

Dầu Khí



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

■ SỐ 5 - 2016

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

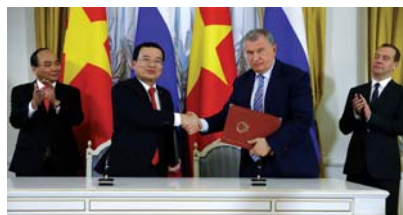
Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Mô Đại Hùng. Ảnh: PVEP

TIỂU ĐIỂM

VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA ĐẨY MẠNH HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev ký kết Tuyên bố chung về hợp tác Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Rosneft, ngày 16/5.

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga và tham dự Hội nghị cấp cao kỷ niệm 20 năm thiết lập quan hệ đối tác ASEAN - Liên bang Nga từ ngày 16 - 20/5/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội kiến Tổng thống Vladimir Putin, hội đàm với Thủ tướng Dmitry Medvedev nhằm củng cố, tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đẩy mạnh hợp tác toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực ưu tiên, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng, dầu khí, lĩnh vực hai nước nhất trí cần tăng cường hợp tác, hỗ trợ các liên doanh dầu khí của hai nước tại Việt Nam và ở Liên bang Nga hoạt động hiệu quả, mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như: lọc hóa dầu, sản xuất khí hóa lỏng... đồng thời mở rộng hợp tác sang các nước khác.

Mở rộng hợp tác trong lĩnh vực dầu khí

Ngày 16/5/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev. Lãnh đạo hai nước đánh giá cao việc các Bộ, Ngành liên quan đã chủ động và tích cực thực hiện triển khai các dự án hợp tác trong các lĩnh vực: năng lượng, dầu khí, khai khoáng, nông nghiệp... Hai bên nhất trí cần tăng cường hợp tác, hỗ trợ các liên doanh dầu khí của hai nước tại Việt Nam và Liên bang Nga hoạt động hiệu quả, mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như: lọc hóa dầu, sản xuất khí hóa lỏng... đồng thời mở rộng hợp tác sang các nước khác.

Sau cuộc hội đàm, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đã chứng kiến lễ ký kết 8 văn kiện hợp tác quan trọng giữa hai nước. Trong đó, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt

Nam Nguyễn Quốc Khánh đã ký Thỏa thuận hợp tác với Chủ tịch Rosneft Igor Sechin. Thỏa thuận hợp tác này sẽ tạo điều kiện cho Petrovietnam và Rosneft mở rộng hợp tác tại Liên bang Nga, Việt Nam và các nước thứ ba trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, chế biến dầu khí, thương mại, dịch vụ và đào tạo nhân lực. Hai bên cũng thống nhất xem xét khả năng và điều kiện hợp tác cơ bản, thành lập tổ công tác chung cho các lĩnh vực hợp tác. Chủ tịch Rosneft Igor Sechin nhấn mạnh: "Từ những thành công trong hợp tác với Petrovietnam trong thăm dò, khai thác ngoài khơi Việt Nam, Rosneft mong muốn mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực lọc hóa dầu, thương mại và dịch vụ dầu khí. Việc phát triển mở rộng việc tiếp thị sản phẩm ra thị trường châu Á - Thái Bình Dương, tạo động lực mới cho hoạt động lọc dầu trong khu vực".

6

TIỂU ĐIỂM

TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM KÝ BIÊN BẢN GHI NHỚ VỚI HONEYWELL VÀ MURPHY



Tổ trưởng Tập - Phó Tổng giám đốc chung tay Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ký biên bản ghi nhớ với Honeywell, ngày 17/5.

Nhân chuyến thăm chính thức Việt Nam của Tổng thống Mỹ Barack Obama, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Biên bản ghi nhớ (MOU) với hai công ty dầu khí lớn của Mỹ là Honeywell và Murphy Exploration & Production Company. Đây là cơ sở quan trọng để doanh nghiệp hai nước mở rộng hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.

Ngày 23/5/2016, tại Hà Nội, Hiệp và Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam (VCCI) đã tổ chức tiếp xúc doanh nghiệp, nhân chuyến thăm chính thức Việt Nam của Tổng thống Mỹ Barack Obama. Lãnh đạo doanh nghiệp hai nước đã tập trung trao đổi, thảo luận về các vấn đề quan trọng liên quan đến Hiệp định Đối tác Kinh tế Chiến lược xuyên Thái Bình Dương (TPP), các giải pháp phát triển kinh tế - thương mại trong đó có lĩnh vực dầu khí, năng lượng sạch...

Tại buổi tiếp xúc doanh nghiệp hai nước, TS. Nguyễn Quốc Thắng - Phó Tổng giám đốc thương mại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Biên bản ghi nhớ hợp tác với Honeywell. Theo đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Honeywell xác định

khả năng hợp tác trong các dự án hợp tác chung (lọc hóa dầu, lọc dầu, hóa dầu và các ngành liên quan, gồm cả hệ thống điều khiển tiến tiến, phát hiện khí, xử lý và đo lường khí, giám sát và điều khiển an ninh, giải pháp phần mềm tiến tiến, an ninh mạng). Để xúc tiến hợp tác, các bên sẽ thành lập nhóm công tác để các định, tìm hiểu và thúc đẩy sự phát triển của các dự án hợp tác chung.

Nhóm công tác ban đầu sẽ tập trung vào các điểm hợp tác chính về: Tư vấn chuyên nghiệp (lịch vụ tư vấn hỗ trợ phát triển kỹ thuật, tình hình thị trường và kỹ thuật của dự án), được thực hiện phù hợp với pháp luật Việt Nam, đảm bảo nguyên tắc công bằng, minh bạch, đem lại hiệu quả kinh tế và chia sẻ các kinh nghiệm tối ưu nhất trong

10

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. 35 năm xây dựng và phát triển công nghệ khai thác dầu và khí của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

22. Một số nét về hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn và ý nghĩa của việc nghiên cứu đối tượng này

29. Ứng dụng bơm điện chìm cho các giếng khai thác thân dầu móng nứt nẻ mở Su Tử Vàng

36. Nghiên cứu một số tính chất và khả năng tự đẩy dầu của phức nanosilica - chất hoạt động bề mặt



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

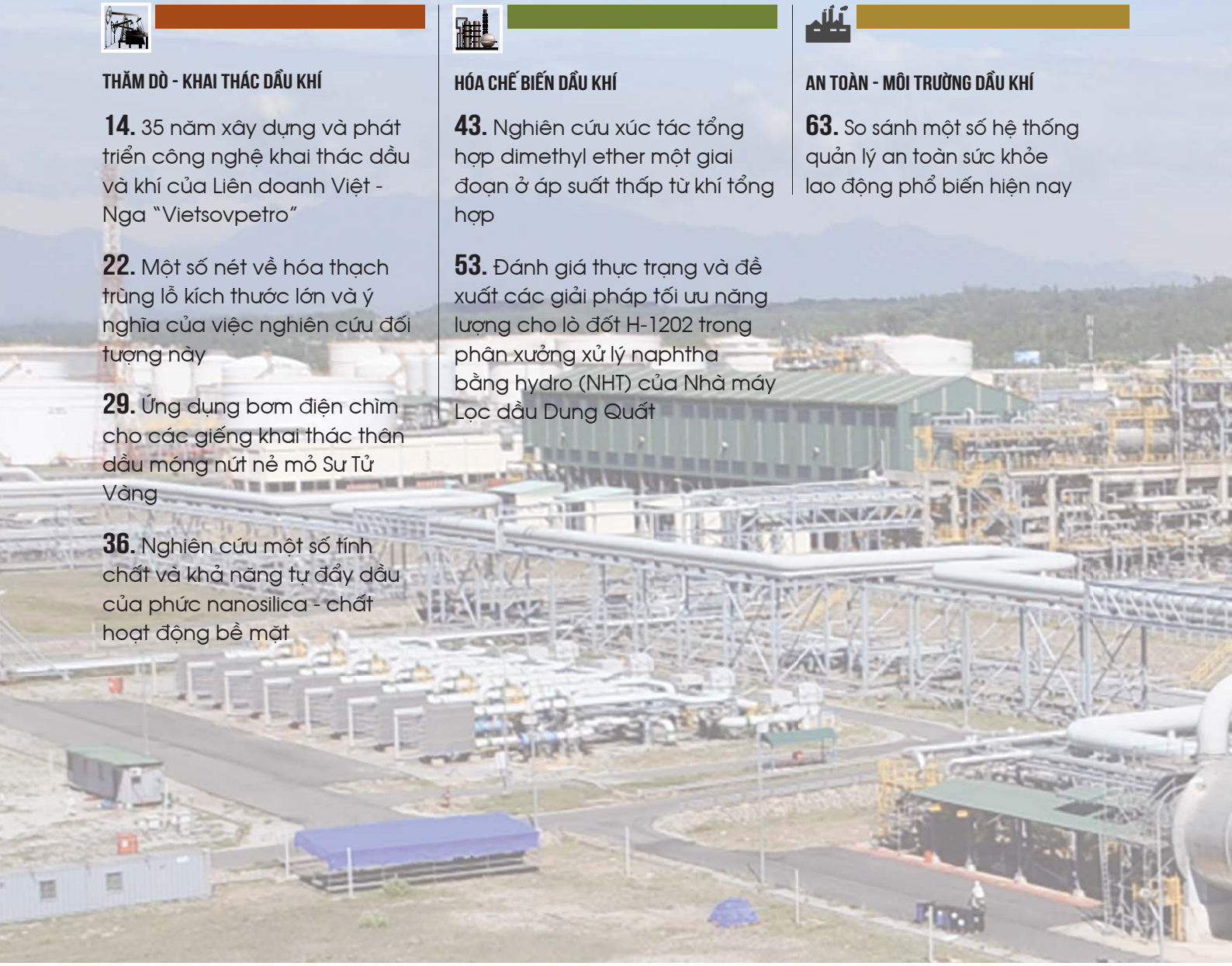
43. Nghiên cứu xúc tác tổng hợp dimethyl ether một giai đoạn ở áp suất thấp từ khí tổng hợp

53. Đánh giá thực trạng và đề xuất các giải pháp tối ưu năng lượng cho lò đốt H-1202 trong phân xưởng xử lý naphtha bằng hydro (NHT) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

63. So sánh một số hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động phổ biến hiện nay



THAM DO - KHAI THÁC DẦU KHÍ

35 NĂM XÂY DỰNG VÀ PHÁT TRIỂN CÔNG NGHỆ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ CỦA LIÊN DOANH VIỆT - NGÀ "VIETSOPEIRO"

TS. Nguyễn Thái Kháng, KS. Trần Văn Vĩnh, TS. Chu Văn Lương
TS. Tống Cảnh Sơn, KS. Phạm Trung Sơn, KS. Phạm Thành Vinh
Liên doanh Việt - Nga "Vietsopeiro"
Email: thuokhang26@gmail.com

Tóm tắt

Sau 35 năm thành lập, Vietsopeiro đã vượt qua nhiều khó khăn, thách thức, trở thành cánh chim đầu đàn trong lĩnh vực khai thác dầu khí tại Việt Nam. Với đội ngũ cán bộ, chuyên gia có trình độ khoa học cao cùng cơ sở vật chất tương xứng, Vietsopeiro đã và đang khai thác hiệu quả, bền vững các mỏ dầu khí tại thềm lục địa Nam Việt Nam, như các mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Gông Trừng, Thổ Trừng... Với từng giai đoạn khai thác mỏ, Vietsopeiro đã thực hiện nhiều nghiên cứu, thử nghiệm để đưa ra những lựa chọn công nghệ khai thác phù hợp, tối ưu cho hai đặc trưng cơ bản của dầu khí tại các mỏ của Vietsopeiro, đó là dầu trong đá móng và dầu nhiều paraffin có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao.

Trong bài báo này, nhóm tác giả tổng kết, rút ra các bài học kinh nghiệm trong nghiên cứu, lựa chọn và triển khai các giải pháp công nghệ trong lĩnh vực khai thác dầu khí ở các mỏ ngoài khơi của Vietsopeiro, đồng thời ứng dụng cho các mỏ khác tại thềm lục địa Nam Việt Nam, đóng góp cho sự phát triển của Vietsopeiro nói riêng và Ngành Dầu khí Việt Nam nói chung.

Từ khóa: Công nghệ khai thác, bơm ép nước, vận chuyển khí.

1. Quá trình nghiên cứu, ứng dụng, phát triển công nghệ và gia tăng sản lượng khai thác dầu khí ở Vietsopeiro

Giai đoạn 1986 - 1991 là thời kỳ đầu khai thác các mỏ dầu của Vietsopeiro. Năng lượng và của giếng dầu ở thời kỳ này rất cao nên phương pháp khai thác dầu tự phun được lựa chọn. Theo tiến trình khai thác, năng lượng và của giếng bị suy giảm, các phương pháp khai thác dầu cơ học được nghiên cứu và đưa vào triển khai và áp dụng. Tiến cơ sở thử nghiệm tại các mỏ dầu trên thềm (1, 2), Vietsopeiro đã tiến hành nghiên cứu và đánh giá các phương pháp khai thác khác nhau, từ đó lựa chọn phương pháp phù hợp với điều kiện cụ thể tại mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsopeiro.

Các giếng dầu tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng có độ sâu, nghiêng rất lớn nên các phương pháp khai thác dầu cơ học như máy bơm ngầm có cần truyền lực (máy bơm cần kéo, máy bơm xoắn) và máy bơm phun tia không thể áp dụng. Phương pháp khai thác dầu bằng khí nén (gaslift), bơm điện lý tâm ngầm và máy bơm piston thủy lực ngầm được đánh giá sơ bộ là phù hợp với điều kiện khai thác tại các mỏ của Vietsopeiro đã được nghiên cứu và thử nghiệm.

- Phương pháp sử dụng máy bơm piston thủy lực ngầm:

Tại gần cố định MSP-1 đã tiến hành thử nghiệm khai thác dầu bằng máy bơm piston thủy lực ngầm. Tuy nhiên, tổ hợp máy bơm piston thủy lực này đã ngừng hoạt động

sau thời gian ngắn thử nghiệm do các chất cặn bẩn, tạp chất cơ học làm hỏng máy bơm. Như vậy, thử nghiệm khai thác dầu bằng máy bơm piston thủy lực ngầm tại gần MSP-1 mỏ Bạch Hổ cho thấy phương pháp này không hiệu quả với các vỉa dầu có chứa hàm lượng lớn các cặn bẩn và tạp chất cơ học.

- Khai thác dầu bằng bơm điện lý tâm ngầm:

Giai đoạn 1991 - 1998, bơm điện lý tâm ngầm đã được tiến hành thử nghiệm sử dụng tại mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, kết quả thử nghiệm tại mỏ Bạch Hổ không khả quan do nhiệt độ vỉa dầu của mỏ Bạch Hổ tại thời điểm thử nghiệm rất cao (> 100°C), làm hỏng cáp điện của máy bơm. Tại mỏ Rồng, thử nghiệm được tiến hành từ năm 1995. Sơ vẽ mỏ Bạch Hổ, nhiệt độ vỉa dầu ở mỏ Hồng thấp hơn nên các sự cố về cáp điện của bơm điện lý tâm ngầm không xảy ra. Tuy nhiên, đặc điểm các tầng trầm tích của mỏ Rồng là cát kết bột nên lượng cát, tạp chất cơ học trong sản phẩm khí lớn. Bơm điện lý tâm ngầm hay bị sự cố và phải thường xuyên ngừng vận hành khai thác. Như vậy, kết quả thử nghiệm khai thác dầu bằng bơm điện lý tâm ngầm tại mỏ Bạch Hổ và Rồng cho thấy phương pháp này không hiệu quả đối với các vỉa dầu có nhiệt độ cao và vỉa dầu chứa hàm lượng lớn cát và tạp chất cơ học.

- Khai thác dầu bằng gaslift:

Năm 1994, Vietsopeiro bắt đầu thử nghiệm khai thác dầu bằng phương pháp gaslift, sử dụng khí đồng hành. Kết quả nghiên cứu thực tế tại các giếng của Vietsopeiro

TIÊU ĐIỂM

Việt Nam - Liên bang Nga

đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí 6

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ký biên bản ghi nhớ

với Honeywell và Murphy 10

Hoạt động sáng kiến,

sáng chế mang lại hiệu quả kinh tế thiết thực 12

TIN TỨC SỰ KIỆN

Thúc đẩy quan hệ hợp tác dầu khí Việt Nam - Kuwait 69

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

làm việc với Petronas 69

Tập chí Dầu khí công bố giải "Bài báo khoa học có chất lượng"

năm 2015 70

PVEP ủy quyền điều hành Lô 16-2 cho PVEP Overseas 70

Nghiên cứu thu hồi và sản xuất CO₂ lỏng thương mại

từ khí thải Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 71

PVEP đẩy mạnh hoạt động sáng kiến 71

PVC ký hợp đồng 2 gói thầu thuộc Dự án Nhà máy Nhiệt điện

Sông Hậu 1 72

Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã đạt mốc sản lượng 9 triệu tấn 72

Chia sẻ kinh nghiệm bảo dưỡng, sửa chữa và vận hành 73

PV OIL Nam Định đón nhận Huân chương Lao động hạng Ba 73

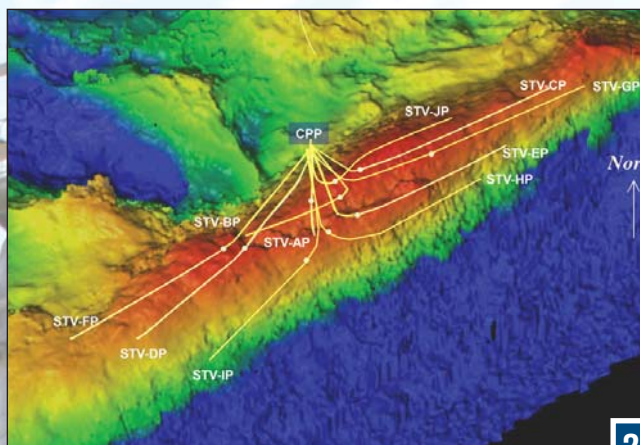
Empty Quarter - hy vọng của ngành dầu mỏ Saudi Arabia 74

Iran sẵn sàng tham gia đóng băng sản lượng dầu mỏ 74

Nhà máy khí đốt Shetland đáp ứng 8% nhu cầu khí đốt của Anh ... 75

Cuba phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo 75

CONTENTS



29

FOCUS

- 6.** Vietnam, Russia strengthen co-operation in the field of oil and gas
- 10.** Petrovietnam signs MOU with Honeywell and Murphy
- 12.** Initiatives and inventions bring concrete economic efficiency

SCIENTIFIC RESEARCH

- 14.** 35 years of establishment and development of Vietsovpetro's oil and gas production technology
- 22.** Some features of larger foraminifera fossils and significance of their study
- 29.** ESP application in Su Tu Vang fractured basement reservoir
- 36.** Study on the characteristics of nanosilica-surfactant complex and its oil displacement efficiency
- 43.** One-step synthesis of dimethyl ether from syngas mixture at low pressure
- 53.** Evaluation of current status and proposing optimal solutions for fired heater H-1202 of naphtha hydrotreating unit in Dung Quat refinery
- 63.** Comparing some popular occupational safety and health management systems

NEWS

- 69.** Oil and gas co-operation between Vietnam and Kuwait to be boosted
- 69.** Petrovietnam's President and CEO has a working meeting with Petronas
- 70.** Petrovietnam Journal announces "Outstanding scientific articles of the year" prizes for 2015
- 70.** PVEP Overseas assigned to operate Block 16-2
- 71.** Study for recovery and production of commercial liquid CO₂ from emissions of Nhon Trach 2 Power Plant
- 72.** Contract signed by PVC for 2 tender packages of Song Hau 1 Thermal Power Plant Project
- 73.** PV OIL Nam Dinh receives Third-class Labour Medal
- 74.** Empty Quarter – the hope of Saudi Arabia's oil industry
- 75.** Shetland Gas Plant to meet 8% of Britain's gas requirements

Thư chúc mừng

NHÂN NGÀY KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM

Hà Nội, ngày 17 tháng 5 năm 2016

Kính gửi: Toàn thể cán bộ Khoa học công nghệ và quản lý Khoa học công nghệ
tại các Ban của Tập đoàn và các đơn vị thành viên của Tập đoàn

Nhân kỷ niệm ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ 3 (18/5/2016), thay mặt Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin gửi tới các thế hệ cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ trong toàn Tập đoàn lời chúc mừng nồng nhiệt và những tình cảm tốt đẹp nhất.

Hai năm vừa qua kể từ ngày Thủ tướng Chính phủ công bố ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam, hoạt động khoa học công nghệ (KHCN) trong toàn Tập đoàn đã có những khởi sắc rõ rệt, nhận thức về vai trò, vị trí của khoa học công nghệ đã dần được nâng cao.

Bước sang năm 2016, trước bối cảnh kinh tế thế giới và trong nước có nhiều diễn biến phức tạp theo chiều hướng không thuận lợi, đặc biệt là giá dầu vẫn tiếp tục duy trì ở mức thấp, hoạt động sản xuất kinh doanh của toàn Tập đoàn nhìn chung hết sức khó khăn và đầy thách thức. Tôi tin tưởng rằng với năng lực và nhiệt huyết của mình, mỗi cán bộ KHCN Dầu khí sẽ nỗ lực, chủ động, sáng tạo, triển khai các giải pháp khoa học công nghệ góp phần chung sức cùng toàn Tập đoàn vượt qua giai đoạn khó khăn này, hoàn thành thắng lợi nhiệm vụ sản xuất kinh doanh năm 2016, tạo tiền đề để hoàn thành kế hoạch 5 năm 2016 - 2020.

