas processing plants

Nguyen Xuan Truong, Phan Cong Thanh, Dang The Tung, Nguyen Ngoc Diep
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The corrosion management system has long been considered to be a useful tool in enhancing asset life, increasing plant availability and reducing costs for unplanned maintenance and repair. A corrosion management system consists of two major components: corrosion management and corrosion engineering. Many petroleum plants in the world have set up their corrosion management system at different scales, including the application of up-to-date technologies for corrosion mitigation. A survey at some petroleum plants in Vietnam has shown that the plants have established for themselves a corrosion management system, however they only focus on the installation of corrosion mitigation barriers while the management of corrosion mitigation methods and corrosion threats has not been sufficiently considered. This article presents a guidance for corrosion management in oil and gas processing plants in three aspects: guidance for corrosion management, guidance for corrosion mitigation methods management and guidance for corrosion threats management.

Key words: Corrosion management system, corrosion engineering.

TIN TRONG NGÀNH

Hội thảo thu hồi cất giữ carbon và tăng cường thu hồi dầu



Ông Øystein Berg, cố vấn cấp cao của Petrad trao chứng chỉ đại diện các nước tham gia Hội thảo. Ảnh: Phạm Mai

Từ ngày 18 - 19/3/2014, tại trụ sở Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Hội thảo CCS-M lần 2 với chủ đề “Thu hồi cất giữ carbon và tăng cường thu hồi dầu” đã được CCOP, Viện Thu hồi và Cất giữ Carbon Toàn cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/VPI, Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản Việt Nam, Petrad, Bộ Ngoại giao Na Uy phối hợp tổ chức. Hội thảo có sự tham gia của hơn 60 đại biểu từ các cơ quan quản lý dầu khí, địa chất và môi trường, các viện nghiên cứu, các công ty dầu khí trong nước, các tổ chức nghiên cứu về môi trường và khoa học trái đất của các nước thành viên CCOP và ASCOPE. Là một phần trong chương trình CCOP - CCSM về đánh giá cất giữ CO₂ do Australia và Na Uy tài trợ, Hội thảo nhằm giúp các nước thành viên CCOP nâng cao kiến thức về phương pháp đánh giá cất giữ địa chất CO₂ cũng như xem xét các thách thức trong xây dựng các phương pháp luận quốc tế cho việc đánh giá.

Thu hồi và cất giữ CO₂ trong các thành tạo địa chất được đánh giá là giải pháp quan trọng để giảm phát thải toàn cầu nhằm đối phó với biến đổi khí hậu. Các mỏ

dầu/khí đang hoặc đã khai thác và các thành tạo khác như tầng nước muối (saline aquifer) đều có thể dùng được vào mục đích này. Tuy nhiên, việc giải quyết các thách thức để cất giữ CO₂ một cách an toàn, không ảnh hưởng đến môi trường được xem là điều kiện tiên quyết cho sự thành công của một hệ thống CCS.

Theo ông Øystein Berg, cố vấn cấp cao của Petrad: “Vấn đề cất giữ CO₂ đang chiếm vị trí quan trọng trong chương trình nghị sự của cộng đồng quốc tế... Việc giải quyết các thách thức về vấn đề CO₂ không chỉ liên quan đến kỹ thuật và công nghệ tiên tiến, mà các chính sách và quy định của chính phủ cũng quan trọng như công tác quản lý nhân sự và sự hợp tác của các chuyên gia trên thế giới”.

Trong 2 ngày diễn ra Hội thảo, các chuyên gia từ các nước thành viên CCOP và ASCOPE như Australia, Bỉ, Singapore, Nhật Bản và Việt Nam đã chia sẻ các kiến thức, kinh nghiệm của mình về CCS-M, trình bày các phương pháp đánh giá tiềm năng cất giữ CO₂ và xếp hạng các đối tượng thăm dò, tìm kiếm, giới thiệu các mô hình và giải pháp công nghệ mới mà một số nước như Australia, Na Uy, Nhật Bản đã áp dụng, phân tích đặc điểm và lựa chọn địa điểm cất giữ địa chất CO₂, các quy định pháp lý về CCS của Liên minh châu Âu và Na Uy, và trao đổi về các thách thức, rủi ro trong nghiên cứu cất giữ địa chất CO₂...

Hiện các nhà khoa học và chuyên gia môi trường của Việt Nam đang bắt đầu nghiên cứu các cách thức thu hồi và cất giữ CO₂ một cách an toàn, trong số đó có việc triển khai để tài cấp Nhà nước “Nghiên cứu cơ sở khoa học và thực tiễn, đề xuất giải pháp công nghệ cất giữ CO₂ trong các hệ tầng, cấu trúc địa chất ở miền Bắc Việt Nam”.

Xuân Sơn

DQS đóng mới 2 tàu dịch vụ đa năng cho Vietsovpetro

Ngày 21/3/2014, tại trụ sở Tập đoàn, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) đã ký hợp đồng đóng mới 2 tàu dịch vụ đa năng (AHTS). Tàu có chiều dài khoảng 76m, công suất 12.000 mã lực, sức kéo khoảng 150 tấn. Tàu có các chức năng kéo, thả neo, ứng cứu sự cố, chống tràn dầu và chữa cháy ngoài khơi; khả năng tự động hóa rất cao như: tự động hải hành, tự động định vị toàn cầu (DP II), tự động điều khiển các thiết bị trên tàu...

Đây là lần đầu tiên DQS đóng tàu dịch vụ dầu khí theo thiết kế hiện đại, đáp ứng các yêu cầu mới nhất của quốc tế và của các công ty dầu khí lớn trên thế giới. Hợp đồng được ký đánh dấu bước trưởng thành vượt bậc trong năng lực của DQS, mở ra cơ hội mới cho DQS trong việc



Tổng giám đốc Vietsovpetro và Chủ tịch DQS Tạ Đức Tiến đại diện hai bên ký Hợp đồng. Ảnh: PVN

đóng mới phương tiện nổi, tiếp cận nhu cầu trong nước và khu vực. Theo kế hoạch, DQS sẽ hoàn thành dự án trên trong 24 tháng.

Việt Hà

FPSO “PTSC Lam Sơn” có khả năng xử lý 18.000 thùng dầu/ngày



Lễ đặt tên FPSO “PTSC Lam Sơn”. Ảnh: PTSC

Chiều ngày 8/3/2014, tại Nhà máy đóng tàu Keppel (Singapore), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) và các đối tác đã tổ chức Lễ đặt tên cho kho nổi, xử lý, chứa và xuất dầu (FPSO) “PTSC Lam Sơn” phục vụ dự án phát triển mỏ Thăng Long - Đông Đô, ngoài khơi Việt Nam của Công ty Điều hành chung Lam Sơn (Lam Son JOC). Đây là dự án hoàn cải, nâng cấp và đóng mới FPSO với tổng giá trị đầu tư trên 400 triệu USD. Lần đầu tiên một nhà thầu Việt Nam (PTSC) tự đứng ra thực hiện tất cả các khâu, từ thu xếp vốn, thiết kế, mua sắm, chế tạo, chạy thử, vận chuyển, lắp đặt ngoài khơi, đến vận hành, bảo dưỡng trong suốt thời gian hợp đồng thuê tàu.