Để khoa học và công nghệ tiếp tục là khâu đột phá, là động lực thúc đẩy sự phát triển bền vững của Tập đoàn, tôi đề nghị các đơn vị trong thời gian tới:

- Tiếp tục quan tâm, đầu tư hơn nữa đến hoạt động KHCN tại đơn vị mình thông qua việc nghiêm túc trích lập và sử dụng có hiệu quả Quỹ Phát triển KHCN của đơn vị; có chính sách, cơ chế trong sử dụng cán bộ KHCN, đào tạo, bồi dưỡng, trọng dụng các nhà khoa học, đặc biệt là các nhà khoa học trẻ tài năng;

- Viện Dầu khí Việt Nam, với vai trò là tổ chức khoa học công nghệ hàng đầu của ngành, cần: (i) Tích cực triển khai các chương trình, kế hoạch nghiên cứu dài hạn, chuyên sâu phục vụ mục tiêu phát triển bền vững của Tập đoàn; (ii) Nâng cao chất lượng nghiên cứu, đảm bảo tiến độ các đề tài, nhiệm vụ nghiên cứu cho các đối tác, trong đó có Tập đoàn; (iii) Tích cực quảng bá, tiếp thị, cung ứng dịch vụ KHCN cho các đơn vị trong, ngoài ngành;

- Viện, Trung tâm nghiên cứu và triển khai công nghệ thuộc các đơn vị như Viện NIPI (Vietsovpetro), PVEP, PV Engineering... cần tập trung đẩy mạnh nghiên cứu ứng dụng KHCN, phát triển các phương án, giải pháp quản lý, sáng kiến cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất, nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của đơn vị và của toàn Tập đoàn.

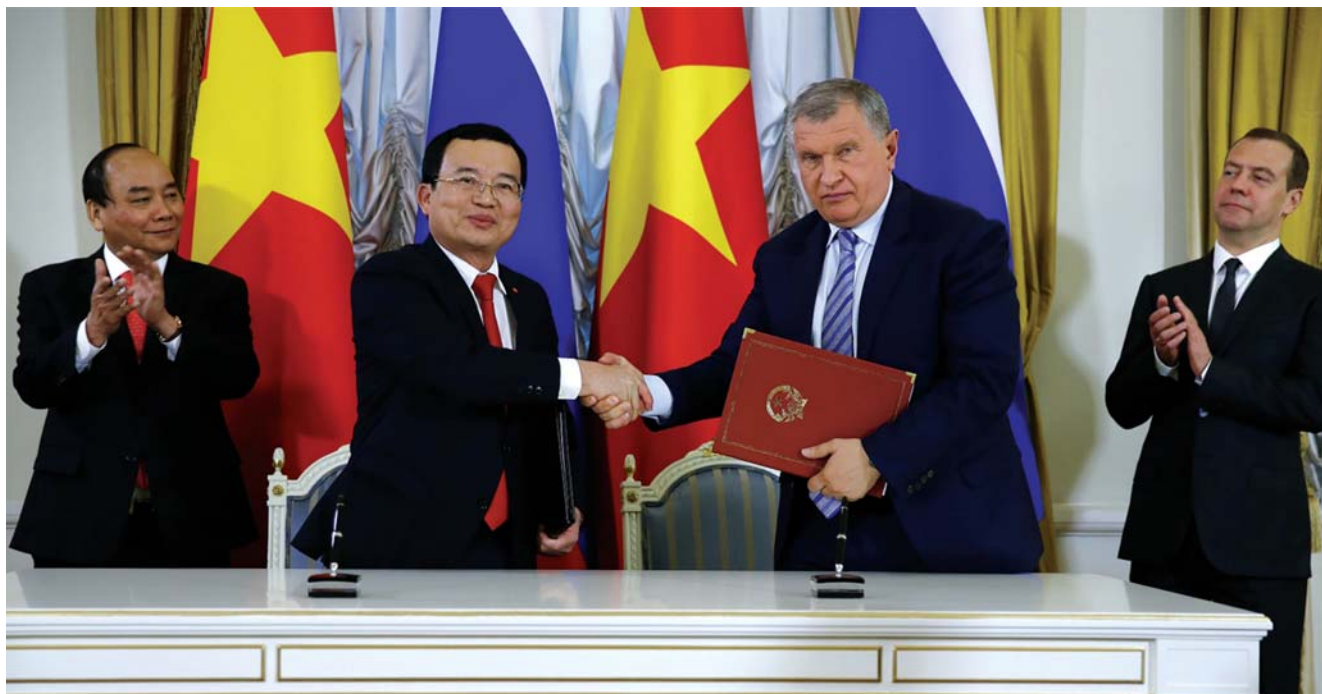
Một lần nữa tôi xin chúc toàn thể cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ cùng gia đình dồi dào sức khỏe, hạnh phúc, đạt được thành tích cao trong sự nghiệp phát triển khoa học công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Chào thân ái.

THÀNH VIÊN HỘI ĐỒNG THÀNH VIÊN
TỔNG GIÁM ĐỐC

Nguyễn Vũ Trường Sơn

VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA ĐẨY MẠNH HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev chứng kiến Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Rosneft. Ảnh: Ria Novosti

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga và tham dự Hội nghị cấp cao kỷ niệm 20 năm thiết lập quan hệ đối tác ASEAN - Liên bang Nga từ ngày 16 - 20/5/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội kiến Tổng thống Vladimir Putin, hội đàm với Thủ tướng Dmitry Medvedev nhằm củng cố, tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng, dầu khí. Lãnh đạo hai nước nhất trí cần tăng cường hợp tác, hỗ trợ các liên doanh dầu khí của hai nước tại Việt Nam và ở Liên bang Nga hoạt động hiệu quả, mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như: lọc hóa dầu, sản xuất khí hóa lỏng... đồng thời mở rộng hợp tác sang các nước thứ ba.

Mở rộng hợp tác trong lĩnh vực dầu khí

Ngày 16/5/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev. Lãnh đạo hai nước đánh giá cao việc các Bộ, Ngành liên quan đã chủ động và tích cực thúc đẩy triển khai các dự án hợp tác trong các lĩnh vực năng lượng, dầu khí, khai khoáng, nông nghiệp... Hai bên nhất trí cần tăng cường hợp tác, hỗ trợ các liên doanh dầu khí của hai nước tại Việt Nam và Liên bang Nga hoạt động hiệu quả, mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như: lọc hóa dầu, sản xuất khí hóa lỏng... đồng thời mở rộng hợp tác sang các nước thứ ba.

Sau cuộc hội đàm, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đã chứng kiến lễ ký kết 8 văn kiện hợp tác quan trọng giữa hai nước. Trong đó, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt

Nam Nguyễn Quốc Khánh đã ký Thỏa thuận hợp tác với Chủ tịch Rosneft Igor Sechin. Thỏa thuận hợp tác này sẽ tạo điều kiện cho Petrovietnam và Rosneft mở rộng hợp tác tại Liên bang Nga, Việt Nam và các nước thứ ba trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, chế biến dầu khí, thương mại, dịch vụ và đào tạo nhân lực. Hai bên cũng thống nhất xem xét khả năng và điều kiện hợp tác cơ bản, thành lập tổ công tác chung cho các lĩnh vực hợp tác. Chủ tịch Rosneft Igor Sechin nhấn mạnh: "Từ những thành công trong hợp tác với Petrovietnam trong thăm dò khai thác ngoài khơi Việt Nam, Rosneft mong muốn mở rộng hoạt động sang các lĩnh vực lọc hóa dầu, thương mại và dịch vụ dầu khí. Việc phát triển sang các lĩnh vực này sẽ giúp tập đoàn mở rộng việc tiếp thị sản phẩm ra thị trường châu Á - Thái Bình Dương, tạo động lực mới cho hoạt động lọc dầu trong khu vực".



Lễ ký hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 16-01/15. Ảnh: Dmitry Astakhov

Đồng thời, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh và Chủ tịch Gazprom Alexey Miller đã ký Biên bản ghi nhớ về hợp tác trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam và các nước thứ ba. Biên bản ghi nhớ này nhằm mở rộng hợp tác giữa Petrovietnam và Gazprom tại các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam và các nước thứ 3. Bên cạnh đó, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Gazprom cũng ký văn bản bổ sung gia hạn Thỏa thuận hợp tác về đào tạo; Biên bản ghi nhớ về hợp tác trong lĩnh vực điện. Đây sẽ là tiền đề để các bên (hoặc trực tiếp hoặc gián tiếp thông qua các công ty con/công ty chi phối) bước đầu tiến hành nghiên cứu phát triển các dự án điện tiềm năng gồm: Dự án Nhà máy Điện Sơn Mỹ 2 sử dụng LNG nhập khẩu tại cảng Sơn Mỹ (Bình Thuận); Dự án Trung tâm Điện lực tại miền Trung Việt Nam, sử dụng khí Lô 112 do Công ty Điều hành Dầu khí Vietgazprom là nhà điều hành; và các dự án

điện tiềm năng khác trên lãnh thổ Việt Nam.

Cũng trong dịp này, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đã chứng kiến Lễ ký hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 16-01/15 giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" (nhà điều hành - 51%); Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP - 29%); Công ty TNHH Tập đoàn Bitexco (10%) và Công ty CP Sovico (10%).

Hợp tác giữa doanh nghiệp dầu khí hai nước

Ngày 17/5/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã đi thăm và làm việc với Zarubezhneft. Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey Ivanovich Kudryashov đã báo cáo với Thủ tướng kết quả hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, việc triển khai các dự án tại Việt Nam và Liên bang Nga.

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" là minh chứng

TỔNG THỐNG LIÊN BANG NGA TRAO HUÂN CHƯƠNG HỮU NGHỊ CHO CHỦ TỊCH HĐTV TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM



Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin trao tặng Huân chương Hữu nghị cho Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh.

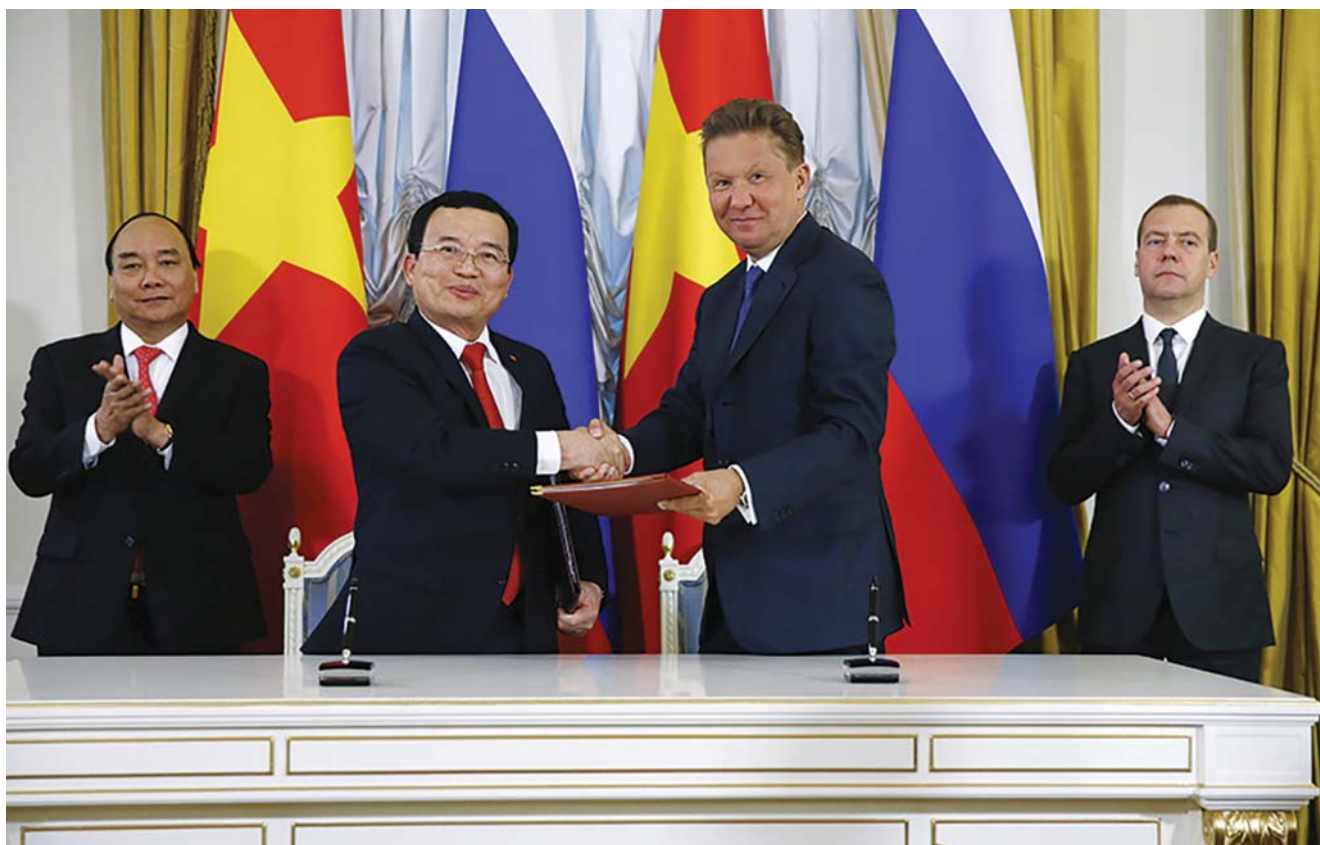
Ảnh: PVN

Ngày 19/5/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội kiến Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khẳng định Đảng, Nhà nước và Chính phủ Việt Nam luôn coi Liên bang Nga là ưu tiên chiến lược quan trọng trong triển khai chính sách đối ngoại đa phương hóa và hội nhập quốc tế; đồng thời sẽ chủ động thúc đẩy tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga theo hướng thực chất và hiệu quả. Tổng thống Vladimir Putin khẳng định Việt Nam luôn là một trong những ưu tiên đối ngoại của Liên bang Nga tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương.

Lãnh đạo hai nước khẳng định quyết tâm tăng cường quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga; nhất trí tiếp tục phối hợp chặt chẽ và chú trọng nâng cao hiệu quả của các chương trình và dự án hợp tác trọng điểm, đặc biệt là trong trao đổi thương mại, dầu khí...

Nhân dịp này, Tổng thống Vladimir Putin đã trao Huân chương Hữu nghị của Liên bang Nga cho Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh; Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã trao Huân chương Hữu nghị của Việt Nam cho Chủ tịch Rosneft Igor Sechin.

Cùng ngày, tại Diễn đàn "Hướng tới sự hợp tác kinh tế Liên bang Nga - ASEAN: Các cơ chế, động lực và phương tiện cần thiết cho sự phát triển", Tổng giám đốc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" Từ Thành Nghĩa đã trình bày tham luận "Kinh nghiệm hợp tác trong lĩnh vực dầu khí và triển vọng phát triển hợp tác giữa các công ty Việt Nam và đối tác từ Liên bang Nga và các nước ASEAN".



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh và Chủ tịch Gazprom Alexey Miller ký Biên bản ghi nhớ. Ảnh: Gazprom

cho sự hợp tác rất có hiệu quả và tin cậy giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Từ khi thành lập ngày 19/6/1981 đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được 220 triệu tấn dầu thô, đưa vào bờ gần 30 tỷ m³ khí đồng hành, tổng doanh thu đạt trên 74 tỷ USD, đóng góp gần 47 tỷ USD cho ngân sách Nhà nước.

Ngoài ra, Zarubezhneft còn tham gia góp vốn (50%) thành lập Công ty Dầu khí Việt - Nga - Nhật (VRJ) cùng các đối tác Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP - 35%) và Idemitsui (15%). VRJ đang cùng Vietsovpetro khai thác mỏ Nam Rồng - Đôi Mối.

Ở Liên bang Nga, Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thành lập Công ty Liên doanh Rusvietpetro ngày 15/12/2009, đang thực hiện các hoạt động thăm dò, phát triển khai thác 13 mỏ dầu tại 4

lô dầu khí trên đất liền thuộc Khu tự trị Nenetskiy.

Tổng giám đốc Zarubezhneft cho biết, việc giá dầu thế giới giảm mạnh ảnh hưởng lớn đến công tác thăm dò và khai thác dầu khí, do đó các liên doanh đã phải triển khai các biện pháp ứng phó để bảo đảm hoạt động hiệu quả. Tổng giám đốc Zarubezhneft cảm ơn sự ủng hộ của Chính phủ Việt Nam và khẳng định sẽ tiếp tục cố gắng đẩy mạnh hợp tác với các doanh nghiệp dầu khí Việt Nam trong thời gian tới.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao quan hệ hợp tác giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đặc biệt là các công ty liên doanh Vietsovpetro và Rusvietpetro là biểu hiện cụ thể và sinh động cho quan hệ đối tác chiến lược toàn diện giữa Việt Nam và Liên bang Nga. Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc khẳng định Chính phủ

Việt Nam luôn ủng hộ và tạo điều kiện thuận lợi cho hợp tác bền vững, lâu dài, cùng có lợi trong lĩnh vực dầu khí giữa hai nước nói chung và giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft nói riêng.

Trên cơ sở đó, Thủ tướng Chính phủ ủng hộ doanh nghiệp của hai nước tiếp tục nghiên cứu, mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba; đồng thời đề nghị hai bên tích cực nghiên cứu để tìm ra các hướng hợp tác mới như: chế biến các sản phẩm dầu mỏ, sản xuất nhiên liệu động cơ, ứng dụng công nghệ xanh.

Viết lưu niệm trong sổ truyền thống của Zarubezhneft, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc bày tỏ tin tưởng trên cơ sở quan hệ hữu nghị truyền thống lâu đời và bền chặt giữa Việt Nam và Liên bang Nga; sự hợp tác giữa Tập đoàn Dầu



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc làm việc với Gazprom. Ảnh: PVN



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc làm việc với Zarubezhneft. Ảnh: PVN

khí Việt Nam và Zarubezhneft sẽ tiếp tục phát triển mạnh mẽ trong thời gian tới.

Cùng ngày, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã đến thăm và làm việc với Tập đoàn Gazprom. Chủ tịch Gazprom Alexey Miller cảm ơn sự ủng hộ của Chính phủ Việt Nam và sự hợp tác hiệu quả của các đối tác Việt Nam trong việc triển khai các dự án hợp tác chung.

Tại Việt Nam, Gazprom đã triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại 9 lô hợp đồng, trong đó có các khu vực nước sâu, xa bờ. Công ty Liên doanh Điều hành Vietgazprom đã có các phát hiện dầu khí quan trọng tại mỏ Báo Vàng, Báo Trắng, Báo Đen. Từ năm 2008 đến nay, Vietgazprom triển khai công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở khu vực nước sâu, xa bờ (Lô 129 - 132). Từ năm 2013, Gazprom tham gia khai thác khí và condensate ở mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh (Lô 05-2, 05-3) do Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) điều hành. Năm 2015, Công ty TNHH Khí nhiên liệu Giao thông Vận tải (PVGAZPROM NGV) được thành lập với sự tham gia của Gazprom International (35,5%), Gazprom Gazomotornoye Toplivo (35,5%) và PV GAS (29%). Gazprom có kế hoạch xây dựng nhà máy khí hóa lỏng (công suất 250.000 tấn/năm) và hệ thống các trạm sang chiết, cung cấp khí hóa lỏng tại khu

vực phía Nam để cung cấp nguồn khí tự nhiên cho phương tiện giao thông vận tải và công nghiệp.

Tại Liên bang Nga, Công ty Liên doanh Gazpromviet được thành lập năm 2009 (với sự tham gia của Gazprom - 51% và Petrovietnam - 49%) để phát triển khai thác mỏ Nagumanovskoye (tỉnh Orenburg) và mỏ Severo-Purovskoye (khu tự trị Yamal-Nenets).

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khẳng định hợp tác năng lượng là một trong những trụ cột quan trọng trong quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga. Chính phủ Việt Nam luôn tạo điều kiện thuận lợi để các doanh nghiệp Liên bang Nga đầu tư tại Việt Nam, đồng thời mong muốn Gazprom tiếp tục mở rộng hợp tác đầu tư tại Việt Nam trong các lĩnh vực truyền thống (như tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, cung cấp dầu thô) và mở rộng sang các lĩnh vực mới (như lọc hóa dầu, sản xuất khí nhiên liệu dùng cho động cơ ô tô...).

Chuyến thăm chính thức Liên bang Nga của Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã góp phần quan trọng thúc đẩy quan hệ đối tác chiến lược toàn diện giữa Việt Nam - Liên bang Nga, trong đó tạo điều kiện thuận lợi để phát triển

ASEAN - LIÊN BANG NGA: TĂNG CƯỜNG AN NINH NĂNG LƯỢNG

Từ ngày 19 - 20/5/2016, tại Sochi, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã tham dự Hội nghị cấp cao kỷ niệm 20 năm thiết lập quan hệ đối tác đối thoại ASEAN - Liên bang Nga. Tuyên bố chung của Hội nghị hướng tới quan hệ đối tác chiến lược vì lợi ích chung. Trong lĩnh vực kinh tế, các bên cam kết tăng cường hợp tác bảo đảm an ninh năng lượng, bao gồm sử dụng hiệu quả năng lượng, cũng như khả năng tiếp cận, khả năng chi trả và tính bền vững của năng lượng, cùng nhau phát triển công nghệ năng lượng tái tạo và năng lượng sạch. Thăm dò hợp tác trong các lĩnh vực dầu khí, điện lực, sử dụng hiệu quả năng lượng, năng lượng hạt nhân dân sự và năng lượng tái tạo nhằm tăng cường an ninh năng lượng.

lĩnh vực dầu khí. Với việc tích cực triển khai các hoạt động hợp tác, một lần nữa khẳng định quan hệ hợp tác trong lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng đã, đang và sẽ đóng vai trò trụ cột, góp phần quan trọng thúc đẩy quan hệ hợp tác kinh tế thương mại và đầu tư giữa hai nước cũng như củng cố quan hệ hữu nghị truyền thống Việt Nam - Liên bang Nga.

Nguyễn Hoàng

TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM KÝ BIÊN BẢN GHI NHỚ VỚI HONEYWELL VÀ MURPHY



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ký Biên bản ghi nhớ với Honeywell. Ảnh: PVN

Nhân chuyến thăm chính thức Việt Nam của Tổng thống Mỹ Barack Obama, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Biên bản ghi nhớ (MOU) với hai công ty dầu khí lớn của Mỹ là Honeywell và Murphy Exploration & Production Company. Đây là cơ sở quan trọng để doanh nghiệp hai nước mở rộng hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.

Ngày 23/5/2016, tại Hà Nội, Hiệp hội Thương mại Mỹ (AmCham) và Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam (VCCI) đã tổ chức tiếp xúc doanh nghiệp, nhân chuyến thăm chính thức Việt Nam của Tổng thống Mỹ Barack Obama. Lãnh đạo doanh nghiệp hai nước đã tập trung trao đổi, thảo luận về các vấn đề quan trọng liên quan đến Hiệp định Đối tác Kinh tế Chiến lược xuyên Thái Bình Dương (TPP), các giải pháp phát triển kinh tế - thương mại trong đó có lĩnh vực dầu khí, năng lượng sạch...

Tại buổi tiếp xúc doanh nghiệp hai nước, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Biên bản ghi nhớ hợp tác với Honeywell. Theo đó, Tập đoàn

Dầu khí Việt Nam và Honeywell xác định khả năng hợp tác trong các dự án hợp tác chung (dự án dầu khí, lọc dầu, hóa dầu và các ngành liên quan, gồm cả hệ thống điều khiển tiên tiến; phát hiện khí; xử lý và đo lường khí; giám sát và điều khiển ăn mòn, giải pháp phần mềm tiên tiến; an ninh mạng). Để xúc tiến hợp tác, các bên sẽ thành lập nhóm công tác để xác định, tìm hiểu và thúc đẩy sự phát triển của các dự án hợp tác chung.

Nhóm công tác ban đầu sẽ tập trung vào các điểm hợp tác chính về: Tư vấn chuyên nghiệp (dịch vụ tư vấn hỗ trợ thiết kế kỹ thuật, tính khả thi về kinh tế và kỹ thuật của dự án..) được thực hiện phù hợp với pháp luật Việt Nam, đảm bảo nguyên tắc công bằng, minh bạch, đem lại hiệu quả kinh tế; chia sẻ



Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Murphy Exploration & Production Company. Ảnh: PVN

Theo Bộ Kế hoạch và Đầu tư, trong 4 năm gần đây, kim ngạch thương mại hai chiều Việt Nam - Mỹ tăng trung bình 20%/năm. Trong lĩnh vực đầu tư nước ngoài tại Việt Nam, Mỹ đang đứng vị trí thứ 8 với 808 dự án và tổng vốn đăng ký khoảng 11,6 tỷ USD.

các kinh nghiệm tối ưu nhất trong ngành công nghiệp dầu mỏ và khí đốt với các công nghệ đỉnh cao của Honeywell, các công nghệ cho nhà máy lọc dầu và hóa dầu, hệ thống điều khiển tiên tiến, thiết bị dò khí đốt, xử lý khí, an toàn và an ninh cho các cơ sở vật chất, công nghệ về ăn mòn và an ninh mạng.

Honeywell là tập đoàn hàng đầu của Mỹ trong lĩnh vực sản xuất các vật liệu tiên tiến, cung cấp các quy trình công nghệ và giải pháp điều khiển tự động hóa tối ưu cho các ngành công nghiệp. Honeywell đã và đang cung cấp các giải pháp điều khiển và tự động hóa, các dịch vụ quản lý công nghệ, các giải pháp an toàn cho các

dự án thăm dò khai thác và chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên như: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS)...

Cũng tại sự kiện này, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Biên bản ghi nhớ với Murphy Exploration & Production Company. Về phạm vi hợp tác, Biên bản ghi nhớ phân tích và đánh giá sự quan tâm và các cơ hội hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Murphy Exploration & Production Company về các dự án thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam, Mỹ và các nước thứ ba; tiếp tục các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong khuôn khổ các hợp đồng dầu khí đã được ký kết.

Biên bản ghi nhớ này cũng ghi nhận sự quan tâm của Murphy Exploration & Production Company và các công ty chi nhánh về việc

tham gia vào các dự án thăm dò, khai thác dầu khí khác ở Việt Nam, đặc biệt ở bể Cửu Long (các Lô 15-1/05, 15-2/15 và các lô lân cận) và các dự án khí ở bể Malay - Thổ Chu; hợp tác trong lĩnh vực nâng cao kỹ năng nghề nghiệp và trao đổi chuyên môn; tổ chức các hội thảo, hội nghị và triển lãm nhằm thu hút đầu tư trong lĩnh vực dầu khí tại Việt Nam và Mỹ.

Murphy Exploration & Production Company là công ty con của Murphy Oil Corporation - Tập đoàn dầu khí hàng đầu của Mỹ, có hoạt động rộng khắp trên toàn thế giới, trong đó có 4 khu vực trọng điểm gồm: Vịnh Mexico, Địa Trung Hải, Đông Nam Á và Australia. Murphy Oil Corporation có tiềm năng tài chính, kinh nghiệm chuyên sâu và công nghệ cao trong các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, đặc biệt là với các đối tượng dầu khí ở khu vực nước sâu, xa bờ. Sản lượng khai thác trung bình của Murphy Oil Corporation trong năm 2015 đạt trên 207.903 thùng quy dầu/ngày.

Quang Minh

HOẠT ĐỘNG SÁNG KIẾN, SÁNG CHẾ MANG LẠI HIỆU QUẢ KINH TẾ THIẾT THỰC

Ngày 16/5/2016, nhân kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội nghị về công tác quản lý khoa học công nghệ lần thứ hai với chủ đề “Quản lý hoạt động sáng kiến, sáng chế và hợp lý hóa sản xuất”. Hội nghị tập trung đánh giá công tác tổ chức quản lý hoạt động sáng kiến, sáng chế trong toàn Tập đoàn, chia sẻ kinh nghiệm và đề xuất các giải pháp để khuyến khích, thúc đẩy hoạt động sáng kiến, sáng chế tại các đơn vị, là động lực thúc đẩy phong trào lao động sáng tạo, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực, Chủ tịch Hội đồng Sáng kiến Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Hồng Ngọc

Hội nghị đã nghe tham luận về công tác sáng kiến, sáng chế, cải tiến hợp lý hóa sản xuất của Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Công ty TNHH MTV Dịch vụ Khảo sát và Công trình ngầm PTSC... Trong đó, các đơn vị chia sẻ một số khó khăn, vướng mắc như: các văn bản hướng dẫn của Nhà nước cho việc khuyến khích hoạt động sáng kiến tại doanh nghiệp chưa rõ ràng; thủ tục hành chính nặng nề; thiếu kinh phí triển khai do các công nghệ cần được kiểm định nhiều lần trước khi triển khai và áp dụng vào thực tế; việc ước tính, đánh giá hiệu quả áp

dụng của các sáng kiến, sáng chế chưa có hướng dẫn cụ thể gây khó khăn trong quá trình triển khai thực hiện... Trên cơ sở đó, Hội nghị tập trung thảo luận về công tác tổ chức quản lý hoạt động sáng kiến, sáng chế; các giải pháp nhằm thúc đẩy và khuyến khích hoạt động sáng kiến, sáng chế và định hướng triển khai công tác này trong thời gian tới.

Tại Hội nghị, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực, Chủ tịch Hội đồng Sáng kiến Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định hoạt động sáng kiến, sáng chế trong thời gian qua đã đóng góp tích cực vào thành công chung của Tập đoàn, từng bước khẳng định vai trò và vị trí của khoa học công nghệ nói chung, công tác sáng kiến, sáng chế nói riêng trong hoạt động sản xuất kinh doanh. Trong đó, có các sáng kiến, sáng chế mang lại hiệu quả kinh tế cao, góp phần đào tạo,

nâng cao chất lượng chuyên môn của đội ngũ cán bộ kỹ thuật và được công nhận ở cấp quốc gia. Tuy nhiên, TS. Nguyễn Quốc Thập cho rằng về tổng thể, hoạt động sáng kiến, sáng chế chưa thực sự tương xứng với tiềm năng và nhu cầu thực tế.

Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị các đơn vị cần tăng cường hoạt động sáng kiến, sáng chế về chất lượng và số lượng để tương xứng với quy mô và nhu cầu phát triển của Tập đoàn trong thời gian tới. Để cải thiện và nâng cao công tác tổ chức, thực hiện cải cách hành chính trong hoạt động sáng kiến sáng chế, nhằm từng bước gắn kết hoạt động này thành một khối thống nhất, phát huy tối đa tiềm lực, sức mạnh hiện có, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục kiện toàn Hội đồng Sáng kiến. Trong đó, xác định



Hội nghị về công tác quản lý khoa học công nghệ lần thứ hai. Ảnh: Hồng Ngọc



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực, Chủ tịch Hội đồng Sáng kiến Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Nghiêm Thùy Lan trao tặng Giấy chứng nhận sáng kiến cấp Tập đoàn năm 2015. Ảnh: Hồng Ngọc

rõ chức năng nhiệm vụ, điều chỉnh Quy chế hoạt động của Hội đồng làm cơ sở, định hướng cho hoạt động sáng kiến, sáng chế trong thời gian tới.

TS. Nguyễn Quốc Thập đề nghị Ban Khoa học Công nghệ tiếp thu các ý kiến tại Hội nghị, rà soát và chỉnh sửa Quy chế quản lý hoạt động sáng kiến, sáng chế của Tập

đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong đó, nghiên cứu đề xuất thử nghiệm tiêu chí đánh giá, chấm điểm trong quá trình thẩm định, công nhận sáng kiến; bổ sung quy định riêng về hoạt động sáng chế; đề xuất mức thưởng và thù lao cho hoạt động sáng kiến với cơ chế mềm dẻo, dễ áp dụng để khuyến khích các nhà khoa học và các nhà sáng tạo; xây dựng diễn đàn quản lý sáng kiến, sáng chế; đẩy

Chỉ tính riêng 6 đơn vị gồm: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) từ năm 2005 đến nay đã có 1.949 giải pháp được công nhận là sáng kiến cấp cơ sở với số tiền làm lợi ước tính 229 triệu USD và 6.513 tỷ đồng.

mạnh ứng dụng công nghệ thông tin, xây dựng cơ sở dữ liệu quản lý sáng kiến, sáng chế... Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao Ban Khoa học Công nghệ là đầu mối rà soát các quy chế, quy định của Nhà nước, đề xuất kiến nghị các Bộ quản lý (gồm Bộ Công Thương, Bộ Khoa học và Công nghệ, Bộ Tài chính...) các giải pháp hợp lý, tạo điều kiện thuận lợi và khuyến khích hoạt động sáng kiến, sáng chế.

Hồng Ngọc

35 NĂM XÂY DỰNG VÀ PHÁT TRIỂN CÔNG NGHỆ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ CỦA LIÊN DOANH VIỆT - NGA “VIETSOVPETRO”

TS. Nguyễn Thúc Kháng, KS. Trần Văn Vĩnh, TS. Chu Văn Lương
TS. Tống Cảnh Sơn, KS. Phạm Trung Sơn, KS. Phạm Thành Vinh
Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”
Email: thuckhang53@gmail.com

Tóm tắt

Sau 35 năm thành lập, Vietsovpetro đã vượt qua nhiều khó khăn, thách thức, trở thành cánh chim đầu đàn trong lĩnh vực khai thác dầu khí tại Việt Nam. Với đội ngũ cán bộ, chuyên gia có trình độ khoa học cao cùng cơ sở vật chất tương xứng, Vietsovpetro đã và đang khai thác hiệu quả, bền vững các mỏ dầu khí tại thềm lục địa Nam Việt Nam, như các mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng... Với từng giai đoạn khai thác mỏ, Vietsovpetro đã thực hiện nhiều nghiên cứu, thử nghiệm để đưa ra những lựa chọn công nghệ khai thác phù hợp, tối ưu cho hai đặc trưng cơ bản của dầu khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro, đó là dầu trong đá móng và dầu nhiều paraffin có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao.

Trong bài báo này, nhóm tác giả tổng kết, rút ra các bài học kinh nghiệm trong nghiên cứu, lựa chọn và triển khai các giải pháp công nghệ trong lĩnh vực khai thác dầu khí ở các mỏ ngoài khơi của Vietsovpetro, đồng thời ứng dụng cho các mỏ khác tại thềm lục địa Nam Việt Nam, đóng góp cho sự phát triển của Vietsovpetro nói riêng và Ngành Dầu khí Việt Nam nói chung.

Từ khóa: Công nghệ khai thác, bơm ép nước, vận chuyển khí.

1. Quá trình nghiên cứu, ứng dụng, phát triển công nghệ và gia tăng sản lượng khai thác dầu khí ở Vietsovpetro

Giai đoạn 1986 - 1991 là thời kỳ đầu khai thác các mỏ dầu của Vietsovpetro. Năng lượng vỉa của giếng dầu ở thời kỳ này rất cao nên phương pháp khai thác dầu tự phun được lựa chọn. Theo tiến trình khai thác, năng lượng vỉa của giếng bị suy giảm, các phương pháp khai thác dầu cơ học được nghiên cứu và đưa vào triển khai và áp dụng. Trên cơ sở kinh nghiệm tại các mỏ dầu trên thế giới [1, 2], Vietsovpetro đã tiến hành nghiên cứu và đánh giá các phương pháp khai thác khác nhau, từ đó lựa chọn phương pháp phù hợp với điều kiện cụ thể tại mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro.

Các giếng dầu tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng có độ sâu, nghiêng rất lớn nên các phương pháp khai thác dầu cơ học như máy bơm ngầm có cần truyền lực (máy bơm cần kéo, máy bơm xoắn) và máy bơm phun tia không thể áp dụng. Phương pháp khai thác dầu bằng khí nén (gaslift), bơm điện ly tâm ngầm và máy bơm piston thủy lực ngầm được đánh giá sơ bộ là phù hợp với điều kiện khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro đã được nghiên cứu và thử nghiệm.

- Phương pháp sử dụng máy bơm piston thủy lực ngầm:

Tại giàn cố định MSP-1 đã tiến hành thử nghiệm khai thác dầu bằng máy bơm piston thủy lực ngầm. Tuy nhiên, tổ hợp máy bơm piston thủy lực này đã ngừng hoạt động

sau thời gian ngắn thử nghiệm do các chất cặn bẩn, tạp chất cơ học làm hỏng máy bơm. Như vậy, thử nghiệm khai thác dầu bằng máy bơm piston thủy lực ngầm tại giàn MSP-1 mỏ Bạch Hổ cho thấy phương pháp này không hiệu quả với các vỉa dầu có chứa hàm lượng lớn cát, cặn bẩn và tạp chất cơ học.

- Khai thác dầu bằng bơm điện ly tâm ngầm:

Giai đoạn 1991 - 1998, bơm điện ly tâm ngầm đã được tiến hành thử nghiệm sử dụng tại mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, kết quả thử nghiệm tại mỏ Bạch Hổ không khả quan do nhiệt độ vỉa dầu của mỏ Bạch Hổ tại thời điểm thử nghiệm rất cao ($> 100^{\circ}\text{C}$), làm hỏng cáp điện của máy bơm. Tại mỏ Rồng, thử nghiệm được tiến hành từ năm 1995. So với mỏ Bạch Hổ, nhiệt độ vỉa dầu ở mỏ Rồng thấp hơn nên các sự cố về cáp điện của bơm điện ly tâm ngầm không xảy ra. Tuy nhiên, đặc điểm các tầng trầm tích của mỏ Rồng là cát kết bờ rời nên lượng cát, tạp chất cơ học trong sản phẩm khá lớn. Bơm điện ly tâm ngầm hay bị sự cố và phải thường xuyên ngừng vận hành khai thác. Như vậy, kết quả thử nghiệm khai thác dầu bằng bơm điện ly tâm ngầm tại mỏ Bạch Hổ và Rồng cho thấy phương pháp này không hiệu quả đối với các vỉa dầu có nhiệt độ cao và vỉa dầu chứa hàm lượng lớn cát và tạp chất cơ học.

- Khai thác dầu bằng gaslift:

Năm 1994, Vietsovpetro bắt đầu thử nghiệm khai thác dầu bằng phương pháp gaslift, sử dụng khí đồng hành. Kết quả nghiên cứu thực tế tại các giếng của Vietsovpetro

cho thấy phương pháp khai thác gaslift đạt hiệu quả với toàn bộ các giếng sâu, giếng có lưu lượng lớn, nhỏ, giếng khai thác ở các vỉa dầu có nhiệt độ cao, hệ số khí dầu cao và ngay cả các tầng sản phẩm chứa cát, tạp chất cơ học với hàm lượng nước đến 98% và không phụ thuộc vào độ nghiêng của giếng. Đây chính là những ưu điểm vượt trội của phương pháp gaslift so với các phương pháp khai thác cơ học khác, hoàn toàn phù hợp với điều kiện khai thác dầu tại các mỏ của Vietsovpetro.

Trên cơ sở kết quả thử nghiệm thành công khai thác dầu bằng gaslift ở các điều kiện tại những tầng sản phẩm khác nhau, Vietsovpetro đã quyết định áp dụng phương pháp khai thác dầu bằng gaslift cho toàn bộ các mỏ của Vietsovpetro từ năm 1997. Hiện nay, hệ thống khai thác dầu tại các mỏ của Vietsovpetro đang hoạt động ổn định và hiệu quả với 91% quỹ giếng khai thác bằng phương pháp gaslift. Đây là thực tế chứng minh khai thác dầu bằng phương pháp gaslift phù hợp với điều kiện khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro. Ngoài việc lựa chọn được phương pháp khai thác phù hợp, các phương pháp: bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, xử lý vùng cận đáy giếng... đã góp phần không nhỏ trong việc gia tăng hệ số thu hồi dầu và tăng cường khai thác dầu ở Vietsovpetro.

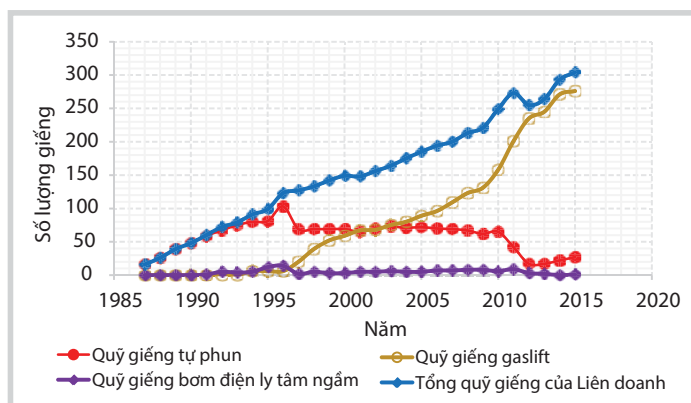
1.1. Quỹ giếng khai thác

Tổng quỹ giếng khai thác ở Vietsovpetro phát triển khá ổn định và tăng dần theo từng năm. Đến cuối năm 2015, tổng cộng có 304 giếng khai thác, trong đó, ở giai đoạn 1987 - 1996 quỹ giếng tự phun tăng dần và đạt đỉnh 103 giếng. Giai đoạn 1997 - 2010 quỹ giếng tự phun duy trì ổn định và ghi nhận gia tăng dần của quỹ giếng gaslift. Việc duy trì ổn định trong thời gian dài từ năm 1997 - 2010 của quỹ giếng tự phun và gaslift đã chứng minh sự hợp lý trong áp dụng chế độ công nghệ khai thác cho các mỏ dầu khí của Vietsovpetro. Từ năm 2011 đến nay, quỹ giếng tự phun suy giảm rất nhanh trong khi quỹ giếng gaslift tăng đột biến do áp suất vỉa suy giảm nhanh và độ ngập nước của sản phẩm tăng cao hơn 50%. Từ năm 2013, khi mỏ Thổ Trảng với hệ số khí dầu cao được đưa vào khai thác, số lượng giếng tự phun đã tăng lên đáng kể. Đến cuối năm 2015, quỹ giếng tự phun có 27 giếng (8,7% tổng số giếng khai thác) còn quỹ giếng gaslift là 276 giếng (91% tổng số giếng khai thác). Hiện nay, Vietsovpetro chỉ có một quỹ giếng khai thác bằng bơm điện ly tâm ngầm...