FPSO “PTSC Lam Sơn” được thiết kế có sức chứa tối thiểu 350.000 thùng dầu, khả năng xử lý 18.000 thùng/ngày và làm việc liên tục (không lên dock) trên 10 năm tại mỏ. Hệ thống công nghệ xử lý, lọc tách dầu thô gồm các hệ thống: phát điện, nổi hơi, bồn tách/lọc, khí nén, nước/khí ép vữa, cấp điện cho các giàn khai thác, đo đếm, neo và 5 ống risers, 2 cáp điện ngầm, các thiết bị an toàn/cứu sinh theo tiêu chuẩn quốc tế. Thời gian thi công dự án FPSO “PTSC Lam Sơn” là 22 tháng, trong khi các dự án FPSO thông thường khác thời gian tối thiểu để thực hiện việc sửa chữa và hoàn cải là 24 tháng.

Theo Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng, việc PTSC tiếp nhận dự án từ nhà thầu Fred Olsen Production (FOP) không những giúp cho dự án tránh khỏi đổ vỡ, các đối tác không bị thiệt hại, mà còn đảm bảo kế hoạch khai thác phát triển mỏ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Với thành công trong dự án này, PTSC tiếp tục khẳng định năng lực cung cấp dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao, trở thành một trong những nhà thầu FSO/FPSO hàng đầu khu vực.

Khánh Linh

PVEP ký các hợp đồng dịch vụ với PTSC Marine và PV Trans

Sáng ngày 21/3/2014, tại Hà Nội, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ký Hợp đồng cung cấp tàu dịch vụ phục vụ mỏ Sông Đốc với Công ty Tàu dịch vụ Dầu khí (PTSC Marine). Theo đó, PTSC Marine sẽ cung cấp cho PVEP 2 tàu dịch vụ đa năng PTSC Sài Gòn (5.200 BHP, DP1) và Bình Minh (5.500 BHP, DP2) trong thời hạn 1 năm, phục vụ hoạt động khai thác dầu khí của PVEP tại mỏ Sông Đốc (Lô 46/13). Tổng giá trị hợp đồng trên 8 triệu USD.

Sau khi tiếp nhận thành công mỏ Sông Đốc từ Trung Sơn JOC (ngày 24/11/2013), PVEP trực tiếp tham gia quản lý, điều hành dự án, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật trong khai thác, vận hành và quản lý mỏ; tích cực, chủ động đàm phán gia hạn, ký kết các hợp đồng đảm bảo cơ sở vật chất phục vụ vận hành mỏ như gia hạn thuê tàu FPSO với Công ty MODEC Việt Nam, dịch vụ của Supply Vessel, MGO... với phương châm giảm thiểu chi phí khai thác và vận hành mỏ. Theo kết quả bước đầu, việc PVEP đảm nhận tự điều hành dự án đã mang lại hiệu quả kinh tế rõ nét với ngân sách vận hành hàng năm giảm tới 25% ngay trong năm 2014. Đặc biệt, ngày 19/2/2014, chuyến dầu đầu tiên sau 4 tháng PVEP tiếp nhận dự án Sông Đốc đã được xuất bán thành công với mức giá cao. Tổng lượng dầu bán được là 256.104 thùng, thu về cho PVEP hơn 26 triệu USD.



Lễ ký Hợp đồng cung cấp tàu FSO giữa PVEP POC và PV Trans.

Ảnh: CTV

Cùng ngày, Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) - đơn vị thành viên của PVEP và Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí Việt Nam (PV Trans) đã ký Hợp đồng cung cấp tàu FSO cho hoạt động khai thác mỏ Đại Hùng. Theo đó, PV Trans sẽ nghiên cứu phương án chuyển đổi tàu vận tải dầu thô 105.000 DWT đóng tại Nhà máy Đóng tàu Dung Quất (DQS) để có công năng chứa dầu (FSO) phục vụ cho hoạt động khai thác dầu thô của PVEP POC tại khu vực mỏ Đại Hùng. Dự kiến tàu sẽ được PV Trans bàn giao cho PVEP POC đưa vào sử dụng từ tháng 5/2015.

Vũ Đình

Ký hợp đồng vận chuyển, xử lý, nén khí và condensate về bờ của mỏ Thiên Ứng và mỏ Đại Hùng



Lễ ký Hợp đồng vận chuyển, xử lý, nén khí và condensate về bờ của mỏ Thiên Ứng và mỏ Đại Hùng. Ảnh: Việt Hà

Ngày 14/3/2014, tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã ký Hợp đồng vận chuyển, xử lý, nén khí và condensate về bờ của mỏ Thiên Ứng (Lô 04-1) và mỏ Đại Hùng (Lô 05-1A) thuộc bể Nam Côn Sơn; Thỏa thuận khung Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1. Thứ trưởng Bộ Công Thương Lê Dương Quang cùng lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự và chứng kiến Lễ ký.

Thực hiện chỉ đạo của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai nhanh việc khai thác mỏ khí Thiên Ứng, thu gom khí đồng hành mỏ Đại Hùng; tăng

thu gom khí phục vụ sản xuất của khu vực Đông Nam Bộ trên cơ sở tận dụng tối đa công suất hạ tầng cơ sở sẵn có của Vietsovpetro và PV GAS để khai thác khí ở bể Nam Côn Sơn và bể Cửu Long. Dự án đầu tư xây dựng công trình bổ sung/nâng cấp cơ sở hạ tầng tại khu vực mỏ Bạch Hổ để tiếp nhận khí từ mỏ Thiên Ứng và Đại Hùng do Vietsovpetro là chủ đầu tư có vai trò quan trọng trong việc cung cấp khí để phục vụ cho sản xuất công nghiệp trong thời gian tới. Dự án có tổng mức đầu tư hơn 125 triệu USD, sẽ tiếp nhận và vận chuyển khoảng 7,5 tỷ m³ khí và gần 300.000m³ condensate từ mỏ Thiên Ứng và mỏ Đại Hùng trong vòng 16 năm.

Với việc ký kết Thỏa thuận khung Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1, PV GAS sẽ đầu tư xây dựng tuyến ống 26inches dài 151,35km, từ mỏ Thiên Ứng kết nối vào mỏ Bạch Hổ nhằm tạo cơ sở phát triển sớm mỏ Thiên Ứng, cũng như thu gom 1,9 tỷ m³ khí đồng hành mỏ Đại Hùng đang bị đốt bỏ lãng phí, góp phần giảm thiểu ô nhiễm môi trường. Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 là dự án trọng điểm Quốc gia do PV GAS làm chủ đầu tư, với tổng mức đầu tư trên 1,3 tỷ USD, gồm các hạng mục chính: 325km đường ống ngoài biển, gần 40km đường ống trên bờ và 1 nhà máy xử lý khí.