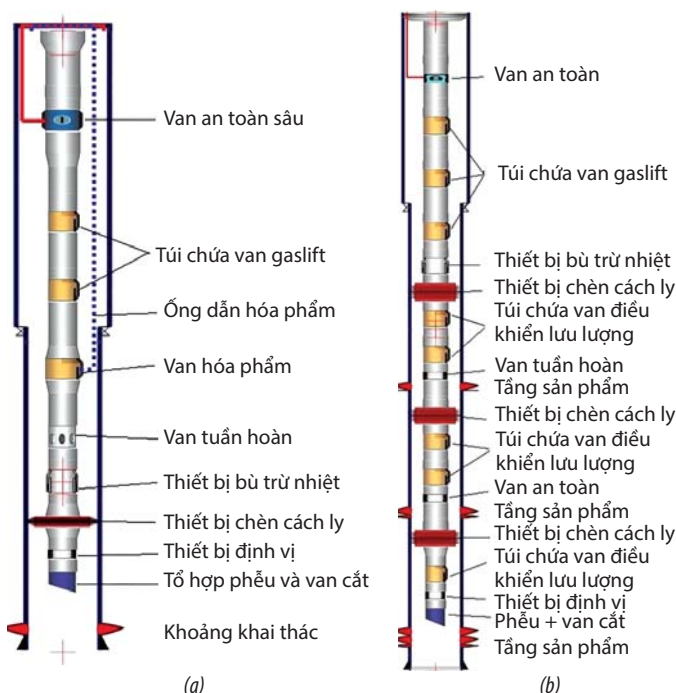
1.2. Các công nghệ khai thác dầu khí áp dụng thành công ở Vietsovpetro

1.2.1. Phương pháp khai thác dầu tự phun

Phương pháp khai thác dầu khí được sử dụng để nâng chất lỏng từ đáy giếng lên bề mặt dựa vào năng lượng vỉa gọi là phương pháp tự phun. Sơ đồ thiết bị lòng giếng của giếng khai thác tự phun tương đối đơn giản (Hình 2). Trên ống khai thác có trang bị các túi treo (mandrel) chứa van gaslift để có thể chuyển đổi từ khai thác tự phun sang gaslift mà không cần sửa giếng. Giếng tự phun thường có lưu lượng lớn và không mất thêm chi phí để khai thác dầu nên là phương pháp khai thác có chi phí thấp nhất, nhưng đem lại hiệu quả cao nhất. Tuy nhiên, các giếng dầu khai thác tự phun thường có áp suất miệng tương đối cao, nên thường gây ra nguy cơ mất an toàn trong quá trình



Hình 1. Sự phát triển của quỹ giếng khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro



Hình 2. Cấu trúc điển hình bộ thiết bị lòng giếng tự phun và gaslift (a), cấu trúc điển hình bộ thiết bị lòng giếng khai thác/bơm ép đồng thời nhiều vỉa (b)

vận hành. Vì vậy, yêu cầu về tiêu chuẩn đối với hệ thống thiết bị lòng giếng, miệng giếng là rất cao và đòi hỏi phải tuân thủ nghiêm ngặt trong quá trình vận hành giếng.

1.2.2. Phương pháp khai thác dầu bằng gaslift

Khai thác dầu bằng phương pháp gaslift là một trong các phương pháp khai thác cơ học được áp dụng cho các giếng dầu không thể tự phun hoặc tự phun nhưng không đạt đến lưu lượng yêu cầu. Trong phương pháp này, khí nén được đưa vào khoảng không vành xuyên giữa cột ống chống khai thác và ống khai thác, sau đó đi qua van gaslift vào bên trong ống khai thác. Tại đây, khí bơm ép và khí tách ra từ chất lỏng vỉa cùng hòa trộn với chất lỏng, tạo thành một hỗn hợp khí lỏng có tỷ trọng nhỏ sao cho áp suất đáy giếng đủ nâng hỗn hợp lên trên bề mặt. Sơ đồ cấu trúc hệ thống thiết bị lòng giếng gaslift tương tự giếng tự phun (Hình 2a). Ưu điểm của khai thác dầu bằng gaslift ở điều kiện biển là: phù hợp với mỏ dầu có chỉ số khí dầu cao, quy trình vận hành giếng đơn giản, thiết bị lòng giếng gaslift ít chịu ảnh hưởng bởi các tạp chất cơ học và các yếu tố áp suất, nhiệt độ, không có những hạn chế về kích thước ống chống khi thả thiết bị lòng giếng, thực hiện việc sửa chữa thiết bị lòng giếng (thay van) chỉ bằng kỹ thuật cáp tời... Quá trình vận hành các giếng gaslift tại mỏ Bạch Hổ và Rồng những năm qua cho thấy, hiệu quả tuyệt đối với các giếng dầu có điều kiện vỉa của các tầng sản phẩm khác nhau, cũng như hoàn toàn phù hợp với cơ sở hạ tầng và hệ thống trang thiết bị công nghệ trên bề mặt hiện có tại các mỏ dầu khí ngoài khơi của Vietsovpetro.

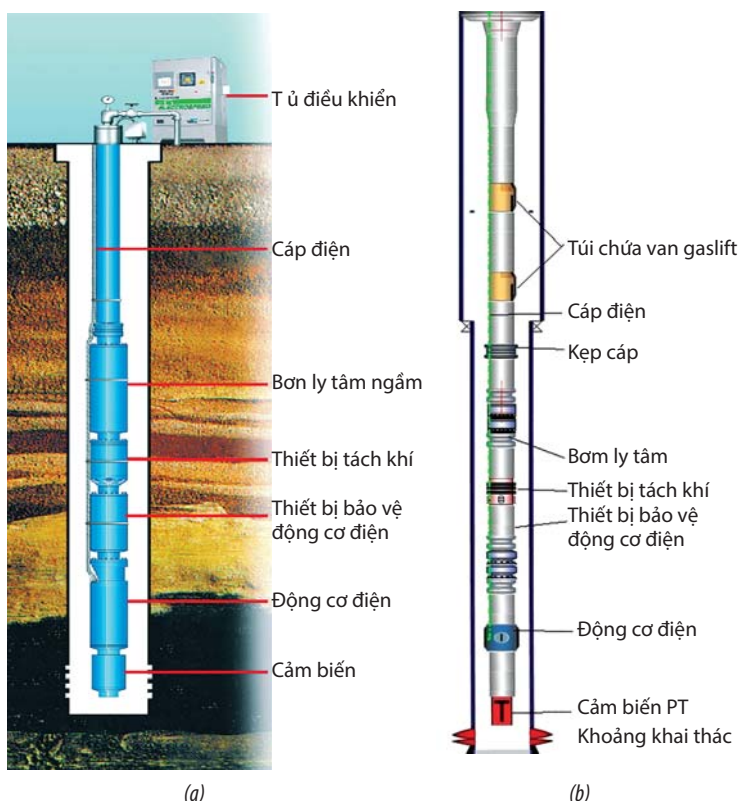
Hiện nay, khai thác dầu bằng phương pháp gaslift ở Vietsovpetro có 2 dạng: phương pháp gaslift liên tục và chu kỳ. Trong quá trình vận hành các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift, Vietsovpetro thường xuyên tiến hành nghiên cứu các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả làm việc. Trong đó, các giải pháp tối ưu hóa chế độ làm việc của giếng hoặc nhóm giếng, thay van gaslift nhằm tăng độ sâu dẫn khí đem lại hiệu quả cao và thường xuyên được thực hiện... Bên cạnh đó, một số giải pháp như sử dụng con thoi đẩy sử dụng cho giếng gaslift

định kỳ, lắp đặt các van gaslift định kỳ điều khiển bằng áp suất được thử nghiệm ngoài công trình biển, nhưng không mang lại hiệu quả.

Trong quá trình hoàn thiện khai thác dầu bằng gaslift phải kể đến giải pháp khai thác đồng thời nhiều vỉa sản phẩm trong cùng một giếng. Giải pháp này đã được thử nghiệm lần đầu tại giếng 441/BK8 ở mỏ Bạch Hổ năm 2011 và sau đó ứng dụng rộng rãi cho các giếng của Vietsovpetro với các ưu điểm: cho phép nâng cao sản lượng dầu và hệ số sử dụng giếng, hạn chế các quá trình phức tạp khi khai thác giếng dầu có lưu lượng thấp do hình thành lắng đọng paraffin, giảm chi phí sản xuất do hạn chế số lần sửa chữa giếng lớn... nâng cao sản lượng khai thác và tiết giảm chi phí sản xuất.

1.2.3. Phương pháp khai thác sử dụng bơm điện ly tâm ngầm

Máy bơm điện ly tâm ngầm được thiết kế để bơm chất lỏng từ đáy giếng lên bề mặt. Động cơ điện được cung cấp điện năng nhờ hệ thống cáp dẫn từ miệng giếng xuống. Tổ hợp máy bơm điện được thả xuống giếng thấp hơn mực thủy động khoảng 150 - 300m. Lúc máy bơm làm việc, chất lỏng sẽ được đẩy vào cột ống khai thác và đưa lên bề mặt, cáp điện được kẹp chặt ở phía ngoài. Hệ thống thiết bị lòng giếng và bề mặt của giếng bơm điện ly tâm ngầm được thể hiện tại Hình 3. Sử dụng phương pháp khai thác bơm điện ly tâm ngầm có ưu điểm là cho lưu lượng lớn (đến 30.000 thùng/ngày), phù hợp với các giếng có độ ngập nước cao và hệ số sản phẩm lớn. Tuy nhiên, phương pháp này cũng có những nhược điểm như cần mạng



Hình 3. Sơ đồ cấu trúc điển hình bộ thiết bị lòng giếng và bề mặt của giếng bơm điện ly tâm ngầm (a), tổ hợp cấu trúc điển hình bộ thiết bị kết hợp gaslift và bơm điện ly tâm ngầm (b)

lưới điện đầy đủ công suất và ổn định, cát hoặc tạp chất cơ học trong sản phẩm và nhiệt độ cao làm giảm đáng kể tuổi thọ của máy bơm và chi phí sửa chữa máy bơm cao.

Thời gian gần đây, các giếng dầu có độ ngập nước tăng cao và áp suất vỉa thấp, hiệu quả của phương pháp khai thác bằng gaslift giảm. Do đó, bơm điện ly tâm ngầm đã được thử nghiệm trở lại tại các mỏ của Vietsovpetro với việc sử dụng các loại máy bơm thể hệ mới kết hợp với khai thác bằng gaslift. Trong những năm 2014, 2015 đã có 4 giếng 503/MSP5, 1116/MSP11, 421/BK2, 430/BK3 được trang bị tổ hợp thiết bị kết hợp gaslift và bơm điện ly tâm ngầm. Các giếng thử nghiệm đã cho hiệu quả tốt hơn. Sau khi bơm điện ly tâm ngầm hoạt động được một thời gian tương đối dài thì bị hỏng và đã được chuyển sang khai thác bằng gaslift. Đến cuối năm 2015, chỉ còn duy nhất giếng 430/BK3 khai thác bằng bơm điện ly tâm ngầm và vẫn duy trì được lưu lượng khai thác hàng ngày lớn.

1.3. Các phương pháp xử lý vùng lân cận đáy giếng

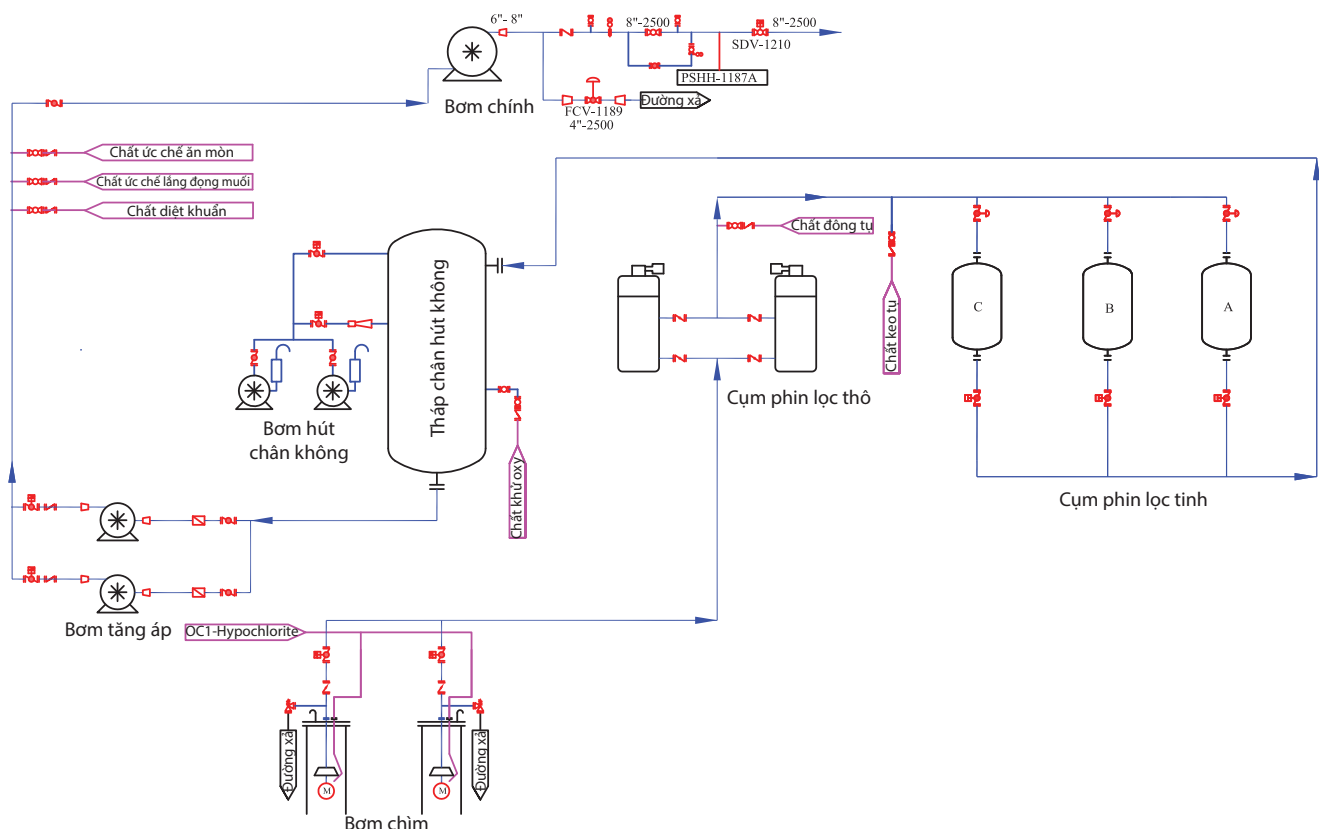
Với mục đích nâng cao hệ số thu hồi dầu và tăng cường khai thác, các phương pháp tác động lên vùng lân cận đáy giếng đã được Vietsovpetro thực hiện thường xuyên. Hai phương pháp thường được sử dụng hiện nay tại các mỏ của Vietsovpetro là nút vỉa thủy lực và xử lý acid vùng lân cận đáy giếng, trong đó:

- Với các giếng bơm ép: xử lý acid muối và acid sét tiêu chuẩn;
- Với các giếng khai thác: xử lý acid nhiệt, acid muối và acid sét tiêu chuẩn, tiến hành nút vỉa thủy lực;
- Việc lựa chọn phương pháp xử lý phụ thuộc vào các điều kiện địa chất - kỹ thuật của từng giếng cụ thể.

1.4. Công nghệ bơm ép nước, duy trì áp suất vỉa tại các mỏ của Vietsovpetro

Một trong những giải pháp đóng vai trò quan trọng trong 35 năm khai thác dầu của Vietsovpetro là giải pháp sử dụng nước biển để bơm vào vỉa nhằm duy trì áp suất vỉa.

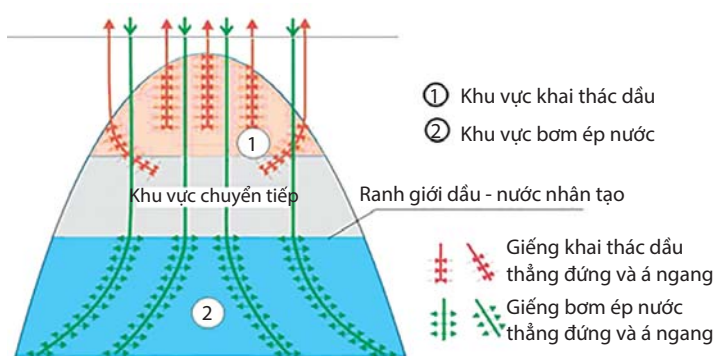
Trước đây, tại mỏ Bạch Hổ đã xây dựng và sử dụng hệ thống duy trì áp suất vỉa PPD-5000 (công suất 5.000m³/ngày) tại giàn MSP-8 và MSP-9. Tuy nhiên, trên các giàn nhẹ (BK) và giàn cố định (MSP) việc bố trí các thiết bị cho hệ thống duy trì áp suất vỉa cục bộ sử dụng các loại bơm УЭЦПК hoặc FMC rất khó khăn, trong khi hệ thống duy trì áp suất vỉa trung tâm của mỏ Bạch Hổ (giàn PPD-30000 trong khu vực giàn công nghệ trung tâm số 3 với công suất 30.000m³/ngày và giàn PPD-40000 trong khu vực giàn công nghệ trung tâm số 2 với công suất 40.000m³/ngày) đáp ứng được tất cả các yêu cầu bơm ép của các



Hình 4. Sơ đồ hệ thống xử lý nước bơm ép tại các giàn duy trì áp suất vỉa

Bảng 1. Định mức hóa phẩm sử dụng để xử lý nước bơm ép

TT	Hóa phẩm xử lý	Định mức, ppm	Hãng
1	Hóa phẩm diệt khuẩn ban đầu (được tạo từ nước biển nhờ hệ thống Hypochlorite Generation)	2,5 (Tổng hàm lượng clo tự do)	
2	Hóa phẩm keo tụ	2,5 - 2,7	Cemaco, Thuan Phong
3	Hóa phẩm đông tụ	2,0	Baker Hughes, Thuan Phong
4	Hóa phẩm chống tạo bọt	0,7 - 1,0	Baker Hughes, Wacker Silicone, Behn Meyer
5	Hóa phẩm khử oxy hòa tan	6,0 - 8,0	Baker Hughes, Esseco, Cemaco, William Blythe, Behn Meyer, Leko Chemicals
6	Hóa phẩm diệt khuẩn (Biocide)	450 - 550	Baker Hughes, Esseco, Cemaco, William Blythe, Behn Meyer, Leko Chemicals, DPEC, Khang Thịnh
7	Hóa phẩm ức chế chống ăn mòn	5,0 - 6,0	Baker Hughes, Clariant Oil Service, PT Clariant



Hình 5. Sơ đồ thiết kế khai thác và bơm ép nước tầng đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ

khu vực đang khai thác cũng như những khu vực triển vọng của các Lô 09-1 và 09-3 nói chung (áp suất tại đầu ra của máy bơm là 250at). Hiện nay, khối lượng nước bơm ép thực tế bình quân mỗi ngày của hệ thống duy trì áp suất vỉa tại Lô 09-1 và Lô 09-3 chỉ đạt khoảng 54% so với tổng công suất tiềm năng nên nước dùng để bơm ép của hệ thống duy trì áp suất vỉa tại các mỏ dầu của Vietsovpetro chỉ được cung cấp bởi các trạm PPD-40000 và PPD-30000, hai trạm PPD-5000 đang được bảo quản và bảo dưỡng kỹ thuật thường xuyên.

Kết quả nghiên cứu và kinh nghiệm xử lý nước biển đạt tiêu chuẩn bơm ép tại các mỏ của Vietsovpetro cho thấy cần sử dụng 7 loại hóa phẩm khác nhau để xử lý:

- Hóa phẩm diệt khuẩn ban đầu (Sodium Hypochlorite);
- Hóa phẩm keo tụ;
- Hóa phẩm đông tụ;
- Hóa phẩm chống tạo bọt;
- Hóa phẩm khử oxy hòa tan;
- Hóa phẩm diệt khuẩn;
- Hóa phẩm ức chế chống ăn mòn.

Hình 4 thể hiện sơ đồ hệ thống xử lý nước bơm ép tại các giàn duy trì áp suất vỉa của Vietsovpetro. Định mức sử dụng hóa phẩm được thể hiện tại Bảng 1.

Thành công nhất của Vietsovpetro trong công tác nghiên cứu bơm ép nước, duy trì áp suất vỉa phải kể đến nghiên cứu và lần đầu tiên thử nghiệm thành công ở tầng đá móng mỏ Bạch Hổ. Đây là phương pháp mang tính đột phá về kỹ thuật của Vietsovpetro do tầng móng mỏ Bạch Hổ là vỉa dầu rất đặc trưng (dầu trong đá móng nứt nẻ), chưa từng phát hiện các vỉa dầu tương tự trên thế giới, nên chưa có kinh nghiệm về thiết kế khai thác các đối tượng này. Tuy nhiên, các chuyên gia của Vietsovpetro đã thiết kế khai thác thành công để thực hiện khai thác dầu trong tầng đá móng mỏ Bạch Hổ có hiệu quả. Theo đó, Vietsovpetro đã triển khai bơm ép nước xuống tầng móng mỏ Bạch Hổ trên nguyên tắc bơm xuống vùng đáy vỉa tầng móng để tạo ranh giới dầu - nước nhân tạo [1]. Sơ đồ thiết kế khai thác và bơm ép nước tầng móng mỏ Bạch Hổ thể hiện trong Hình 5.