Ngọc Hạnh

PVEP đẩy mạnh hợp tác đào tạo, nghiên cứu khoa học và chuyển giao công nghệ



Phó Tổng giám đốc PVEP Trần Bình Minh và Hiệu trưởng Trường Đại học Bách khoa Tp. HCM ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: CTV

Ngày 20/3/2014, tại Tp. Hồ Chí Minh đã diễn ra Lễ ký kết thỏa thuận hợp tác đào tạo, nghiên cứu khoa học và chuyển giao công nghệ giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

(PVEP) với Trường Đại học Bách khoa - Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. Theo thỏa thuận, hai bên sẽ thúc đẩy mối quan hệ, hợp tác trọng tâm vào ba lĩnh vực: đào tạo, phát triển nhân lực, nghiên cứu khoa học, hỗ trợ chương trình học bổng và thực tập cho sinh viên.

Hiện nay, PVEP đang tham gia quản lý và điều hành 43 dự án dầu khí trong nước, 16 dự án dầu khí nước ngoài. Vì vậy, vấn đề đẩy mạnh công tác đào tạo nguồn nhân lực, thúc đẩy việc nghiên cứu khoa học, áp dụng công nghệ tiên tiến hiện đại đáp ứng nhu cầu thực tiễn sẽ được PVEP đẩy mạnh hơn nữa trong thời gian tới.

Đình Nhân

Ký hợp đồng các gói thầu xây lắp thuộc dự án xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2

Ngày 6/3/2014, tại Hà Nội, Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) và các nhà thầu (Công ty TNHH MTV Bộ Công an - Thăng Long, Liên doanh Lisemco 2 - Hoàng Anh, Liên doanh nhà thầu Công ty CP Bê tông và Xây dựng Vinaconex Xuân Mai - Công ty TNHH Bê tông và Xây dựng Minh Đức - Công ty CP Phát triển Đầu tư Xây dựng Việt Nam) đã ký kết các gói thầu xây lắp cho dự án xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2.

Để đẩy nhanh tiến độ thi công xây dựng Nhà máy, PVC đã ký hợp đồng các gói thầu "Hệ thống cứu hỏa chung cho nhà máy", "Cầu trục và Palăng - Lô 1 cho nhà máy", "Thiết kế, cung cấp, thi công cọc PHC 450 x 450 móng lò hơi, gian Bunker - máy nghiền than tổ máy 1 và tổ máy 2".

Hoài Châu

PV GAS và Gazprom M&T ký hợp đồng khung mua bán LNG cho dự án kho cảng nhập LNG Thị Vải

Ngày 4/3/2014, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và Gazprom Marketing & Trading Singapore (Gazprom M&T) đã ký hợp đồng khung mua bán khí thiên nhiên hóa lỏng cho dự án kho cảng nhập LNG Thị Vải.

Trong khuôn khổ hợp tác chiến lược toàn diện giữa 2 công ty mẹ là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn khí đốt Gazprom, PV GAS và Gazprom M&T đã bắt đầu triển khai hợp tác và đàm phán hợp đồng mua bán trong lĩnh vực LNG từ năm 2012. Gazprom M&T là nhà cung cấp LNG đầu tiên được PV GAS ký hợp đồng khung mua bán LNG nhằm đảm bảo nguồn cung LNG cho dự án kho cảng nhập LNG Thị Vải. Đây là dự án có ý nghĩa rất quan trọng của PV GAS/Petrovietnam trong chiến lược đa dạng hóa nguồn cung khí cũng như để bù đắp cho lượng khí thiếu hụt trong những năm tới, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng Quốc gia. Dự án có công suất 1 triệu tấn LNG/năm, dự kiến sẽ hoàn thành và đi vào hoạt động năm 2017.



Lễ ký hợp đồng khung mua bán LNG giữa PV GAS và Gazprom M&T.
Ảnh: GAS

Phát biểu tại buổi lễ, lãnh đạo PV GAS và Gazprom M&T bày tỏ mong muốn đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực LNG, đặc biệt là việc đảm bảo các nguồn cung ổn định và cạnh tranh từ các mỏ của Gazprom phục vụ cho các dự án nhập khẩu LNG của PV GAS trong thời gian tới.

Nguyễn Cẩm

Ký chứng chỉ nghiệm thu sơ bộ Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ



Lễ ký chứng chỉ nghiệm thu sơ bộ Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ. Ảnh: PVN

Ngày 14/3/2014, tại Hà Nội đã diễn ra Lễ ký chứng chỉ nghiệm thu sơ bộ Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ, giữa Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PV TEX), tổ hợp nhà thầu: Hyundai Engineering Corporation, LG International Corporation và Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC).

Đến nay, Nhà máy sản xuất xơ sợi tổng hợp Polyester Đình Vũ đã hoàn thành công tác xây dựng, lắp đặt, vận hành thử đáp ứng các yêu cầu của Hợp đồng EPC. Việc ký kết thành công chứng

chỉ nghiệm thu sơ bộ là cột mốc quan trọng đối với quá trình triển khai dự án, đối với chủ đầu tư, nhà thầu và các cổ đông liên quan; chứng minh dự án đã đủ các điều kiện cần thiết để chuyển sang giai đoạn vận hành thương mại. Hiện PV TEX đang nỗ lực để đưa Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ vào vận hành thương mại an toàn, hiệu quả trong đầu tháng 5/2014.

Phát biểu tại buổi lễ, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh, đây là dự án có quy mô lớn với tổng mức đầu tư trên 324 triệu USD, công suất 175.000 tấn xơ sợi/năm, có công nghệ, thiết bị hiện đại, tiên tiến bậc nhất Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất xơ sợi. Lãnh đạo Tập đoàn đánh giá cao sự cố gắng, nỗ lực của chủ đầu tư và nhà thầu, đã phối hợp chặt chẽ để giải quyết các khó khăn trong quá trình xây dựng và chạy thử, hoàn thành và chính thức bàn giao Nhà máy cho chủ đầu tư.

Châu Hoàng

Giàn khoan PV Drilling VI sẽ hoàn thành vào đầu năm 2015



Lễ đặt kỷ cho giàn khoan PV Drilling VI. Ảnh: PVD

Ngày 8/3/2014, tại Singapore, Công ty Liên doanh PV Drilling Overseas, đơn vị thành viên của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã tổ chức Lễ đặt kỷ cho giàn khoan biển tự nâng PV Drilling VI. Dự kiến giàn khoan này sẽ được hoàn thành và đưa vào hoạt động vào tháng 2/2015.

Giàn khoan PV Drilling VI thuộc thế hệ giàn khoan hiện đại nhất do Keppel FELS (Singapore) thiết kế. Giàn có khả năng hoạt động tại mực nước sâu lớn nhất 400ft (tương đương 121,92m) và có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 30.000ft (tương đương 9.144m chiều sâu khoan) với sức chứa lên đến 150 công nhân.

Nguyễn Trọng

PVEP thúc đẩy tiến độ dự án Bir Seba, Algeria

Mới đây, đoàn công tác của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí đã đến Algeria tham dự cuộc họp Ủy ban Tài chính, Ủy ban Kỹ thuật, Ủy ban Quản lý lần thứ 38 để trao đổi và thống nhất các giải pháp tháo gỡ, đề xuất hỗ trợ thúc đẩy tiến độ dự án Bir Seba tại sa mạc Sahara, Algeria. Kết quả, các nhà đầu tư đều đồng thuận và nhất trí cao với các vấn đề cơ bản do PVEP đề xuất. Cũng tại thủ đô Algiers, đoàn công tác của PVEP đã trực tiếp làm việc với Ban giám đốc Công ty liên doanh điều hành chung Groupement of Bir Seba (GBRS); họp với lãnh đạo cấp cao của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Algeria Sonatrach để thảo luận các giải pháp tháo gỡ khó khăn cho dự án, nhằm đảm bảo có dòng dầu khí thương mại đầu tiên trong năm 2014.

Đặc biệt, Phó Tổng giám đốc Thường trực PVEP Ngô Hữu Hải và đoàn công tác đã đi thăm, kiểm tra tiến độ các hạng mục công trình của gói thầu thiết kế, mua sắm, xây lắp (EPC1) mỏ Bir Seba do nhà thầu chính JGC (Nhật Bản) đảm nhiệm. Đoàn đã có cuộc họp với nhà thầu JGC để trao đổi các biện pháp tháo gỡ khó khăn, thúc đẩy tiến độ dự án, làm việc với CBNV PVEP, trực tiếp kiểm tra hạng mục thiết bị, công trình, khu nhà ở, điều kiện sinh hoạt, hệ thống đảm bảo an toàn an ninh... Lãnh đạo PVEP và Giám đốc công trường Tổng thầu JGC Shingo Ito đã thảo luận và



Lãnh đạo PVEP trực tiếp kiểm tra tiến độ xây dựng hệ thống kết cấu trung tâm và chỉ đạo kỹ thuật. Ảnh: PVEP

thống nhất cần thiết tiến hành các biện pháp cụ thể về kỹ thuật và tổ chức triển khai công trình để có thể đạt mục tiêu có dòng dầu thương mại đầu tiên vào Quý IV/2014.

Dự kiến, mỏ Bir Seba sẽ cho dòng dầu khí thương mại đầu tiên với lưu lượng khai thác 20.000 thùng/ngày giai đoạn 1 và 40.000 thùng/ngày giai đoạn 2. Chế độ khai thác giảm áp tự nhiên trong thời gian 3 năm của giai đoạn 1 và áp dụng đồng thời các phương án khai thác khí nâng (gaslift) kết hợp bơm ép nước vào giai đoạn 2. Dầu và khí đồng hành được dẫn về HEH (Haoud El Hamra) và HMD (Hassi Mesasaoud) theo 2 đường ống dài 130km, đường kính 12 inches.

Duy Hàn

VPI tuyển sinh khóa 2 chương trình đào tạo tiến sĩ chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết đang tuyển sinh Khóa 2 chương trình đào tạo tiến sĩ chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí (Mã số: 62.52.06.04), với chỉ tiêu năm 2014 là 6 nghiên cứu sinh. Dự kiến, khóa 2 sẽ khai giảng vào tháng 5/2014.

Chương trình đào tạo tiến sĩ Kỹ thuật Dầu khí của VPI được thiết kế nhằm đào tạo đội ngũ nhân lực chất lượng cao, có sự gắn kết tốt giữa trình độ lý luận và khả năng giải quyết các vấn đề thực tiễn, góp phần thực hiện mục tiêu đặt ra trong Nghị quyết 15-NQ/TW của Bộ Chính trị "Xây dựng và đào tạo một đội ngũ công nhân, cán bộ khoa học kỹ thuật, cán bộ quản lý đủ sức mạnh làm chủ được ngành công nghiệp dầu khí, tiến lên tự lực phát triển Ngành".

Bên cạnh thế mạnh về cơ sở dữ liệu, tài liệu tham khảo phong phú, hệ thống phòng thí nghiệm hoàn chỉnh, cơ sở vật

chất khang trang, chương trình đào tạo trình độ tiến sĩ của VPI có một số ưu thế nổi bật với giảng viên/người hướng dẫn đều là các chuyên gia có trình độ lý luận cao và nhiều kinh nghiệm thực tiễn, các hướng nghiên cứu đều gắn liền với hoạt động của Ngành. Với chương trình đào tạo trên, VPI tin tưởng sẽ trở thành địa chỉ đào tạo uy tín, song song với thế mạnh đã được khẳng định về nghiên cứu khoa học và dịch vụ khoa học công nghệ.

VPI đã được Bộ Giáo dục và Đào tạo cho phép đào tạo trình độ tiến sĩ Kỹ thuật Dầu khí từ năm 2012. Đối tượng tham gia dự tuyển là các cán bộ làm việc trong ngành Dầu khí, đã có bằng thạc sĩ đúng chuyên ngành hoặc phù hợp với chuyên ngành dự tuyển. Năm 2013, VPI đã tuyển sinh và đang tiến hành đào tạo 5 nghiên cứu sinh của khóa đầu tiên.

Minh Trang

Ký hợp đồng dài hạn cung cấp dầu thô Azeri nhập khẩu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất năm 2014

Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) và Công ty Dầu khí SOCAR (Azerbaijan) vừa ký Hợp đồng dài hạn cung cấp dầu thô Azeri nhập khẩu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất năm 2014. Theo đó, SOCAR sẽ cung cấp 3.500.000 thùng dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong năm 2014.

Từ tháng 8/2010, SOCAR đã cung cấp lô dầu thô đầu tiên cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được khai thác từ mỏ dầu thô Azeirilight gồm 400.000 thùng (tương đương với 65.000 m³).

Trần Thu

TIN THẾ GIỚI

Hàn Quốc đặt mục tiêu trở thành trung tâm trữ dầu mỏ ở Đông Bắc Á



Kho dự trữ dầu mỏ đầu tiên của Hàn Quốc. Ảnh: Asiapacific

Bộ Thương mại Công nghiệp và Năng lượng Hàn Quốc cho biết nước này sẽ xây dựng nhiều kho dự trữ dầu mỏ quy mô lớn, với mục tiêu trở thành “trung tâm trữ dầu mỏ” ở Đông Bắc Á, đáp ứng nhu cầu về các kho dự trữ dầu mỏ đang gia tăng trong khu vực. Chính phủ Hàn Quốc triển khai các chính sách khuyến khích doanh nghiệp tư nhân đầu tư 1.500 tỷ won (tương đương 1,4 tỷ USD) xây dựng các kho dự trữ dầu. Dự kiến, lượng dầu thương mại dự trữ của Hàn Quốc sẽ tăng lên 36,6 triệu thùng vào năm 2020.

Kho dự trữ dầu mỏ đầu tiên của Hàn Quốc đặt ở Yeosu có khả năng chứa 8,2 triệu thùng đã đi vào hoạt động từ tháng 3/2013. Hai kho dự trữ dầu mỏ khác với tổng sức

chứa 28,4 triệu thùng dầu, sẽ được nước này xây dựng vào năm 2020 ở tỉnh Ulsan, cách thủ đô Seoul 410km về phía Đông Nam. Nếu cần, Chính phủ Hàn Quốc sẽ cung ứng 20 triệu thùng dầu từ kho dự trữ dầu chiến lược quốc gia cho các doanh nghiệp tư nhân. Động thái này sẽ giúp nâng tổng lượng dầu mỏ dự trữ của khối doanh nghiệp tư nhân nước này lên 56,6 triệu thùng, vượt con số 52,2 triệu thùng của Singapore. Hiện Singapore có kho dự trữ dầu mỏ lớn thứ 3 thế giới, sau khu vực vịnh Mexico của Mỹ và kho dự trữ tại các cảng Amsterdam, Rotterdam, Antwerp (ARA) của châu Âu.