Năm 2011, công trình "Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid trước Đệ Tam bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam" đã được Nhà nước tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh.

Tính đến đầu năm 2016, riêng khu vực trung tâm tầng móng mỏ Bạch Hổ đã khai thác được hơn 160 triệu tấn dầu và vẫn tiếp tục là đối tượng khai thác chủ lực và hiệu quả của Vietsovpetro. Đây chính là minh chứng khẳng định thành công trong công tác thiết kế khai thác mỏ đối với tầng đá móng mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro.

Hiện nay, tổng quỹ giếng bơm ép các mỏ của Vietsovpetro đạt 77 giếng. Trong giai đoạn 1994 - 2004, do sản lượng dầu khai thác lớn và tăng theo từng năm, nhu cầu bơm ép nước cũng tăng nhanh và đạt giá trị cực đại 20,514 triệu m³/năm,

sau đó giảm dần, phù hợp với chế độ khai thác mỏ. Đến đầu năm 2016, Vietsovpetro đã bơm ép tổng cộng khoảng 316 triệu m³ nước, đạt hệ số bù bơm ép 79,5%. Đối với các giải pháp bơm ép nước, thời gian gần đây, Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm một số công nghệ mới như bơm khí nước luân phiên nhằm giảm lượng nước bơm ép, bơm vi sinh hóa lý tại một số khu vực thuộc tầng trầm tích... Các công nghệ trên bước đầu đã đem lại hiệu quả đáng ghi nhận, là cơ sở quan trọng để tiếp tục thử nghiệm và tiến tới áp dụng đại trà cho các mỏ nhằm tăng cường hiệu quả bơm ép và nâng cao hệ số thu hồi dầu tại các mỏ của Vietsovpetro.

2. Thu gom và vận chuyển khí đồng hành

Dầu khai thác tại các mỏ dầu khí luôn kèm theo một lượng nhất định khí đồng hành. Từ khi khai thác dòng dầu đầu tiên vào năm 1986 đến năm 1996, toàn bộ lượng khí đồng hành tách ra ở mỏ Bạch Hổ và Rồng tại các mỏ của Vietsovpetro đều bị đốt bỏ trên các đuốc ở các giàn cố định (MSP, RP-1) và giàn công nghệ trung tâm số 2. Từ đầu năm 1996, Vietsovpetro bắt đầu thực hiện thu gom khí đồng hành bằng dự án đường ống Fast-track BK2 - Dinh Cố dài 120km. Khi đó, chỉ một phần khí tách ra trên các giàn nhẹ ở khu vực tầng móng mỏ Bạch Hổ được thu gom và vận chuyển vào bờ cho nhu cầu của Nhà máy Điện Bà Rịa.

Việc tăng cường tiến độ khai thác dầu ở tầng móng mỏ Bạch Hổ, không những đưa sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro tăng nhanh mà lượng khí đồng hành tách ra cũng rất lớn. Để thu gom khí đồng hành tách ra và đáp ứng khả năng vận chuyển vào bờ của đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố, giàn nén khí nhỏ (MKS) bên cạnh MSP-4 công suất 1 triệu m³/ngày được xây dựng và đưa vào vận hành cuối năm 1996, giàn nén khí trung tâm (CCP) bên cạnh giàn công nghệ trung tâm số 2 ở mỏ Bạch Hổ, công suất 6,5 triệu m³/ngày đưa vào hoạt động năm 1997 và giàn nén khí mỏ Rồng DGCP, công suất 1 triệu m³/ngày, năm 2010. Như vậy, phần lớn khí tách ra từ dầu trên các công trình biển tại các mỏ của Vietsovpetro đã được xử lý qua hệ thống các giàn nén khí đặt tại mỏ Bạch Hổ và Rồng, sau đó dùng cho nhu cầu tại các mỏ của Vietsovpetro và vận chuyển vào bờ.

Ngoài công trình biển, khí sau hệ thống các giàn nén được sử dụng cho mục đích khai thác dầu bằng phương pháp cơ học gaslift, khí vào bờ được dùng cho ngành công nghiệp khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Giàn nén khí trung tâm CCP tiếp nhận khí tách ra từ các bình tách cấp 1 (NGS) của một số giàn cố định (MSP)

và từ thiết bị tách khí sơ bộ (UPOG) đặt trên các giàn nhẹ khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ. Ngoài ra, trên giàn nén khí trung tâm còn tiếp nhận khí từ các mỏ của các nhà điều hành khác trên thềm lục địa Nam Việt Nam, như: Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng... Giàn MKS tiếp nhận khí tách ra trên các giàn MSP phía Bắc mỏ Bạch Hổ (MSP-3, 4, 5, 6, 7, 8) và khí nén từ bậc tách cấp 2 trên MSP-4. Giàn nén khí mỏ Rồng (DGCP) tiếp nhận khí tách ra từ mỏ Rồng trên các giàn cố định RP-2, RC-2, RP-3 và các giàn nhẹ RC-DM, RC-4, RC-5.

Thành công của xây dựng hệ thống công nghệ thu gom, xử lý vận chuyển khí tại các mỏ của Vietsovpetro đã góp phần đặt nền móng cho sự hình thành và phát triển nền công nghiệp khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, tiêu biểu là các cụm Khí - Điện - Đạm Phú Mỹ. Công suất nén khí hiện tại trên các công trình biển của Vietsovpetro là 8,5 triệu m³/ngày. Tổ hợp máy nén khí mới (Train F) trên giàn nén khí trung tâm được đưa vào sử dụng năm 2015 đã cho phép nâng cao công suất nén khí tại các mỏ của Vietsovpetro lên đến 10,1 triệu m³/ngày. Tuy nhiên, việc thu gom khí từ mỏ Đại Hùng và khí - condensate Thiên Ưng sẽ được đưa vào vận hành trong thời gian tới và vận chuyển về mỏ Bạch Hổ. Cùng với các công trình khai thác dầu khí mới đưa vào vận hành, sẽ đặt ra nhu cầu tăng công suất nén khí trên các giàn nén khí tại các mỏ của Vietsovpetro [4].

3. Hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu tại các mỏ của Vietsovpetro và các mỏ kết nối

Hệ thống công nghệ thu gom và vận chuyển sản phẩm khai thác đóng vai trò rất quan trọng trong đảm bảo sản lượng, duy trì hoạt động khai thác liên tục tại các mỏ của Vietsovpetro. Dầu khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro có đặc trưng là hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao nên việc thu gom, xử lý và vận chuyển này gặp nhiều thách thức, đặc biệt đối với điều kiện ngoài khơi. Suốt hơn 30 năm khai thác và vận hành mỏ, nhiều giải pháp công nghệ đã được nghiên cứu và triển khai áp dụng tại các mỏ của Vietsovpetro [3]. Từ các kết quả nghiên cứu phòng thí nghiệm và ứng dụng thu được trên các công trình biển của Vietsovpetro, đã hình thành một hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và khí cho Lô 09-1 hợp lý khoa học, phù hợp với đặc thù của từng thời kỳ phát triển mỏ, cụ thể:

- Sử dụng giải pháp gia nhiệt dầu với xử lý bằng hóa phẩm không chuyên dụng Crompic để vận chuyển bằng đường ống ở thời kỳ đầu khai thác mỏ Bạch Hổ;

- Vận chuyển sản phẩm khai thác bằng năng lượng vỉa ở điều kiện nhiệt độ dầu thấp hơn nhiệt độ đông đặc của thời kỳ khai thác dầu trong đá móng;

- Vận chuyển dầu bão hòa khí, dùng thiết bị tách khí sơ bộ cho thời kỳ khai thác dầu ngậm khí cao và lưu lượng lớn;

- Sử dụng địa nhiệt xử lý dầu để vận chuyển đi xa, dùng cho thời kỳ khai thác dầu có nhiệt độ miệng giếng thấp và thu gom, vận chuyển dầu các mỏ kết nối;

- Sử dụng condensate sẵn có tại công trình biển, làm loãng dầu nhiều paraffin, để vận chuyển dầu từ mỏ này đến mỏ khác;

- Công nghệ bơm bổ sung nước biển vào đường ống đang vận hành để tẩy rửa lắng đọng paraffin, dùng để thay thế hệ thống phóng thoi không được thiết kế và lắp đặt trên các công trình khai thác dầu khí của Vietsovpetro.

Việc nghiên cứu áp dụng các công nghệ vận chuyển dầu nhiều paraffin, đặc biệt là vận chuyển dầu với các giải pháp phi truyền thống đóng một vai trò quan trọng trong công tác khai thác dầu liên tục và hiệu quả ở các mỏ của Vietsovpetro. Đến nay, hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và khí tại các mỏ của Vietsovpetro đã và đang được vận hành hiệu quả với hơn 400km kết nối hơn 40 công trình biển với nhau.

Kết quả của việc sử dụng các giải pháp công nghệ nêu trên cho phép Vietsovpetro kết nối thành công mỏ Cá Ngừ Vàng của Công ty Liên doanh Điều hành Hoàn Vũ (Hoan Vu JOC) điều hành, các mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng vào cơ sở hạ tầng mỏ Bạch Hổ, mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi của Công ty Dầu khí Việt - Nga - Nhật (VRJ) vào mỏ Rồng. Mô hình khai thác kết nối mỏ tại Vietsovpetro đã và đang đem lại hiệu quả kinh tế to lớn [5]. Mô hình này còn mở ra hoạt động mới cho Vietsovpetro, đó là cung cấp dịch vụ vận hành mỏ kết nối của các công ty điều hành khai thác ngoài Vietsovpetro.

Ngoài ra, các mỏ dầu tiềm năng mới, hay các mỏ dầu đang khai thác, nằm cận biên với Lô 09-1 khi đã qua thời kỳ khai thác đỉnh, vào thời kỳ khai thác suy giảm, sẽ được nghiên cứu phát triển để kết nối với cơ sở hạ tầng các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro. Đây là giải pháp mở ra triển vọng phát triển và đưa các mỏ dầu nhỏ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vào khai thác sớm.

4. Kết luận

- Việc lựa chọn thành công phương pháp khai thác cơ học sau giai đoạn tự phun đóng vai trò vô cùng quan

trọng trong quá trình khai thác dầu của Vietsovpetro. Kinh nghiệm hơn 30 năm vận hành khai thác tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng... cho thấy, khai thác dầu bằng gaslift là phương pháp đạt hiệu quả cao nhất, phù hợp với điều kiện cụ thể của các mỏ dầu khí của Vietsovpetro. Sử dụng phương pháp bơm điện ly tâm ngầm cho các giếng khai thác tại các tầng sản phẩm có nhiệt độ cao (hơn 100°C) và phương pháp máy bơm piston thủy lực ngầm và bơm điện ly tâm ngầm đối với các giếng khai thác các vỉa dầu có chứa hàm lượng lớn cát, các loại cặn bẩn và tạp chất cơ học tại các mỏ của Vietsovpetro là không phù hợp;

- Lần đầu tiên trên thế giới, Vietsovpetro đã thử nghiệm và áp dụng thành công giải pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa cho tầng đá móng mỏ Bạch Hổ (nơi tập trung phần lớn trữ lượng dầu thu hồi của mỏ Bạch Hổ). Đây là thành tựu to lớn của tập thể lao động quốc tế Vietsovpetro, góp phần quan trọng duy trì sản lượng khai thác, mở ra khuynh hướng nghiên cứu và áp dụng giải pháp bơm ép nước cho các tầng đá móng nứt nẻ khác trên thế giới;

- Việc thu gom khí đồng hành, xây dựng hệ thống các giàn nén khí ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng đã cho phép Vietsovpetro tận dụng được nguồn khí đồng hành tách ra để sử dụng cho nhu cầu khai thác dầu bằng gaslift và vận chuyển vào bờ cho nhu cầu công nghiệp của đất nước. Chính công tác thu gom và vận chuyển khí vào bờ của Vietsovpetro đã đặt nền móng cho sự phát triển của ngành công nghiệp khí tại Việt Nam; sự hình thành các cụm công nghiệp khí - điện - đạm đã và đang góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế đất nước;

- Công nghệ vận chuyển dầu ngoài khơi các mỏ của Vietsovpetro bằng việc sử dụng tổ hợp các giải pháp công nghệ, bao gồm cả giải pháp phi truyền thống, đã làm nên thành công trong công tác thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ở ngoài khơi thềm lục địa Nam Việt Nam. Kết quả đã đưa ra mô hình thu gom, vận chuyển dầu và khí các mỏ kết nối ở khu vực Lô 09-1, mở ra khuynh hướng kết nối các mỏ dầu khí tại thềm lục địa Nam Việt Nam, đặt nền móng cho việc xây dựng một tổ hợp khai thác dầu, thu gom khí thống nhất, tập trung tại thềm lục địa Nam Việt Nam, đem lại hiệu quả kinh tế to lớn;

- Bạch Hổ và Rồng là những mỏ khai thác dầu và khí chính của Vietsovpetro đã ở giai đoạn cuối của thời kỳ khai thác. Do đó, trong bối cảnh giá dầu thế giới duy trì ở mức thấp và chưa phát hiện được các mỏ dầu khí lớn, để khai

thác hiệu quả, vượt qua thời kỳ khó khăn, Vietsovpetro cần tiếp tục tập trung nghiên cứu ứng dụng các giải pháp khoa học - công nghệ trong lĩnh vực khai thác, tối ưu hóa gaslift, bơm ép duy trì áp suất vỉa và xử lý vùng lân cận đáy giếng để nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Tài liệu tham khảo

1. Howard B. Bradley. *Petroleum engineering handbook*. Society of petroleum engineers recharadson, TX, U.S.A. 1987.

2. Thomas O. Allen and Alan Robert. *Production operations 1, well completions, workover and stimulation*. Third edition. Oil and Gas Consultants International. December 17, 1988.

3. Cụm công trình "Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid trước đệ tam Bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam" (Bản thuyết minh). Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Hà Nội. 2010.

4. Luận chứng kinh tế - kỹ thuật nâng cấp công suất nén khí Lô 09-1. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". 1/2016.

5. Cụm công trình "Nghiên cứu, phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở các mỏ dầu của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và các mỏ kết nối bằng đường ống ngầm ngoài khơi nhằm đảm bảo khai thác dầu liên tục và hiệu quả". Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". 2015.

35 years of establishment and development of Vietsovpetro's oil and gas production technology

Nguyen Thuc Khang, Tran Van Vinh, Chu Van Luong
Tong Canh Son, Pham Trung Son, Pham Thanh Vinh
Vietsovpetro
Email: thuckhang53@gmail.com

Summary

After 35 years of establishment, Vietsovpetro has overcome many difficulties and challenges to become the pioneer in petroleum production in Vietnam. With its excellent technical staff, specialists with high scientific level, and adequate infrastructure, Vietsovpetro has effectively and sustainably exploited oil and gas fields in the southern continental shelf of Vietnam, such as Bach Ho, Rong, Gau Trang, and Tho Trang, etc. Depending on the stage of production, Vietsovpetro has implemented several research projects and testing to optimise and choose the best technology for production, corresponding to two particular characteristics of oil in Vietsovpetro's fields (oil in basement and oil with high paraffin content, high viscosity and high pour point temperature).

In this paper, the authors summarise the lessons learned in the research as well as the selection and development of technological solutions for Vietsovpetro's offshore oil and gas production. These results can also be applied to other blocks in the southern continental shelf of Vietnam, thus contributing to the development of Vietsovpetro in particular and the oil and gas industry of Vietnam in general.

Key words: Production technology, water injection, gas transportation.

MỘT SỐ NÉT VỀ HÓA THẠCH TRÙNG LỖ KÍCH THƯỚC LỚN VÀ Ý NGHĨA CỦA VIỆC NGHIÊN CỨU ĐỐI TƯỢNG NÀY

PGS.TS. Nguyễn Ngọc¹, ThS. Nguyễn Xuân Phong²

¹Bảo tàng Thiên nhiên Việt Nam

Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam

²Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: phongnx@pvep.com.vn

Tóm tắt

Hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn hay Larger Foraminifera (LF) phần lớn là những hóa thạch chỉ thị môi trường (Environmental indicators hay Bioindicators) và chỉ định tuổi địa chất hay hóa thạch chỉ đạo (Stratigraphic markers hay Index fossils) được các nhà địa chất dầu khí đặc biệt quan tâm. Qua nghiên cứu hóa thạch trùng lỗ nói chung ở các vùng biển và hải đảo Việt Nam cho thấy các hóa thạch LF có mặt trong các thành tạo trầm tích đá vôi có tuổi từ Devonian-Carboniferous đến Neogene và rất phát triển trong các trầm tích Quaternary (đặc biệt ở các vùng đảo san hô) [1 - 5]. Các thành tạo địa chất này thường có độ rỗng lớn, do đó, việc tìm hiểu nghiên cứu LF sẽ có ích trong nghiên cứu sinh địa tầng, cổ địa lý và môi trường trầm tích, sự tiến hóa và đa dạng của sinh giới, điều tra địa chất khoáng sản biển (trong đó có địa chất dầu khí). Bài viết này giới thiệu một số nét cơ bản của nhóm hóa thạch nói trên.

Từ khóa: Hóa thạch, trùng lỗ kích thước lớn, sinh địa tầng, địa chất dầu khí.

1. Khái niệm về thuật ngữ “Larger Foraminifera”

Đây là một khái niệm có tính quy ước, bởi vì trong phân loại Foraminifera (cả hiện đại và hóa thạch) không có phân vị nào được gọi là Larger Foraminifera. Có thể, lúc đầu chỉ là tên gọi của một số nhà thạch học đá trầm tích carbonate hay địa chất dầu khí do loại đá này thường đặc trưng bằng các hóa thạch Foraminifera có kích thước tương đối lớn, có ý nghĩa quan trọng trong nghiên cứu sinh địa tầng (do có nhiều hóa thạch chỉ đạo) và đặc biệt có tỷ lệ độ rỗng cao thuận tiện cho việc chứa dầu khí. Mặc dù không có văn bản nào quy định, nhưng lâu dần mọi người đều hiểu Foraminifera có 2 loại: một loại có kích thước lớn hơn 2mm gọi là Larger Foraminifera và một loại có kích thước nhỏ hơn 2mm - Smaller Foraminifera (SF). Nói như vậy không có nghĩa là các sinh vật của các giống, loài LF đều có kích thước lớn trên 2mm, mà trên thực tế có nhiều cá thể nhỏ dưới 2mm. SF cũng tương tự như vậy. Chính vì thế mà trong nhiều sách chuyên khảo về Foraminifera khi mô tả các cấp phân loại không phân biệt LF và SF [6 - 8]. Tuy nhiên, trong các văn liệu cổ sinh - địa tầng gần đây có không ít tác giả sử dụng hai thuật ngữ LF và SF với ý nghĩa là hai nhóm sinh vật khác nhau và thậm chí coi chúng như hai nội dung của một môn khoa học về Foraminifera (Foraminiferology) [9 - 11].

Ngoài sự khác biệt về kích thước, LF và SF còn có sự khác nhau về phương pháp nghiên cứu và xác định. Loại LF được nghiên cứu bằng lát mỏng cổ sinh định hướng và xác định theo kiến trúc khung xương bên trong vỏ (vì

phần trong vỏ có kiến trúc rất phức tạp) (trừ trường hợp các LF Quaternary được bảo tồn trong các trầm tích lục nguyên mảnh vụn thì thường được nghiên cứu hình thái ngoài vỏ). Loại SF vỏ có cấu tạo đơn giản hơn nên việc nghiên cứu và xác định chủ yếu theo hình thái bề ngoài vỏ dưới kính hiển vi soi nổi có độ phóng đại trên dưới 100 lần (Bảng 1).

Gần đây Murray đưa ra khái niệm “Thuật ngữ “Larger Foraminifera” được dùng cho các cấp phân loại (taxa) vỏ sù và vỏ thủy tinh có đường kính nói chung lớn hơn 2mm”. Tuy nhiên, tác giả này cũng lưu ý “các LF vỏ sù thường có kích thước và hình dáng không ổn định nên đôi khi rất khó xác định” và trích dẫn thêm “các nhà sinh vật học phân tử gen thừa nhận rằng Sorites marginalis và Sorites orbiculus là 2 kiểu hình thái của cùng một loài” [12].