Song song với việc tăng lượng dầu mỏ dự trữ, Chính phủ Hàn Quốc sẽ tạo điều kiện cho các doanh nghiệp kinh doanh dầu mỏ bằng việc dỡ bỏ một số quy định và áp dụng mức thuế ưu đãi, nhằm đưa nước này trở thành trung tâm trữ dầu mỏ của khu vực Đông Bắc Á. Theo đó, các doanh nghiệp sẽ được miễn thuế doanh nghiệp (22%) trong 5 năm hoạt động đầu tiên và được giảm 50% mức thuế này trong 5 năm tiếp theo; được phép tự do pha trộn xăng dầu để có thể chào bán nhiều chế phẩm dầu mỏ với mức giá khác nhau. Bộ Thương mại Công nghiệp và Năng lượng Hàn Quốc cho biết lợi thế cạnh tranh của nước này là chi phí vận chuyển bằng đường biển và tinh lọc dầu mỏ thấp hơn Trung Quốc, Nhật Bản.

Mai Ly (TTXVN)

Iran ký thỏa thuận xuất khẩu 10 tỷ m³ khí/năm cho Oman

Hãng thông tấn IRNA của Iran cho biết nước này đã ký thỏa thuận về việc xuất khẩu 10 tỷ m³ khí đốt mỗi năm đến Oman, trong đó có việc xây dựng một đường ống dẫn khí đốt qua vùng vịnh với kinh phí đầu tư khoảng 1 tỷ USD. Thỏa thuận này được ký kết trong chuyến thăm đầu tiên của Tổng thống Iran Hassan Rouhani đến Muscat kể từ khi ông trúng cử năm 2013.

Trước đó, vào tháng 8/2013, Iran đã ký biên bản ghi nhớ về việc bán khí đốt cho Oman bắt đầu từ năm 2015. Hợp đồng có thời hạn 25 năm với tổng giá trị khoảng 60 tỷ USD. Theo đó, khí đốt sẽ được vận chuyển thông qua tuyến đường ống dài 260km nối tỉnh Hormuzgan của Iran với cảng Sohar Oman ở phía bên kia vùng Vịnh. Bộ trưởng Dầu mỏ Iran Bijan Zanganeh cho biết Oman sẽ đảm nhận toàn bộ kinh phí xây dựng đường ống và các cơ sở hạ tầng liên quan, ước tính khoảng 1 tỷ USD.



Các quan chức Iran và Oman ký thỏa thuận xuất khẩu khí đốt.

Ảnh: IRNA

Theo thống kê mới nhất của BP, Iran là quốc gia có trữ lượng khí đốt lớn nhất thế giới, nhưng lệnh trừng phạt của phương Tây về chương trình hạt nhân gây tranh cãi của Tehran đã gây nhiều ảnh hưởng bất lợi đến xuất khẩu của nước này.

Hồng Hoa (TTXVN)

Sản lượng khí đốt châu Phi sẽ tăng gấp đôi vào năm 2035



Sản lượng khí đốt của châu Phi năm 2035 ước đạt 400 tỷ m³/năm.
Ảnh: AP

Phát biểu tại Lễ khai mạc Hội nghị khí đốt ở vịnh Ghine, ông Jérôme Ferrier - Chủ tịch International Gas Union (IGU) cho biết: "Châu Phi đang trong giai đoạn tăng trưởng về trữ lượng khí đốt với mức tăng 60%, điều này đã được chứng minh từ năm 2000. Trữ lượng khí đốt ở châu Phi có thể tăng gấp đôi vào năm 2020. Sản lượng khí đốt cũng có thể tăng gấp đôi vào năm 2035, từ mức 200 tỷ m³/năm như hiện nay lên 400 tỷ m³/năm".

IGU gồm 83 quốc gia, trong đó có 10 nước châu Phi và chiếm 95% thị trường khí đốt tự nhiên. Hiện tại, Bờ Biển Ngà (Cote d'Ivoire) đặt mục tiêu trở thành trung tâm năng lượng ở Tây Phi thông qua chính sách tích cực xúc tiến thăm dò và sản xuất dầu khí. Ông Adama Toungara - Bộ trưởng Dầu khí và Năng lượng nước này cho biết, trong khi giá dầu hiện nay ở mức 100USD/thùng, việc tìm kiếm khí đốt là điều cần thiết sống còn đối với Bờ Biển Ngà. Trong 20 tháng qua, Abidjan đã ký 17 hợp đồng phân chia sản phẩm về thăm dò và tìm kiếm khí đốt với các công ty dầu khí nước ngoài.

Theo báo cáo của Economic Community of West African States (ECOWAS), bất chấp việc sở hữu các nguồn năng lượng đáng kể, bao gồm cả khí đốt, hiện chỉ có 20% hộ gia đình của Tây Phi được sử dụng điện. Với dân số 300 triệu người, chiếm 1/3 dân số của châu lục, Tây Phi là một trong những khu vực trên thế giới có tỷ lệ sử dụng điện thấp nhất. Mặc dù số hộ được sử dụng điện trong khu vực khoảng 20%, nhưng có khoảng cách lớn về tỷ lệ tiếp cận điện giữa các khu vực đô thị (40%) và vùng nông thôn (từ 4 - 8%).

Hoàng Chiến (TTXVN)

Sản lượng dầu mỏ của Canada đạt kỷ lục mới với 4,3 triệu thùng/ngày

Theo báo Bưu điện Tài chính ngày 15/3/2014, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho biết sản lượng dầu mỏ của Canada trong tháng 2/2014 đã đạt kỷ lục mới với 4,3 triệu thùng/ngày. Canada, cùng với Mỹ và Brazil, đã góp phần tăng sản lượng dầu thô của khối các nước không thuộc Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) thêm gần 2 triệu thùng/ngày trong Quý I/2014, lên mức 56 triệu thùng/ngày.

Lần đầu tiên trong vòng 6 tháng qua, chênh lệch giữa giá dầu thô nặng Canada và giá dầu Tây Texas (WTI) giảm xuống dưới 20USD/thùng. IEA tin rằng việc tăng công suất của nhà máy lọc dầu của BP tại Whiting, Indiana (Mỹ) có thể giúp giảm chênh lệch giá dầu của Canada và Mỹ. Theo báo cáo của IEA: "Công suất của nhà máy này hiện là 350.000 thùng/ngày, trong đó có 160.000 thùng/ngày là dầu nặng của Canada. BP đang có kế hoạch tăng khả năng tinh lọc dầu nặng của Canada lên 280.000 thùng/ngày trong vài tháng tới".

Trước đó, IEA đã nâng dự báo nhu cầu dầu mỏ toàn cầu năm 2014 lên 92,7 triệu thùng/ngày, tăng 95.000



Canada, Mỹ và Brazil đưa sản lượng dầu thô của khối các nước ngoài OPEC tăng gần 2 triệu thùng/ngày trong Quý I/2014. Ảnh: Newswire

thùng/ngày so với dự báo đưa ra tháng trước. Sản lượng dầu thô của các nước thuộc OPEC tăng thêm 500.000 thùng/ngày, đưa sản lượng dầu mỏ của tổ chức này lần đầu tiên vượt mốc 30 triệu thùng/ngày trong vòng bốn tháng qua.

Dương Hoa (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Thị trường dầu thô và sản phẩm dầu

Trong báo cáo ngày 14/3/2014, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho biết nhu cầu dầu mỏ thế giới năm 2014 sẽ ở mức 92,7 triệu thùng/ngày, tăng 95.000 thùng/ngày so với dự báo mà IEA đưa ra tháng trước. Báo cáo cũng cho biết Liên bang Nga và Brazil sẽ tiêu thụ nhiều dầu mỏ hơn so với dự báo trước đó. Nhu cầu dầu mỏ ở Mỹ sẽ giảm do nền kinh tế nước này bớt phụ thuộc vào dầu mỏ. Nguồn cung từ các nước không thuộc OPEC có thể tăng 1,7 triệu thùng/ngày trong năm 2014, tốc độ tăng mạnh nhất kể từ đầu những năm 90 của thế kỷ XX.

Ngày 19/3/2014, Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ cho biết, lượng cung dầu thô trong tuần qua tăng 5,9 triệu thùng, cao gấp đôi mức dự báo tăng 2,6 triệu của giới phân tích trong cuộc điều tra của hãng thông tin năng lượng Platts. Kết thúc phiên giao dịch ngày 19/3/2014, giá dầu thô ngọt, nhẹ giao tháng 4 trên sàn hàng hóa New York đã tăng thêm 67 UScent, tương ứng với mức tăng 0,7%, lên 100,37USD/thùng. Đây là mức giá cao nhất của dầu thô kỳ hạn loại này kể từ ngày 10/3/2014 cho đến nay. Trước khi có báo cáo cung ứng, giá dầu đã đứng ở 100,11USD. Trên sàn London, giá dầu thô ngọt, nhẹ Brent Biển Bắc giao tháng 5 giảm 94 UScent, tương ứng với mức giảm 0,9%, xuống mức 105,85USD/thùng. Theo Oil & Gas Journal, giá trung bình của các loại dầu chính giao trong Quý I/2014 được thể hiện trong Bảng 1.

Bảng 1. Giá trung bình các loại dầu chính trên thị trường thế giới giao trong Quý I/2014

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Thời gian ký	12/2013	1/2014
OPEC basket chuẩn		107,67	104,71
Arab nhẹ - Saudi Arabia		108,07	105,74
Basrah nhẹ - Iraq		105,12	102,70
Bonny nhẹ 37° - Nigeria		113,11	110,26
Es Sider - Libya		110,41	107,86
Girassol - Angola		111,31	107,96
Iran nặng - Iran		108,96	104,89
Kuwait xuất khẩu		107,30	103,79
Marine - Qatar		107,76	103,95
Merey - Venezuela		96,61	93,72
Murban - UAE		111,22	107,66
Oriente - Ecuador		96,56	93,44
Sahara trộn 44° - Algeria		112,66	109,96
Minas 34° - Indonesia		106,38	110,60
Fateh 32° - Dubai		107,80	104,01
Ithmus 33° - Mexico		98,39	96,35
Brent 38° - Anh		110,81	108,26
Urals - Liên bang Nga		110,44	106,40
WTI/Brent		(13,09)	(13,36)
Brent/Dubai		3,01	4,25

Nguồn: Oil & Gas Journal 17/3/2014

Bảng 2. Lợi nhuận lọc dầu ở Mỹ tháng 1/2014

Đơn vị: USD/thùng

TT	Giá bán sản phẩm lọc (trung bình các loại sản phẩm)	Bờ vịnh Mexico - Mỹ	Bờ Đông Mỹ	Vùng Trung - Tây (Mỹ)	Bờ Tây Mỹ	Tây Bắc Âu	Đông Nam Á
1	Giá bán sản phẩm lọc	115,49	120,16	115,33	121,74	117,67	115,38
2	Giá nguyên liệu	104,03	114,69	93,20	105,07	112,64	108,59
3	Lợi nhuận gộp	11,46	5,47	22,13	16,67	5,03	6,79
4	Chi phí cố định	2,34	3,25	2,63	3,07	2,63	2,05
5	Chi phí lưu động	1,20	1,13	1,02	1,73	1,75	2,13

Nguồn: Oil & Gas Journal 17/2/2014

Bảng 3. Lợi nhuận từ hoạt động sản xuất ethylene ở Mỹ, tháng 1/2014

Đơn vị: US cents/pound (lb)

TT	Chỉ tiêu	Ethane	Propane	Naptha
1	Doanh thu bán sản phẩm	63,19	106,08	129,85
2	Chi phí nguyên liệu	12,61	75,13	113,88
3	Lợi nhuận gộp	50,58	30,95	1,82
4	Chi phí cố định	6,23	7,36	8,32
5	Chi phí lưu động	3,82	4,44	5,83

Nguồn: Muse, Stancil & Co. (Oil & Gas Journal 17/2/2014)

Bảng 4. Lợi nhuận từ hoạt động xử lý khí ở Mỹ, tháng 1/2014Đơn vị: USD/ngàn ft³

TT	Chỉ tiêu	Vùng vịnh Mexico (Mỹ)	Vùng trung đất liền
1	Doanh thu bán sản phẩm	5,55	8,02
	Khí	4,40	4,35
	Sản phẩm lỏng	1,15	3,67
2	Chi phí mua khí đầu vào	4,90	5,84
3	Chi phí điều hành	0,07	0,15
4	Lợi nhuận gộp	0,58	2,03

Nguồn: Muse, Stancil & Co. (Oil & Gas Journal 17/2/2014)

Trở lại sàn hàng hóa New York, kết thúc ngày giao dịch 19/3/2014, giá xăng giao tháng 4 giảm hơn 3 UScent, tương ứng với mức giảm 1,2%, xuống còn 2,87USD/gallon; giá dầu sưởi giảm 1,5 UScent, tương ứng với mức giảm 0,5%, còn 2,9USD/gallon. Giá khí đốt tháng 4 tăng gần 3 UScent, tương ứng với 0,6%, lên 4,48USD/triệu BTU.

Doanh thu của một số công ty dầu khí năm 2013

Statoil ASA cho biết thu nhập ròng năm 2013 đạt 25 tỷ USD cùng với kế hoạch giảm chi phí vốn 5 tỷ USD trong giai đoạn 2014 - 2016. Theo kế hoạch, Statoil sẽ đầu tư 20 tỷ USD/năm trong giai đoạn 2014 - 2016, giảm 8% so với thông báo sơ bộ trước đây do phải tập trung đầu tư vào các đề án ưu tiên. Thông qua cải thiện chương trình đầu tư, Statoil sẽ tiết kiệm được 1,6 tỷ USD/năm từ nay đến năm 2016. Năm 2014, Statoil sẽ khoan 50 giếng với mục tiêu đầu tư cho thăm dò 3,5 tỷ USD.