2. Một số nét về trùng lỗ kích thước lớn

2.1. Sinh học

Về bản chất sinh học, LF và SF không có gì khác nhau. Chúng đều là các động vật đơn bào (protozoa), cơ thể chỉ có một tế bào chứa nguyên sinh chất và một hoặc một số nhân ở trong. Tất cả được bảo vệ bằng lớp vỏ ngoài cứng, phần lớn là khoáng chất carbonate, một số ít trường hợp là silic hay cát dính kết (trừ một số rất ít có vỏ mềm là chất chitin), do đó chúng thường được bảo tồn tốt (nhiều khi rất hoàn hảo) trong các lớp đá trầm tích khác nhau (đặc biệt là đá carbonate) [8, 13]. Tuy là động vật đơn bào, nhưng tất cả các hoạt động sống như chuyển động, bắt

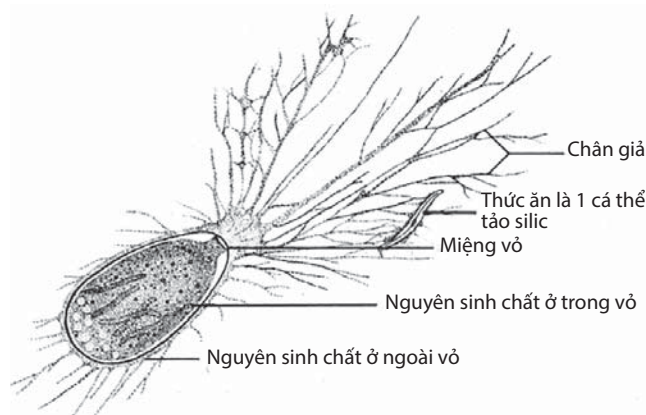
Bảng 1. So sánh sự giống và khác nhau giữa trùng lỗ kích thước lớn và trùng lỗ kích thước nhỏ

So sánh	Trùng lỗ kích thước lớn	Trùng lỗ kích thước nhỏ
Thành phần phân loại	Chủ yếu các giống, loài Paleozoic - Mesozoic	Chủ yếu các giống, loài Cenozoic
Sinh thái - Cổ sinh thái	Biển nông, sống đáy	Biển nông, biển sâu, sống đáy và trôi nổi
Đặc điểm bảo tồn	Chủ yếu trong các đá trầm tích carbonate	Chủ yếu trong đá trầm tích lục nguyên mảnh vụn và một số ít trong trầm tích carbonate
Phương pháp nghiên cứu	Lát mỏng cổ sinh định hướng, nghiên cứu kiến trúc bên trong vỏ (trừ LF Quaternary bảo tồn trong trầm tích mảnh vụn thì nghiên cứu hình thái vỏ ngoài)	- Tách hóa thạch khỏi đá vây quanh (trầm tích mảnh vụn), nghiên cứu hình thái bên ngoài vỏ; - Lát mỏng cổ sinh định hướng (trầm tích carbonate)
Phát triển tiến hóa	Trong Paleozoic và Mesozoic	Trong Cenozoic
Kiểu thang sinh địa tầng áp dụng	Theo trùng lỗ sống đáy	Theo trùng lỗ sống đáy và sống trôi nổi
Ý nghĩa địa tầng	Địa phương (phổ biến), khu vực, liên khu vực (một số trường hợp)	Khu vực, liên khu vực là phổ biến
Hạn chế: - Tương trầm tích; - Nghiên cứu huyết thống.	- Đối với trầm tích lục địa; - Ở Việt Nam chưa có nghiên cứu huyết thống phát sinh.	- Đối với trầm tích lục địa; - Ở Việt Nam đã có (nhưng còn rất hạn chế) nghiên cứu huyết thống phát sinh.

môi, sinh sản, di chuyển... đều được thực hiện như các động vật đa bào có và không có xương sống. Sự di chuyển và bắt mồi được thực hiện nhờ mạng lưới chân giả (giả túc - pseudopod) do nguyên sinh chất chui qua lỗ miệng và các lỗ hổng của vỏ ra môi trường bên ngoài tạo thành (Hình 1).

2.2. Sinh thái - cổ sinh thái

Cả LF và SF đều là các sinh vật biển. Theo phương thức sống, Foraminifera được chia thành hai nhóm chính là sống đáy (Benthic Foraminifera) và sống phù du trôi nổi (Planktonic Foraminifera). Trong đó, LF thuộc nhóm sinh thái thứ nhất (do đó không nhất thiết phải gọi là "Larger Benthic Foraminifera" - LBF) và tập trung chủ yếu vào các vùng biển nông ấm áp, giàu carbonate của vành đai nhiệt đới và cận nhiệt đới của trái đất. Phần lớn SF cũng thuộc nhóm sinh thái thứ nhất, nhưng chúng phát triển và phân bố rộng rãi hơn về không gian (trong tất cả các đới khí hậu), có khả năng thích nghi với các môi trường biển khác nhau về độ sâu thủy vực (từ biển nông ven bờ tới biển sâu, biển thẳm), nồng độ muối trong nước (từ lợ của các vùng cửa sông ven biển đến mặn của biển bình thường), nhiệt độ môi trường (từ các vùng biển nhiệt đới - cận nhiệt đới đến ôn đới và hàn đới giá lạnh ở hai cực của trái đất), chế độ thủy - thạch động lực của môi trường (từ yên tĩnh, tương đối yên tĩnh đến những nơi có chế độ sóng, gió và dòng chảy mạnh)... và một số họ, giống, loài của SF thuộc nhóm sinh thái thứ hai (plankton) đặc trưng cho môi trường biển sâu ở các biển và đại dương thế giới và cũng phân bố rộng rãi ở các đới khí hậu khác nhau của trái đất. Do tính đa dạng và đặc thù sinh thái như vậy nên Foraminifera nói chung được coi là các sinh vật chỉ thị môi trường. LF thường sống cộng sinh với các sinh vật khác

**Hình 1.** Một cá thể trùng lỗ hiện đại

như san hô, rong tảo sản sinh ra trầm tích carbonate của các rạn san hô nên còn được coi là một trong các sinh vật tạo rạn [10, 11, 13, 14].

2.3. Phân bố địa tầng và tiến hóa

Trong lịch sử phát triển vỏ trái đất, các hóa thạch Foraminifera cổ nhất xuất hiện từ đầu Paleozoic (Cambrian) cách ngày nay khoảng trên 500 triệu năm. Chúng tồn tại và phát triển qua các đại Mesozoic, Cenozoic và một số đại biểu của các họ, giống hiện còn đang sống ở các vùng biển và đại dương thế giới. Theo phân loại Foraminifera của Loeblich and Tappan [15], bộ (Order) Foraminifera có 12 phụ bộ (Suborder) thì LF thuộc 6 phụ bộ là Fusulinina, Lagenina, Involutina, Miliolina, Textulariina và Rotaliina. Hình 3 cho thấy LF bắt nguồn từ nhóm Allogromiina (các Foraminifera nguyên thủy có vỏ mềm là chất hữu cơ tương tự chất chitin). Chúng bắt đầu phát triển mạnh từ cuối Devonian. Trong Paleozoic trên (Carboniferous-Permian), trên thế giới cũng như ở Việt Nam, phát triển cực thịnh các họ Endothyridae và Fusulinidae... của LF (Hình 2 và 3).

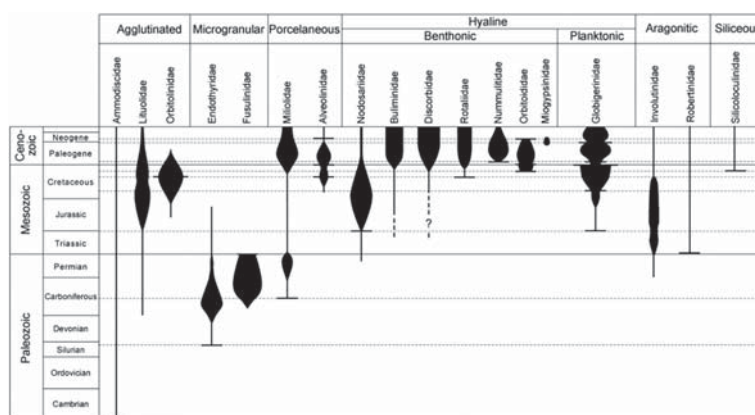
Phần lớn họ thứ 2 tuyệt chủng ở cuối Permian và cả hai họ này đều tuyệt chủng trong Triassic và Jurassic). Trong đại Mesozoic (Jurassic - Cretaceous) trên thế giới phát triển một số đại biểu của các họ Lituolidae, Nodoariidae, Orbitolinidae... và đến cuối đại này xuất hiện các đại biểu đầu tiên của họ Orbitoidae. Trong khoảng thời gian này ở Việt Nam rất hiếm LF, chỉ có một số ít phát triển trong Triassic sớm và giữa ở một số nơi (đó là đại biểu của các họ Endothiridae, Arenovidalinidae, Ammodiscidae, Involutoidea...). Đặc trưng cho Paleogene trên thế giới là họ Nummulitidae (loại LF tạo đá xây dựng nên hệ thống kim tự tháp Ai Cập cổ đại), thượng họ Soritoidea... nhưng ở Việt Nam chúng vắng mặt vì không có trầm tích biển tuổi này. Đặc trưng cho Neogene trên thế giới và Việt Nam là các đại biểu của các họ Miogypsinidae, Lepidocyclinidae... Hiện nay, trong Quaternary ở các vùng biển Việt Nam cũng như trên thế giới rất phát triển đại biểu của các họ Operculinidae, Heterosteginidae, Amphisteginidae, Soritidae... Vỏ của chúng là một trong những nguồn vật liệu quan trọng tham gia vào việc cấu tạo nên các đảo nổi ở Trường Sa và Hoàng Sa [12].

3. Ý nghĩa của việc nghiên cứu trùng lỗ kích thước lớn

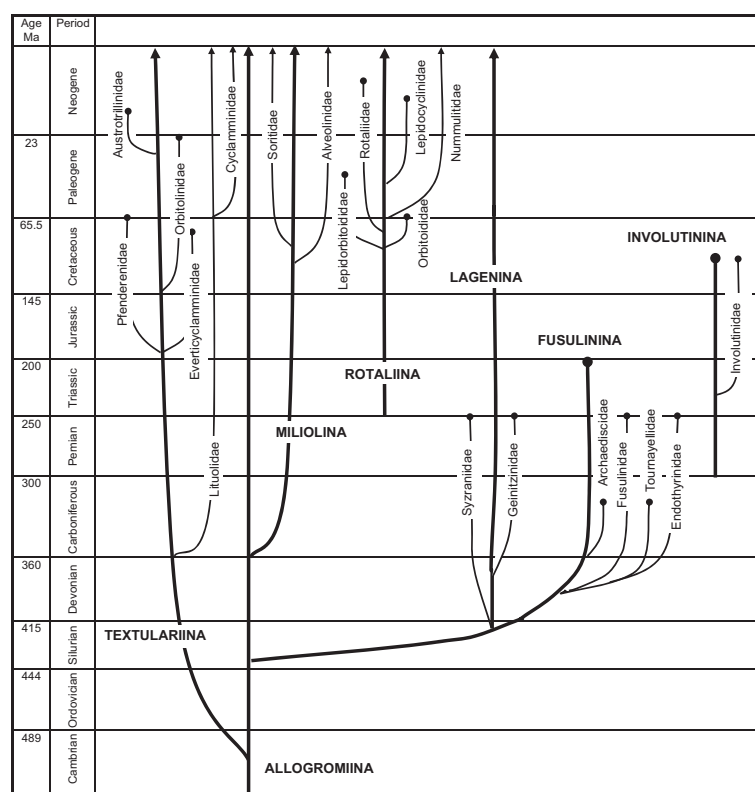
Qua nghiên cứu trên cho thấy trùng lỗ kích thước lớn có một số đặc điểm, tính chất rất ưu việt tạo nên tính đặc thù riêng, đó là: tiến hóa tương đối nhanh tạo nên nhiều hóa thạch chỉ đạo địa tầng; sinh vật chỉ thị môi trường; sinh vật tạo trầm tích và là sinh vật tạo nên độ rỗng của trầm tích. Bốn đặc điểm này làm nên 4 ứng dụng quan trọng dưới đây.

3.1. Về địa tầng

Trong quá trình phát sinh và phát triển, LF có tốc độ tiến hóa tương đối nhanh, biến đổi từ giống, loài này sang giống, loài khác (mỗi giống, loài chỉ phát triển và tồn tại trong khoảng một thời gian ngắn) tạo nên dãy tiến hóa liên tục gồm nhiều hóa thạch đặc trưng, chỉ đạo địa tầng (Stratigraphic markers, Index fossils) của các khoảng địa tầng khác nhau. Đó là cơ sở quan trọng của sinh địa tầng (xác định tuổi trầm tích, phân chia các



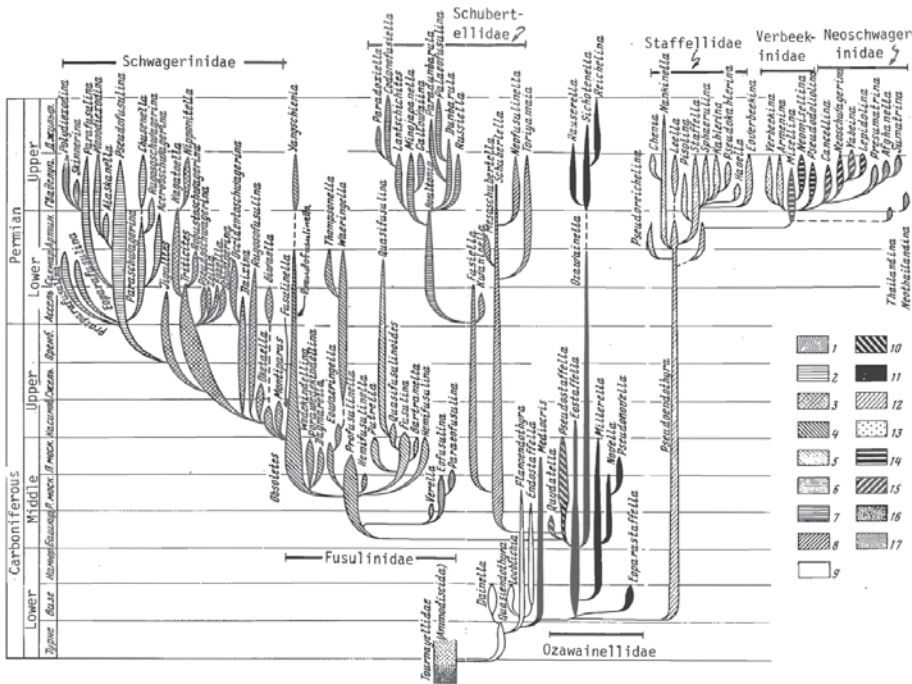
Hình 2. Phân bố địa tầng của một số họ trùng lỗ [16]



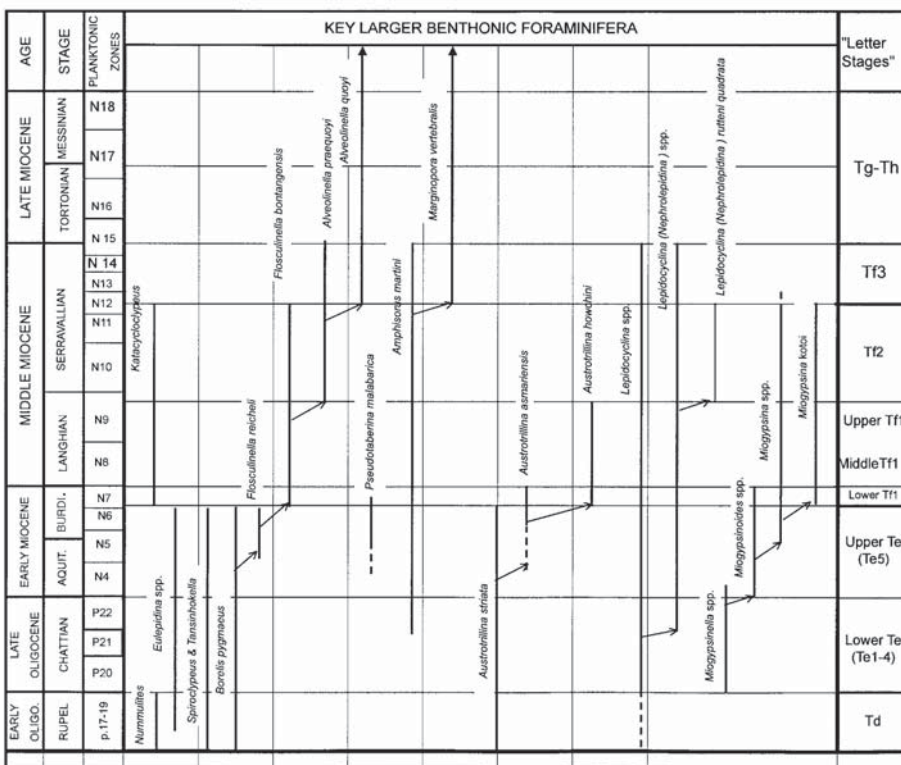
Hình 3. Phân bố địa tầng của các phụ bộ, một số họ quan trọng và tiến hóa của trùng lỗ kích thước lớn [9]

mặt cắt địa chất và liên hệ địa tầng giữa chúng). Hình 4 là một thí dụ minh họa sự phân bố địa tầng, thành phần phân loại và huyết thống phát sinh của bộ Fusulinida [15] được ứng dụng để nghiên cứu sinh địa tầng các trầm tích Carboniferous-Permian (Hình 4).

Không chỉ có nhóm Fusulinida trong Paleozoic trên mới có đặc điểm nói trên, mà nhiều nhóm LF khác cũng có, như Ammodiscidae, Involutoidea... trong Mesozoic và Lepidocyclinidae, Miogypsinidae... trong Neogene. Ở nhiều nơi trên thế giới, đặc biệt như ở Ấn Độ, Myanmar, Indonesia... LF phát triển rất mạnh trong Cenozoic và đóng vai trò chủ đạo trong nghiên cứu sinh địa tầng các thành tạo trầm tích carbonate biển nông, loại trầm tích rất nghèo các hóa thạch to (Macrofauna) và Foraminifera sống trôi nổi



Hình 4. Phân bố địa tầng, thành phần phân loại và huyết thống phát sinh của bộ Fusulinida trong Carboniferous-Permian [15]



Hình 5. Phân bố địa tầng và huyết thống phát sinh của một số trùng lỗ kích thước lớn sống đáy chính Tertiary (Đệ Tam) đặc trưng ở Nam Trung tâm Java (Indonesia). Đối sánh hai kiểu "Thang sinh địa tầng đối trùng lỗ trôi nổi (SF - cột 3 bên trái) của Banner & Blow (1965) và "Thang sinh địa tầng chữ" (LF - cột 5 bên phải) của Wonders & Adam (1991) (theo Boudagher-Fadel [6])

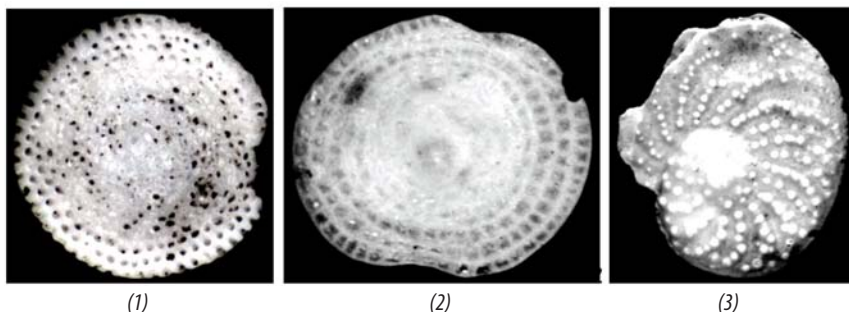
(Planktonic Foraminifera). Vào những năm 1920, LF đã trở thành nhóm hóa thạch chính được lựa chọn để nghiên cứu sinh địa tầng ở Indonesia. Trên cơ sở đặc điểm phân bố địa tầng của hóa thạch, các chuyên gia đã sử dụng nhóm hóa thạch này để xây dựng thang sinh địa tầng "đới chữ" hay "bậc chữ" (Letter Stages) (Hình 5, cột 5 bên phải). Thang sinh địa tầng kiểu ký hiệu bằng chữ này rất thuận tiện và

hiệu quả trong nghiên cứu sinh địa tầng các trầm tích Neogene carbonate biển nông. Chỉ cần sự có mặt của một số dạng hóa thạch đặc trưng, chỉ đạo hay tập hợp của chúng là có thể nhận biết được ngay tính liên tục của trầm tích, tuổi của chúng và phân chia, liên hệ các mặt cắt địa chất tại thực địa bằng thước dây [17].

3.2. Về môi trường trầm tích

Các nghiên cứu về đặc điểm sinh thái cho thấy LF là nhóm sinh vật đặc trưng cho môi trường biển nông ấm áp giống như san hô tạo rạn (hematypic coral). Do đó, sự có mặt của chúng là chỉ thị của môi trường biển nông ấm áp và sự vắng mặt của chúng là môi trường lạnh. Các nghiên cứu sinh thái của LF hiện đại cho thấy: nhiệt độ thấp nhất trung bình mà các sinh vật này có thể sống và chịu đựng được là 18°C (có thể dao động từ 15 - 22°C - tùy từng giống loài cụ thể. Trong điều kiện phòng thí nghiệm Amphistegina ngừng hoạt động ở nhiệt độ 12 - 16°C, độ sâu lớn nhất trung bình là - 35m (có thể nhỏ hơn và lớn hơn nhưng không vượt quá độ sâu giới hạn của đới chiếu sáng [10, 11, 13], độ trong của nước cao (không có vẩn đục), chế độ thủy - thạch động lực từ yếu đến mạnh (bão, cuồng phong và sóng thần sẽ hủy diệt chúng) [10, 11, 14]. Đối chiếu với môi trường sinh thái các vùng biển nước ta thì điều kiện môi trường sinh thái như vậy hoàn toàn giống với thực tế môi trường của vùng biển Tư Chính - Vũng Mây, các vùng biển nông xa bờ và xung quanh các đảo nổi ở quần đảo Trường Sa và Hoàng Sa của Việt Nam. Các nghiên cứu Foraminifera của

Một số trùng lỗ kích thước lớn Quaternary ở các vùng biển và hải đảo Việt Nam:



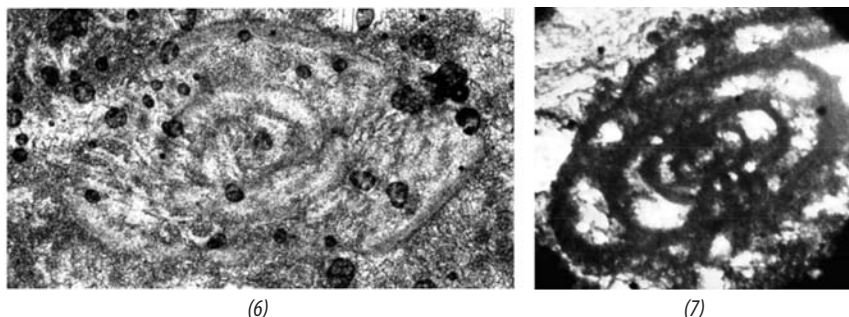
1: *Marginopora vertebralis*, N°NY 2,6a, Holocene, đảo Nam Yết, quần đảo Trường Sa Việt Nam; 2: *Cycloclypeus* sp., N°TC-VM1,2,3/2.1a, Quaternary, vùng biển Tư Chính - Vũng Mây; 3. *Operculina* cf. *granulosa*, N°VG 14.1, Quaternary, thềm lục địa Nam Trung Bộ, Việt Nam.