Anadarko Petroleum Corp. cho biết, lượng khí đốt, dầu thô và condensate bán được trong năm 2013 đạt 285 triệu thùng dầu quy đổi, tăng 7% so với năm 2012. Hệ số trữ lượng thay thế đạt 194% và trữ lượng xác minh đến cuối năm 2013 đạt 279 tỷ thùng dầu quy đổi, trong đó 55% là khí đốt. Hệ số thành công trong khoan thăm dò/thăm lượng ở vùng nước sâu đạt 67%.

Theo Pioneer natural Resources Co., kế hoạch đầu tư cơ bản năm 2014 sẽ đạt 3,3 tỷ USD trong đó 2,2 tỷ dành cho bốn giếng Midland ở miền Tây Texas. Doanh nghiệp này hy vọng với việc đầu tư 3 tỷ USD cho công tác khoan sẽ đưa sản lượng tăng 14 - 19% trong giai đoạn 2014 - 2016.

Thị trường đầu tư, mua bán tài sản

Tập đoàn HESS cho biết, năm 2014 sẽ đầu tư 5,8 tỷ USD cho thăm dò, khai thác dầu khí. Trong đó, HESS dành 2,85 tỷ USD cho nguồn tài nguyên phi truyền thống, 1,475 tỷ USD cho hoạt động khai thác, 925 triệu USD cho phát triển mỏ và 550 triệu USD cho công tác thăm dò dầu khí. Ông John Hess - Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc điều hành của HESS cho biết: "Chúng tôi quyết định vốn đầu tư và ngân sách thăm dò đủ đáp ứng mục tiêu đạt mức tăng trưởng sản lượng khai thác trung bình 5 - 8% vào năm 2017". Trong ngân sách dành cho dầu khí phi truyền thống thì khí phiến sét Bakken (ở Bắc Dakota) chiếm 2,2 tỷ USD, bằng với mức đầu tư của HESS năm 2013, với 17 giàn khoan và đưa 225 giếng vào khai thác trong năm 2014. Đối tượng khí phiến sét Utica mới bắt đầu phát triển chiếm 55 triệu USD, chủ yếu dùng cho thăm định và hoàn thiện giếng cho đối tượng nằm trong cửa sổ sinh khí. HESS dành 51% ngân sách cho công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài như: Guinea xích đạo, Na Uy, vịnh Thái Lan,

Đan Mạch, vùng nước sâu vịnh Mexico, Bắc Malaysia, Ghana, Iraq. Năm 2013, HESS đã thoái vốn, rút lui khỏi một số các dự án ở Liên bang Nga (chi nhánh Samara - Nafta); ở Indonesia (Pangkah, Natuna A), Biển Bắc (Beryl) và ở Azerbaijan (Azeri, Chirag, Guneshli) để trả nợ và giải quyết những khó khăn trong việc thu xếp vốn năm 2014.

Theo báo cáo của PwC ngày 28/1/2014, các hoạt động hợp nhất, mua bán tài sản của ngành dầu khí Mỹ năm 2013 đạt 115,9 tỷ USD, thấp hơn 37 tỷ USD so với năm 2012. Trong Quý IV/2013, có 8 vụ giao dịch lớn với tổng giá trị giao dịch đạt 26,4 tỷ USD.

Ernst & Young cho biết năm 2013, nguồn dầu khí phi truyền thống có đóng góp quan trọng nhất đối với sự tăng trưởng của ngành dầu khí Mỹ. Trong 2 - 3 năm tới, Mỹ sẽ trở thành nhà xuất khẩu ròng khí đốt và giảm mạnh lượng dầu thô nhập khẩu. Theo ông Deborah L. Byers: "Sự nổi lên của thị trường năng lượng Mỹ đã trở thành nhân tố thay đổi thị trường dầu khí thế giới trong một thời gian tương đối ngắn và sự thay đổi này sẽ tiếp tục trong năm 2014". Tuy nhiên, E&Y cũng cảnh báo nguồn vốn đầu tư có thể chuyển dịch ra khỏi ngành dầu khí phi truyền thống Mỹ khi lĩnh vực năng lượng Mexico được tự do hóa cao hơn và việc xuất khẩu LNG được chính phủ Mỹ chấp thuận, công nghiệp LNG Đông Phi phát triển và Gazprom không còn giữ vị trí độc quyền trong xuất khẩu khí đốt. Ernst & Young cho biết dự trữ khí đốt của Mỹ lần đầu tiên ở mức thấp hơn bình thường do mùa đông năm 2013 quá lạnh, làm cho giá khí trên thị trường Mỹ lên 4,5USD/MMBtu. Dự báo, lĩnh vực hạ nguồn của ngành dầu khí Mỹ sẽ rơi vào suy thoái trong năm 2014 và còn có thể kéo dài trong các năm tiếp do vốn đầu tư bị chuyển sang ngành khác theo quy luật tự nhiên của thị trường.

Năm 2013, hoạt động hợp nhất (tái cơ cấu) các công ty dầu khí và mua tài sản ở Mỹ giảm 37% so với năm 2012 (con số này ở Canada là 63%). Các công ty dầu khí thường bán và rút vốn đầu tư ở lĩnh vực lọc - hóa dầu và các dự án thăm dò, khai thác ít hoặc không có lãi. Hoạt động chuyển dịch tài sản trong khâu trung nguồn có vẻ sôi động hơn vì việc xây dựng đường ống, bể chứa phục vụ cho phân phối nhiên liệu trong thị trường nội địa cũng như xuất khẩu được nhiều nhà đầu tư trong và ngoài nước quan tâm.

Tại hội nghị các nhà đầu tư ở Mỹ ngày 30/1/2014, ông Ben Van Beurden - Tổng giám đốc Tập đoàn Shell cho biết năm 2014, Shell cắt bỏ toàn bộ chương trình khoan giếng ở thềm lục địa Alaska do chi phí quá cao (thiết bị, vật tư, nhân công), bên cạnh những ràng buộc chặt chẽ của luật

pháp Mỹ về an toàn, môi trường. Một số thượng nghị sỹ Mỹ chưa đồng thuận về chủ trương xuất khẩu dầu thô vì lo lắng sau năm 2020 an ninh năng lượng Mỹ không được bảo đảm dẫn đến mất ổn định trong thị trường xăng dầu nội địa do sản lượng trong nước sẽ giảm trong lúc giá dầu thế giới có thể cao hơn hiện tại.

Công ty Total đang bán 15% cổ phần trong dự án Lô 15/6 ngoài khơi Angola với giá 750 triệu USD cho Sonangol E&P để tập trung vốn cho các đề án đầu tư khác.