Một số trùng lỗ kích thước lớn Neogene ở thềm lục địa Việt Nam:



4: *Lepidocyclina* cf. *sumatrensis*, N°LM20/GK.3X, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; 5: *Miogypsinina* sp., N°LM2400/GK05-1B-TL-1X, bể Nam Côn Sơn, Miocene giữa.

Một số trùng lỗ kích thước lớn Paleozoic ở thềm lục địa Việt Nam:



6: *Neofusulinella* sp., N°LM 3989/HRD/12, hệ tầng đá vôi Permi, Bắc bể Sông Hồng; 7: *Palaeostaffella* sp., N°LM 4120/7, hệ tầng đá vôi carbon, Bắc bể Sông Hồng.

Hình 6. Hình ảnh một số trùng lỗ kích thước lớn ở Việt Nam

nhóm tác giả cho thấy LF ở các vùng biển này của Việt Nam phát triển rất mạnh, phong phú và đa dạng (Hình 6) [2 - 4].

3.3. Về tạo trầm tích

Các nghiên cứu thành phần sinh vật tạo rạn ở các đảo san hô ở Trường Sa cũng như đá vôi trên đới nâng Tri Tôn cho thấy trùng lỗ kích thước lớn là một trong các sinh vật tạo rạn - đá chính, chúng chỉ đứng sau san hô và một số loại tảo [18]. Hai lý do chính để các sinh vật này trở thành các sinh vật chính sản xuất ra vật liệu vôi (CaCO_3) đóng góp vào việc tạo rạn hay tạo trầm tích nói chung là: chúng là các sinh vật có đời sống cộng sinh và chu trình sống gồm hai thể hệ sinh sản xen kẽ nhau là sinh sản vô tính và sinh sản hữu tính. Cả hai hoạt động sống này của sinh vật tạo ra một lượng lớn các sản phẩm CaCO_3 . Trong đời sống cộng sinh giữa LF và tảo (thường là tảo đỏ, tảo

lục, tảo silic...) có sự ảnh hưởng qua lại giữa chúng trong việc sử dụng năng lượng quang hợp và hấp thụ khí CO_2 để đẩy mạnh quá trình calcite hóa các sản phẩm carbonate hữu cơ do chúng tạo ra. Theo tính toán của các nhà khoa học Langer et al. [8] trên 70 địa điểm nghiên cứu của tất cả các đại dương thế giới thì Foraminifera đóng góp khoảng 43 triệu tấn CaCO_3 hàng năm, nghĩa là tương ứng với khoảng 0,76% sản lượng CaCO_3 được tạo ra hàng năm hiện nay ở tất cả các đại dương thế giới và khoảng 4,8% quỹ carbonate rạn san hô toàn cầu [18].

Trong vòng đời của trùng lỗ kích thước lớn có hai thể hệ sinh sản xen kẽ nhau là thể hệ sinh sản vô tính và thể hệ sinh sản hữu tính. Sinh sản vô tính được thực hiện bằng sự phân chia nhân tế bào, còn sinh sản hữu tính được thực hiện bằng sự kết hợp của các yếu tố giới tính. Mỗi lần sinh sản, sinh vật mẹ tạo ra một lượng lớn các cá thể sinh vật có vỏ cứng bằng chất vôi. Do đó, mật độ "cư dân" của các sinh vật này trong các điều kiện môi trường thuận lợi tăng lên rất nhanh. Sau khi sinh vật chết đi, các di tích vỏ cứng này của chúng được tích tụ lại có nơi thành các lớp dày đặc, chính vì vậy mà trong nghiên cứu sinh tượng người ta có thể phân chia ra thành các tướng khác nhau mang tên các hóa đá đặc trưng như tướng đá vôi Fusulinid, tướng đá vôi Nummulites, tướng đá vôi Miogypsinid, tướng đá vôi Lepidocyclinid...

3.4. Về địa chất dầu khí

Các sinh vật LF thường có vỏ cấu tạo khá phức tạp. Các vỏ này gồm nhiều phòng cách nhau bởi các vách ngăn, trong đó là chỗ ở của sinh vật sống. Sau khi sinh vật chết, những vỏ này trở nên trống rỗng. Trong quá trình tích tụ cùng với trầm tích và biến đổi thành đá, một số phòng của

chúng có thể được lấp đầy bằng các vật chất thứ sinh (như trầm tích, các tinh thể calcite...) nhưng phần lớn khoang rỗng vẫn được bảo toàn, đặc biệt là các trầm tích đá vôi trẻ (đá vôi hệ tầng Tri Tôn - Middle - Miocene). Chính vì vậy mà các đá trầm tích có nguồn gốc sinh vật nói chung và LF nói riêng thường có độ rỗng lớn - một đặc điểm mà các nhà địa chất dầu khí rất quan tâm do chúng có thể trở thành các đối tượng chứa dầu khí quan trọng.

4. Trùng lỗ kích thước lớn ở Việt Nam

Các kết quả nghiên cứu cổ sinh - địa tầng cho thấy LF ở Việt Nam phát triển không liên tục và tập trung vào ba khoảng địa tầng chính là Paleozoic giữa - đầu Mesozoic, Neogene (chủ yếu là Miocene dưới - giữa, Pliocene?) và Quaternary - hiện đại (Pleistocene dưới - giữa?, Pleistocene trên - Holocene và hiện nay). Trong khoảng địa tầng thứ nhất chúng phát triển rộng rãi trong các thành tạo trầm tích carbonate (đá vôi) cả trên phần đất liền, thềm lục địa và ở một số đảo và liên tục từ Devonian giữa - Carboniferous - Permian đến Triassic giữa; trong khoảng địa tầng thứ hai - cũng trong các thành tạo carbonate nhưng hạn chế ở một số nơi của thềm lục địa (như đới nâng Tri Tôn ở ngoài khơi Trung Bộ và phía Đông bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa phía Nam), chủ yếu trong Miocene dưới - giữa, còn Miocene trên - Pliocene chưa rõ; trong khoảng địa tầng thứ ba - chúng phát triển rộng rãi chủ yếu trong các trầm tích lục nguyên mảnh vụn (rất hiếm trầm tích carbonate, trừ các rạn san hô cổ) Pleistocene trên - Holocene ở một số vùng biển nông của thềm lục địa, Tư Chính - Vũng Mây và các đảo của các quần đảo Trường Sa và Hoàng Sa. Ở cả 3 khoảng địa tầng này LF đều có ý nghĩa quan trọng trong việc giải quyết các vấn đề về sinh địa tầng, môi trường trầm tích và cổ địa lý.

5. Kết luận

Từ những điều trình bày ở trên có thể rút ra một số kết luận sau:

- Trùng lỗ kích thước lớn là một khái niệm có tính quy ước để chỉ các Foraminifera có kích thước > 2mm (có thể tới > 140mm), còn Smaller Foraminifera có kích thước < 2mm (trung bình trên dưới 1mm).
- Đó là các sinh vật đơn bào, cơ thể chỉ có một tế bào chứa nguyên sinh chất và một hoặc một số nhân; có tốc độ phát triển tiến hóa nhanh tạo nên nhiều hóa thạch đặc trưng, chỉ đạo địa tầng nên được ứng dụng rộng rãi trong nghiên cứu sinh địa tầng; chúng là các sinh vật biển và có khả năng thích nghi với các điều kiện khác nhau của các môi trường biển nên được gọi là sinh vật chỉ thị môi

trường và được sử dụng rộng rãi trong nghiên cứu cổ địa lý và môi trường trầm tích; chúng là các sinh vật tạo trầm tích và tạo độ rỗng của trầm tích nên được các nhà địa chất dầu khí quan tâm.

- Trùng lỗ kích thước lớn, trên thế giới, phát triển mạnh trong các khoảng địa tầng Paleozoic giữa - trên, Mesozoic và Cenozoic và có ý nghĩa quan trọng trong việc giải quyết các vấn đề sinh địa tầng và cổ địa lý các khoảng địa tầng này.

- Trùng lỗ kích thước lớn, ở Việt Nam, phát triển rộng rãi trong các đá trầm tích carbonate cuối Paleozoic giữa - trên - Mesozoic, cả trên đất liền, thềm lục địa và một số hải đảo; kém phát triển trong các đá carbonate Neogene (chủ yếu là Miocene dưới - giữa) của một số bể trầm tích (đới nâng Tri Tôn, phần phía Đông bể Nam Côn Sơn) và phát triển rộng rãi trong các thành tạo trầm tích lục nguyên mảnh vụn và đá vôi ở một số nơi biển nông của thềm lục địa, vùng biển Tư Chính - Vũng Mây và các đảo của quần đảo Trường Sa và Hoàng Sa của Việt Nam. Chúng đóng vai trò quan trọng trong giải quyết các vấn đề về sinh địa tầng, cổ địa lý và môi trường trầm tích ở đây.

Tài liệu tham khảo

1. P.Hallock. *Symbiont-Bearing Foraminifera in Modern Foraminifera* (B.K.Sen Gupta (ed.). Kluwer Academic Publishers. 1999; 8: p. 123 - 139.
2. K.Matsumaru. *Miogypsinid Foraminiferal Biostratigraphy from the Oligocene to Miocene Sedimentary Rocks in the Tethys Region*. 2011; 25: p. 619 - 648. www.intechopen.com.
3. Nguyễn Ngọc. *Foraminifera Đệ Tứ muộn quần đảo Trường Sa*. Tuyển tập Cổ sinh vật học. Nhà xuất bản Khoa học - Kỹ thuật. Hà Nội. 1982; 1: trang 34 - 45.
4. Nguyễn Ngọc, Nguyễn Hữu Cừ, Đỗ Bạt. *Hóa thạch (Foraminifera) Kainozoi thềm lục địa và các vùng lân cận ở Việt Nam*. Chuyên khảo. Nhà xuất bản Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam. Hà Nội. 2006: 392 trang.
5. Đoàn Nhật Trường (chủ biên), Lê Hùng, Nguyễn Thị Thanh, Nguyễn Văn Liêm, Trần Thị Ninh. *Atlas cổ sinh vật Việt Nam, tập Trùng lỗ*. Nhà xuất bản Tài nguyên - Môi trường và Bản đồ Việt Nam. Hà Nội. 2012: 226 trang
6. M.K.Boudagher-Fadel, S.W.Lokier. *Significant Miocene larger foraminifera from South Central Java*. Revue de Paléobiologie, Geneve. 2005; 24(1): p. 291 - 309.
7. A.Zmiri, D.Kaha, S.Hochstein, Z.Reiss. *Phototaxis and thermotaxis in some species of Amphistegina*

- (Foraminifera). *Journal of Protozoology*. 1974; 21 (1): p. 133 - 138.
8. M.R.Langer, M.T.Silk, J.H.Lipps. *Global ocean carbonate and carbon dioxide production; the role of reef Foraminifera*. The Journal of Foraminiferal Research. 1997.
 9. J.Murray. *Ecology and application of benthic foraminifera*. Cambridge University Press. 2008: 426p.
 10. J.W.Murray. *Distribution and ecology of living benthic foraminiferids*. Heinemann, London. 1973: 274p.
 11. J.Hohenegger. *Distribution of living larger foraminifera NW of Sesoko-Jima, Okinawa, Japan*. PSZNI, Marine ecology. 1994; 15 (3, 4): p. 291 - 334.
 12. Mai Văn Lạc, Đỗ Thị Bích Thược, Vũ Anh Thư. Các Trùng lỗ lớn thuộc bộ Trùng Tiền (Nummulitida) trong các trầm tích Kainozoi thượng ở Việt Nam. Tạp chí Địa chất, N299/3-4. 2007: trang 3 - 8.
 13. J.Hohenegger, E.Yordanova, Y.Nakano, F.Tatzreiter. *Habitats of larger foraminifera on the upper reef slope of Sesoko Island, Okinawa, Japan*. Marine Micropaleontology. 1999; 36 (2, 3): p. 109 - 168.
 14. J.Hofker. Part 2: Families Astrorhizidae, Rhizamidae, Rheophacidae, Anomalinidae, Peneroplidae. Foraminifera of the Siboga expedition. Siboga Expeditie, Monographie IVa. Brill, Leiden. 1930; 170p.
 15. Jr.A.R.Loeblich, H.Tappan. *Foraminiferal genera and their classification*. 1988.
 16. M.Holzmann, J.Hohenegger, P.Hallock et al. *Molecular phylogeny of larger miliolid foraminifera (Soritacea Ehrenberg, 1839)*. Marine Micropaleontology. 2001; 43: p. 57 - 74.
 17. M.K.Boudagher Fadel. *Evolution and geological significance of Larger benthic Foraminifera*. Developments in Paleontology & Stratigraphy. Elsevier. Amsterdam-Paris-Tokyo. 2008; 21: 544p.
 18. Nguyễn Ngọc. Rạn san hô và sinh vật tạo rạn vùng quần đảo Trường Sa. Báo cáo chuyên đề. Hà Nội. 1999: 44 trang
 19. J.Hofker. Part 1: Families Tinoporidae, Rotaliidae, Nummulitidae, Amphisteginidae. Foraminifera of the Siboga Expedition. Siboga Expeditie. Brill, Leiden, Netherlands. 1927; 4(1): 78p.
 20. D.S.N.Raju. *Study of Indian Mioghypsinidae*. Utrecht Micropaleontological Bulletins. 1974; 9.
 21. W.Renema. *Larger Foraminifera on reefs around Bali (Indonesia)*. Zoologische Verhandelingen Leiden 345. Netherlands. 2003; 31: p. 337 - 366.
 22. W.Renema, S.R.Troelstra. *Larger foraminifera distribution on a mesotrophic carbonate shelf in SW Sulawesi (Indonesia)*. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. 2001; 175 (1 - 4): p. 125 - 146.
 23. E.J.Van Vessem. *Study of Lepidocyclinidae from Southeast Asia, particularly from Java and Borneo*. Utrecht Micropaleontological Bulletins. 1978; 19: 162p.

Some features of larger foraminifera fossils and significance of their study

Nguyen Ngoc¹, Nguyen Xuan Phong²

¹Vietnam National Museum of Nature, Vietnam Academy of Science and Technology

²Petrovietnam Exploration Production Corporation

Email: phongnx@pvep.com.vn

Summary

Fossils of larger foraminifera (LF) are mostly environmental indicators or bio-indicators and stratigraphic markers or index fossils in which petroleum geologists are particularly interested. Studies of foraminifera fossils in general in many marine and island areas of Vietnam revealed that larger foraminifera fossils are present in calcareous sediments from Devonian-Carboniferous to Neogene period and especially developed during the Quaternary period in coral reef islands [12, 16-18, 22]. These geological formations usually have very high porosity, therefore the study of larger foraminifera would be useful for biostratigraphy, paleo-geography, study of depositional environment, evolution and diversity of the biota, geological surveys and marine resource evaluation (including petroleum geology). This article introduces some main features of the above mentioned fossil group.

Key words: Fossil, larger foraminifera, biostratigraphy, petroleum geology.

ỨNG DỤNG BƠM ĐIỆN CHÌM CHO CÁC GIẾNG KHAI THÁC THÂN DẦU MÓNG NÚT NẸ MỎ SƯ TỬ VÀNG

ThS. Nguyễn Văn Tuấn^{1,2}, PGS.TS. Trần Văn Xuân¹

ThS. Lê Ngọc Sơn³, KS. Nguyễn Văn Quế², ThS. Trương Tuấn Anh⁴

¹Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

²Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

⁴Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC)

Email: tuannv@cljoc.com.vn

Tóm tắt

Phương pháp bơm ép khí gas lift ngoài vành xuyên thường được áp dụng để duy trì lưu lượng khai thác sau giai đoạn tự phun ban đầu của giếng. Tuy nhiên, phương pháp này phụ thuộc vào công suất máy nén khí, nguồn khí, đặc điểm vật lý loại chất lưu khai thác (tỷ trọng, độ nhớt), áp suất vỉa. Trong đó, hiệu suất giảm đáng kể đối với các giếng có độ nghiêng lớn hoặc khi hàm lượng nước khai thác tăng cao, áp suất vỉa suy giảm... Do vậy, một phương pháp khai thác thay thế hiệu quả hơn là bơm điện chìm (electrical submersible pump - ESP) đã được đưa vào nghiên cứu và áp dụng. Quá trình nghiên cứu áp dụng bơm điện chìm được thí điểm cho các giếng khai thác thân dầu đá móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Vàng thuộc bể Cửu Long. Mục đích của quá trình thử nghiệm là đánh giá hoạt động của bơm điện chìm và khả năng khai thác dầu bằng bơm điện chìm so với phương pháp gaslift cho các giếng có hàm lượng nước khai thác cao. Kết quả thử nghiệm cho thấy phương pháp bơm điện chìm linh động hơn, khả năng khai thác với lưu lượng cao hơn so với phương pháp gaslift, làm giảm hàm lượng nước khai thác không chỉ của chính giếng đó mà còn của các giếng lân cận, ngoài ra giúp làm giảm áp suất (back pressure) trên toàn hệ thống tạo điều kiện cho các giếng khác khai thác cao hơn, hệ thống nội mỏ ổn định hơn, tiết kiệm được một lượng khí gaslift để sử dụng cho những mục đích khác.

Từ khóa: Bơm điện chìm (ESP), chỉ số khai thác (PI), hàm lượng nước khai thác (WC), trữ lượng thu hồi dầu dự báo cuối cùng (EUR).

1. Giới thiệu

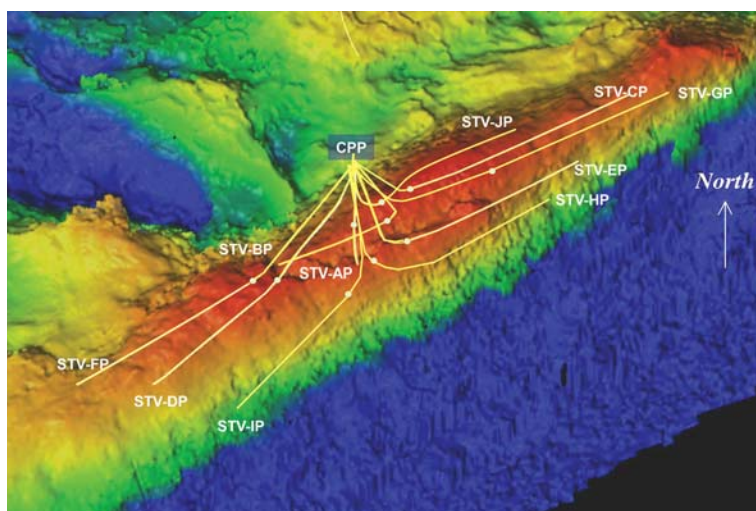
Thân dầu đá móng granite mỏ Sư Tử Vàng nằm ở bồn trũng Cửu Long thuộc thềm lục địa Nam Việt Nam. Mỏ được phát hiện vào năm 2001, dài 18km và rộng 4km (Hình 1), vùng chứa dầu nằm trong khoảng từ độ sâu 2.700m đến 4.000m.

Dầu có tỷ trọng $API \pm 36,5$, tỷ số khí hòa tan trong dầu thấp 171scf/stb. Áp suất vỉa ban đầu 4.400psi tại 9.186,3 ftTVDss (2.800 mTVDss), nhiệt độ vỉa 302°F (150°C) và hàm lượng H_2S thấp.

Mỏ Sư Tử Vàng được đưa vào khai thác từ năm 2008. Đến nay đã có 14 giếng (bao gồm 2 giếng bơm ép) đang hoạt động. Giếng khai thác tự phun ở thời gian đầu, tuy nhiên chỉ sau 8 tháng khai thác nước đã xâm nhập vào vỉa. Hiện nay tất cả các giếng đều có hàm lượng nước khai thác cao (Hình 2).