Baytex Energy Corp., thỏa thuận xong việc mua lại Aurora Oil & Gas Ltd., với giá 2,6 tỷ USD. Theo đó, Baytex Energy Corp., có thêm 22.200 mẫu Anh kế cận ở mỏ Sugarkan, khu vực phiến sét Eagle Ford, Nam Texas. Theo dự báo, sản lượng trung bình của khu vực này năm 2014 sẽ đạt 29.000 - 32.000 thùng quy đổi/ngày, tăng 43% so với năm 2013. Với việc hoàn tất thỏa thuận mua mỏ này, trữ lượng xác minh của Baytex Energy Corp., tăng thêm 106,7 triệu thùng dầu quy đổi, sản lượng khai thác dự báo năm 2014 đạt 85.000 thùng dầu quy đổi/ngày, trong đó 53% là dầu nặng, 34% là dầu nhẹ và condensate, 13% là khí đốt.

YPF S.A. cho biết đã thỏa thuận mua toàn bộ tài sản của Apache Corp. ở Argentina với giá 800 triệu USD. Năm 2013, sản lượng khai thác của Apache đạt 256.000ft³ quy đổi/ngày.

Trong lĩnh vực lọc - hóa dầu, Flint Hills Resources LLC cho biết sẽ đóng cửa Nhà máy Lọc dầu North Pole (Alaska) công suất 85.000 thùng/ngày vào tháng 6/2014 vì không đủ tiền để xử lý màng nước ngầm và lớp đất thổ nhưỡng bị ô nhiễm xung quanh Nhà máy. BP PLC đang chuyển nhà máy lọc dầu hiện có ở Whiting (Texas), công suất 413.000thùng/ngày, sang lọc dầu nặng và dầu chua với chi phí cải tạo 1 tỷ USD. MDU Resources Group, Inc. dự kiến cuối năm 2014 sẽ đưa vào hoạt động nhà máy sản xuất diesel công suất 20.000thùng/ngày ở phía Bắc Dakota để xử lý dầu phiến sét Bakken. Valero Energy Corp., cho biết sẽ đầu tư 750 triệu USD để nâng cấp 2 nhà máy lọc dầu nhẹ khai thác từ thành tạo phiến sét Eagle Ford. Tổng công suất của 2 nhà máy này là 485.000thùng/ngày, nhằm giảm lượng mua dầu nguyên liệu tỷ trọng trung bình giá cao theo thiết kế cũ...

Có thể nói, các nhà điều hành các nhà máy lọc dầu rất năng động đi tìm các giải pháp để giảm giá thành lọc dầu hoặc sản xuất các mặt hàng có giá cao nhằm thay đổi lợi nhuận trong giai đoạn nền kinh tế chưa thoát khỏi tình trạng suy thoái.

Hà Phong (tổng hợp)

Giải pháp cải tiến hệ thống phun bọc sử dụng hóa chất VHCKK2000 thành hệ thống châm hóa chất UFC85 nhằm tăng độ cứng hạt urea

Năm 2010, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã nâng công suất từ 740.000 tấn lên 800.000 tấn urea/năm và cùng với Nhà máy Đạm Cà Mau hàng năm đáp ứng 70% nhu cầu phân urea trong nước, góp phần quan trọng cho việc đảm bảo an ninh lương thực Quốc gia.

Từ năm 2005, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã đưa vào sử dụng hệ thống phun chất chống kết khối VHCKK2000 bao phủ bề mặt hạt urea. Hệ thống này được thiết kế cho việc phun một lớp mỏng chất chống kết nối VHCKK2000 lên bề mặt hạt urea sau khi sản phẩm đã qua quá trình tạo hạt nhằm giảm sự kết tăng của sản phẩm trong suốt quá trình lưu trữ, vận chuyển. Tuy nhiên, sau một thời gian sử dụng vẫn còn xảy hiện tượng kết tăng của urea ảnh hưởng đến chất lượng sản phẩm urea Phú Mỹ. Vì vậy, cần thay thế hóa chất mới để tăng độ cứng hạt urea nhằm giảm tạo mạt trong quá trình tàng trữ, vận chuyển, bảo quản và nâng cao uy tín thương hiệu Đạm Phú Mỹ trên thị trường.

Tuy nhiên với việc sử dụng hóa chất mới thay thế thì hệ thống đường ống công nghệ cũng phải được thay đổi cho phù hợp. Nhằm tiết kiệm chi phí sản xuất, ông Từ Cường và các cộng sự đã cải tạo các máy móc thiết bị cũ như bơm, bồn chứa, hệ thống đường ống phân phối hóa chất, các van cô lập, van điều khiển... để cải tiến hệ thống phun bọc sử dụng hóa chất VHCKK2000 thành hệ thống châm hóa chất UFC85 vào dung dịch urea nóng chảy.

Dịch UFC85 được mua từ nhà cung cấp quốc tế và vận chuyển về Nhà máy Đạm Phú Mỹ dưới dạng phuy 220l hoặc tank 20 - 25 tấn. Lượng hóa chất dạng này có thể nhập kho lưu trữ hoặc có thể nhập trực tiếp vào bồn chứa dung tích 200m³ để sẵn sàng cung cấp cho công nghệ. Từ đó, hóa chất UFC85 được bơm định kỳ về bồn chứa

nhỏ tại Xưởng sản phẩm. Tại đây, hóa chất này được bơm bổ sung vào dung dịch urea nóng chảy tại vị trí đầu chờ cửa hút của bơm với lưu lượng xác định để đảm bảo hàm lượng formaldehyde trong sản phẩm cuối đạt khoảng 0,25 - 0,3%kl.

Giải pháp cải tiến hệ thống phun bọc sử dụng hóa chất VHCKK2000 thành hệ thống châm hóa chất UFC85 vào dung dịch urea nóng chảy được đưa vào chạy thử tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ từ cuối tháng 11/2011. Khi bổ sung UFC85 vào dòng dịch urea nóng chảy với hàm lượng xác định thì chất lượng sản phẩm hạt urea vẫn đạt theo tiêu chuẩn quy định và độ bền của sản phẩm được cải thiện đáng kể.

Theo đánh giá của Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP, Giải pháp đã mang lại giá trị làm lợi trực tiếp gần 16 tỷ đồng và giảm thời gian thi công, tiết kiệm được không gian do ít phải bổ sung các thiết bị mới. Ngoài ra, việc tăng độ cứng hạt urea từ đó giảm tạo mạt trong quá trình tàng trữ, vận chuyển, bảo quản đã giảm lượng bụi phát tán ra môi trường góp phần nâng cao sức khỏe người lao động, chất lượng sản phẩm và thương hiệu Đạm Phú Mỹ trên thị trường.

Trên cơ sở các lợi ích kinh tế đạt được, hiệu quả khoa học - công nghệ và tính sáng tạo của nhóm tác giả, Giải pháp "Cải tiến hệ thống phun bọc sử dụng hóa chất VHCKK2000 thành hệ thống châm hóa chất UFC85 nhằm tăng độ cứng hạt urea" đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam công nhận là Sáng kiến cấp Tập đoàn theo Quyết định số 053/QĐ-DKVN ngày 3/1/2014.

Nguyễn Việt Hưng giới thiệu