Hiện tượng thường thấy ở các giếng khai thác trong thân dầu móng nứt nẻ là khi có nước xâm nhập, hàm lượng nước sẽ tăng cao

rất nhanh và giếng ngừng tự phun sau một khoảng thời gian ngắn. Bơm ép khí gas lift ngoài ống khai thác là phương pháp khai thác hiệu quả, tiết kiệm và linh động để duy trì lưu lượng của giếng trong giai đoạn đầu mà không cần nhiều chi phí bảo trì. Tuy nhiên, càng về sau, khi hàm lượng nước khai thác tăng cao và năng lượng vỉa giảm dần, phương pháp gas lift không thể duy trì khả năng khai thác của giếng. Do đó cần phải tìm và áp dụng các phương pháp khai thác khác cho các giếng có hàm lượng nước khai thác cao,



Hình 1. Bản đồ vị trí các giếng trong mỏ Sư Tử Vàng

giúp tăng khả năng khai thác và hệ số thu hồi dầu. Trong trường hợp này bơm điện chìm là một phương pháp triển vọng với khả năng thu hồi cao hơn phương pháp gas lift trong cùng một điều kiện vận hành. Trước khi đưa vào ứng dụng cho toàn mỏ, bơm điện chìm được thiết kế và lắp thử nghiệm cho các giếng khai thác mỏ Sư Tử Vàng với mục tiêu:

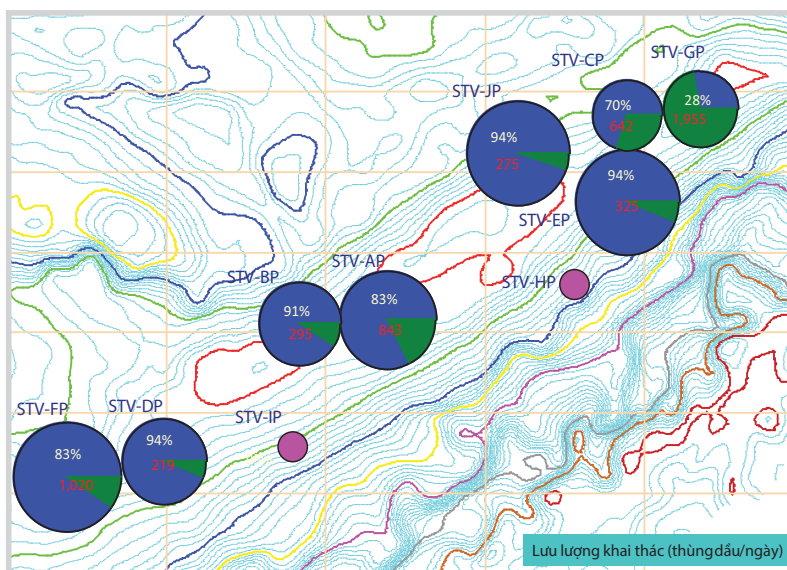
- Đánh giá hoạt động của bơm điện chìm trong điều kiện nhiệt độ và áp suất cao;
- Đánh giá các điểm nổi trội của bơm điện chìm so với gas lift trong việc tối ưu hóa khai thác;
- Đánh giá kết quả nghiên cứu mô hình mô phỏng vỉa.

2. Các tiêu chí lựa chọn giếng lắp bơm điện chìm

Các giếng khai thác được đánh giá dựa trên các tiêu chí trong bài báo "Offshore ESP Selection Criteria" SPE 146652 [1] (Bảng 1). Theo đó, ở tất cả các tiêu chí, các tính chất chất lưu của mỏ Sư Tử Vàng đều thuộc loại "lý tưởng" hoặc "chấp nhận được", chứng tỏ mỏ Sư Tử Vàng phù hợp để ứng dụng khai thác bằng bơm điện chìm.

Khu vực Tây Nam của mỏ Sư Tử Vàng với 4 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép được lựa chọn để thử nghiệm khai thác bằng bơm điện chìm. Năm giếng trong khu vực này có mối liên hệ thủy động mạnh mẽ với nhau và tách biệt với các giếng khác trong mỏ. Các tiêu chí chung cho việc lắp đặt bơm điện chìm ở các giếng như sau:

- Giếng không có hiện tượng sa lắng cặn; giếng có hàm lượng nước khai thác ổn định và hệ số khai thác cao; giếng có quan hệ thủy động với các giếng lân cận; giếng có lượng dầu còn lại cao (remain reserve). Kết quả đánh giá tiềm năng ứng dụng bơm điện chìm cho các giếng được trình bày trong Bảng 2.



Hình 2. Tình trạng khai thác của các giếng trong mỏ Sư Tử Vàng

Bảng 1. Các tiêu chí lựa chọn giếng để ứng dụng bơm điện chìm

Điều kiện hoàn thiện giếng/ Điều kiện khai thác	Lý tưởng	Chấp nhận được	Cần nghiên cứu thêm	Chưa phù hợp	Mỏ Sư Tử Vàng
Đường kính ngoài ống chống (inch)	≥ 9%	≥ 9%	≥ 7	≥ 7	≥ 9%
Nhiệt độ đáy (°F)	< 250	250 - 350	350 - 400	> 400	302
Hệ số khai thác (thùng/ngày/psi)	≥ 6	3 - 6	1 - 3	< 1	20 - 100
Độ sâu của bơm (ft)	< 10.000	10.000 - 14.000	14.000 - 17.000	> 17.000	< 9.186
Tiềm năng (thùng/ngày)	5.000 - 40.000	2.500 - 5.000	1.000 - 2.500	< 1.000	8.000 - 16.000
Tỷ lệ khí tại độ sâu bơm (%)	< 20	20 - 40	40 - 70	> 70	30,5

Bảng 2. Kết quả đánh giá tiềm năng ứng dụng bơm điện chìm

		Giếng STV-AP	Giếng STV-BP	Giếng STV-DP	Giếng STV-FP	Giếng STV-IP
Hệ số khai thác (thùng/ngày/psi)		80	60	170	290	61
Lưu lượng tối đa trong lịch sử khai thác (thùng/ngày)		12.000	14.000	14.000	16.000	7.000
Lưu lượng tối ưu với gaslift (thùng/ngày)		5.000	4.000	6.000	7.000	7.000
Tỷ lệ nước (%) (tháng 12/2012)		85	90	60 - 90	89	99
Tổng lượng dầu thu hồi (triệu thùng) (tháng 12/2012)		4,15	5,63	6,68	4,57	0,1
EUR (triệu thùng)	Gaslift	5,33	6,03	7,66	5,68	Không có
	ESP	6,21	6,25	8,00	6,09	Không có
Lượng dầu tăng (so với GL)		0,87	0,22	0,34	0,40	Không có
Xếp hạng ứng dụng ESP		2	3	4	1	Không có

Bảng 3. Kết quả chạy mô hình

Phương án	1	2	2A	2B	3	3A	5
Giếng lắp bơm chìm	FP	FP-AP	FP- BP	FP-KP	FP-AP-BP	FP-AP-KP	FP-AP-BP-DP-EP
Trường hợp thấp (triệu thùng)	1,72	1,81	1,50	1,98	1,75	2,07	1,86
Trường hợp trung bình (triệu thùng)	2,74	2,79	2,50	3,26	3,05	3,31	3,61
Trường hợp cao (triệu thùng)	3,30	3,72	3,43	4,11	4,19	4,60	5,39

Bảng 4. Kết quả chạy mô hình kinh tế

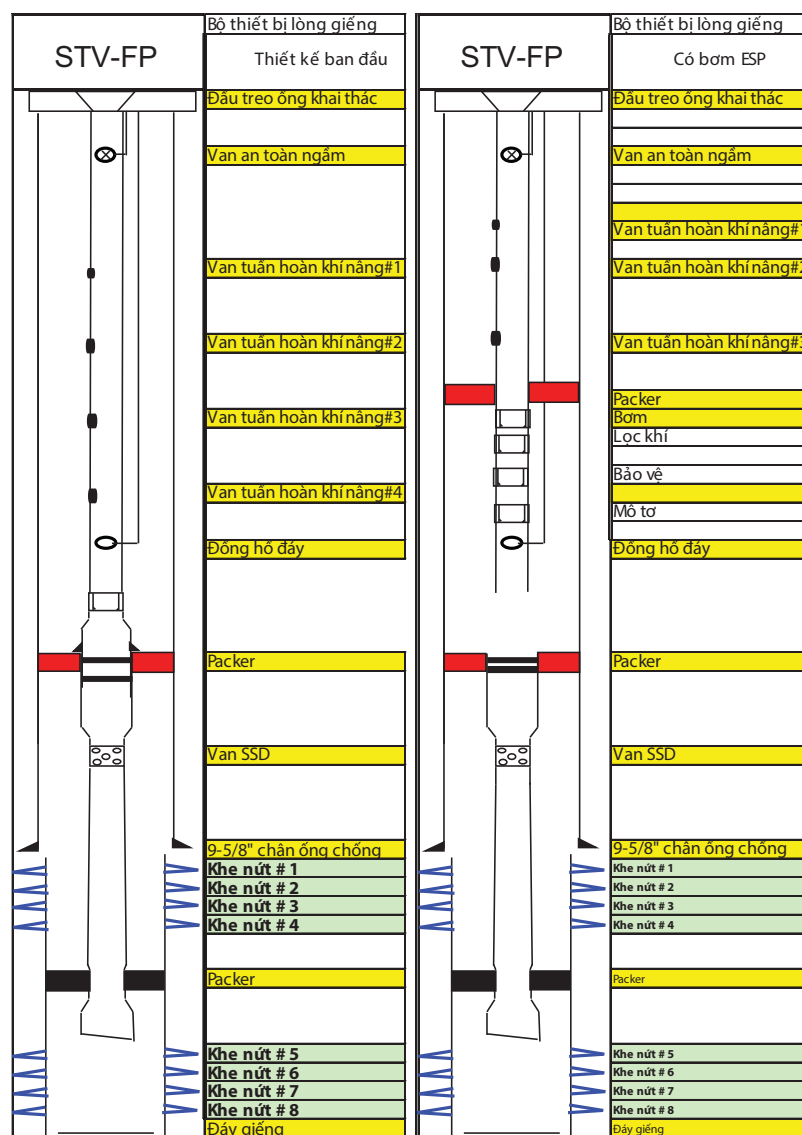
Kịch bản	Phương án	Trữ lượng thu hồi (triệu thùng)	Chi phí đầu tư (triệu USD)	Chi phí vận hành (triệu USD/3 năm)	Dự án (triệu USD)
P90	1	1,72	6,2	2,1	74,91
P50	3	3,05	14,6	6,3	126,00
P50	3A	3,31	14,6	6,3	153,16
P10	5	5,4	23	10,5	233,90

2.1. Kết quả nghiên cứu trên mô hình mô phỏng

Kết quả mô hình đã khớp hóa lịch sử được sử dụng để đánh giá các trường hợp lắp đặt bơm điện chìm khác nhau, đánh giá khả năng thu hồi của từng giếng cho từng cấp khai thác và xem xét giếng nào có thể được chuyển đổi từ gas lift sang bơm điện chìm. Với điều kiện khai thác được giữ nguyên như hiện tại, các giếng được mô phỏng lắp đặt bơm điện chìm với lưu lượng lần lượt tăng 150% (trường hợp thấp); 200% (trường hợp trung bình) và 250% (trường hợp cao) so với khai thác bằng gas lift thông thường nhưng tối đa không lớn hơn 12.000 thùng/ngày, áp suất đáy giếng tối thiểu được duy trì lớn hơn áp suất bão hòa, các giếng còn lại giữ nguyên gas lift. Kết quả mô phỏng được thể hiện ở Bảng 3.

2.2. Kết quả chạy dự báo kinh tế

Dựa trên kết quả dự báo biểu đồ sản lượng từ mô hình khai thác (Bảng 3), mô hình kinh tế đã được chạy nhằm dự báo hiệu quả kinh tế của dự án với các mức độ tin cậy khác nhau P90, P50 và P10 (Bảng 4). Trong đó chi phí đầu tư (capex) được tính cho thay bơm là 4,2 triệu USD/bơm trong trường hợp dùng HWU (hydraulic workover unit) và chi phí lắp thêm hệ thống xử lý nước khai thác (hydrocyclone) cho CPP là



Hình 3. Giếng với hệ thống gaslift cũ và hệ thống ESP-Gaslift mới

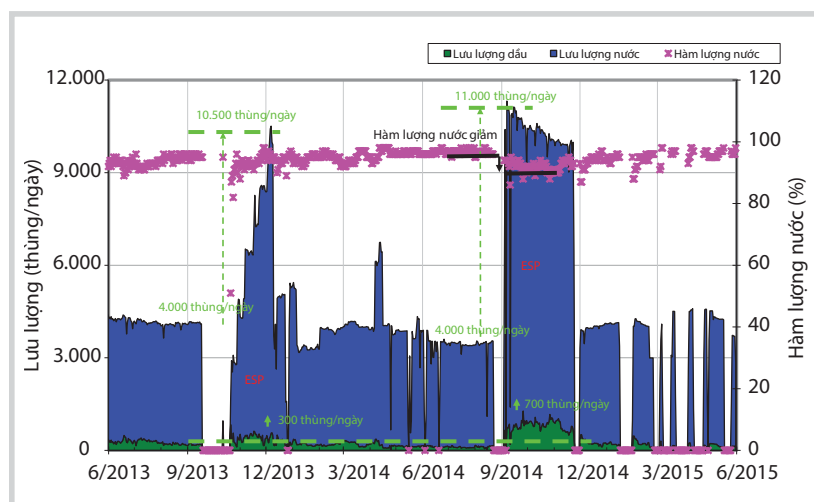
2 triệu USD, chi phí vận hành và sửa chữa là 2,1 triệu USD/3 năm (giả sử cứ 3 năm/lần bơm phải kéo lên sửa) giá dầu được tính 60 USD/thùng và tăng 2% các năm tiếp theo, tỷ lệ chiết khấu (discount rate) là 10%. Kết quả mô hình kinh tế chưa tính đến lợi nhuận mang lại do không cần dùng khí nâng của các giếng lắp đặt bơm điện chìm được dùng cho các giếng khác chưa được lắp bơm hay xuất bán.

Dựa trên kết quả tính toán từ mô hình kinh tế và tình hình thiết bị thực tế, phương án 3 gồm 3 giếng STV-AP, STV-BP và STV-FP được đề nghị lắp đặt thử hệ thống bơm điện chìm [2].

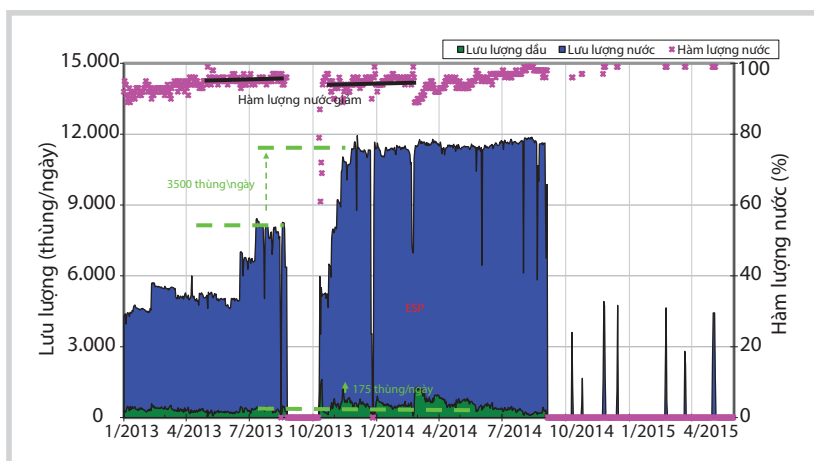
Bảng 5. Tóm tắt thời gian hoạt động của bơm điện chìm

Giai đoạn	Giếng	Thời gian hoạt động của từng bơm điện chìm (ngày)	Thời gian hoạt động trung bình (ngày)
Giai đoạn 1 2013	Giếng STV-AP	50	142
	Giếng STV-BP	330	
	Giếng STV-FP	45	
Giai đoạn 2 2014	Giếng STV-AP	82	> 152
	Giếng STV-FP	> 222 (*)	

(*) Tính đến ngày 31/3/2015



Hình 4. Động thái khai thác của giếng STV-AP



Hình 5. Động thái khai thác của giếng STV-BP

3. Thiết kế bơm điện chìm

Các lưu ý khi thiết kế bơm điện chìm: Áp suất đẩy giếng phải luôn lớn hơn áp suất bão hòa (1.100psi); bơm phải hoạt động ổn định ở lưu lượng khai thác từ 4.000 đến 16.000 thùng/ngày; ngoài lắp đặt bơm điện chìm, gas lift cũng cần được lắp đặt song song để dự phòng; cần phải có đồng hồ đo áp suất để theo dõi giếng liên tục.

Nhà cung cấp bơm sử dụng phần mềm mô phỏng ESP để thiết kế một hệ thống bơm tương thích với các điều kiện hoạt động khác nhau và đánh giá các tham số chưa chắc chắn của vỉa. Bản thiết kế giếng với hệ thống gas lift cũ và hệ thống ESP-Gaslift mới được thể hiện ở Hình 3. Phần thiết bị lòng giếng phía trên sẽ được kéo lên, thay bằng hệ thống ESP-Gas lift mới [3].

3.1. Đánh giá hoạt động bơm điện chìm

Quá trình thử nghiệm khai thác bằng bơm điện chìm mỏ Sư Tử Vàng trải qua 2 giai đoạn. Giai đoạn 1 bắt đầu vào tháng 9/2013 với 3 giếng được lắp bơm điện chìm, trong đó 2 giếng ngừng hoạt động sau lần lượt 45 và 50 ngày. Cả 2 bơm điện chìm được kéo lên để tìm nguyên nhân gây hỏng và được thay thế bằng một hệ thống bơm mới tốt hơn [4].

Tham số tiêu biểu để đánh giá hoạt động của bơm điện chìm chính là thời gian hoạt động. Thời gian hoạt động được tính là số ngày trung bình bơm điện chìm có thể hoạt động ổn định.

Ở giai đoạn 1, thời gian hoạt động của bơm điện chìm khá ngắn, kết quả điều tra sẽ được tóm tắt ở phần tiếp theo. Ở giai đoạn 2, một bơm điện chìm đã hỏng sau 82 ngày, bơm điện chìm còn lại vẫn hoạt động tốt.

3.2. Phân tích nguyên nhân hỏng của bơm điện chìm

Cả 2 bơm điện chìm bị hỏng ở giai đoạn 1 đều có nguyên nhân nằm trong phần "Thiết kế và lựa chọn bơm". Do dầu

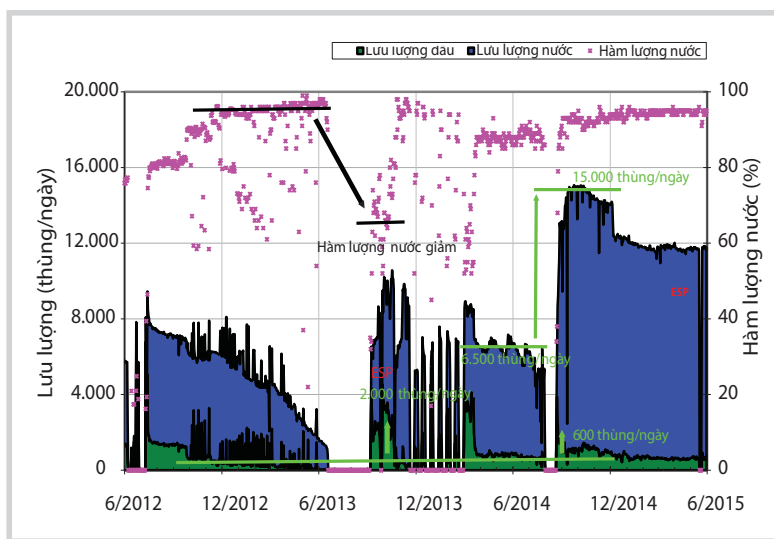
điện môi cách điện sử dụng trong mô tơ (motor) và bảo vệ (protector) được thiết kế chỉ hoạt động ổn định ở nhiệt độ dưới 180°C (360°F), nhưng khi khai thác ở lưu lượng cao, dầu và nước ở những khe nứt sâu được khai thác làm tăng cao nhiệt độ giếng (ngoài dự đoán). Đồng hồ đo nhiệt độ và áp suất ở đáy giếng ghi nhận rằng motor của bơm điện chìm đã hoạt động ở nhiệt độ khoảng 170 - 180°C. Dầu điện môi bị nung quá nóng và mất khả năng bôi trơn, dẫn đến vòng bi của motor bị phá vỡ gây hỏng bơm.

4. So sánh hoạt động của bơm điện chìm và gas lift

Giếng STV-AP: Ở giai đoạn 1, bơm điện chìm của giếng STV-AP hoạt động trong 50 ngày. Ở giai đoạn 2, bơm điện chìm hoạt động lâu hơn trong 82 ngày. Hình 4 thể hiện động thái khai thác của giếng STV-AP. Lưu lượng khai thác tăng từ 4.000 đến 11.000 thùng/ngày. Tỷ lệ nước giảm nhẹ, lưu lượng dầu tăng 300 thùng/ngày ở giai đoạn 1 và 700 thùng/ngày ở giai đoạn 2 so với phương pháp gas lift [5].

Giếng STV-BP: Bơm điện chìm ở giếng STV-BP có thời gian hoạt động lâu nhất, 330 ngày, giúp tăng lưu lượng lên đến 11.500 thùng/ngày (175 thùng dầu/ngày), hàm lượng nước khai thác giảm hơn so với khi khai thác bằng gas lift (Hình 5).

Giếng STV-FP: Ở giai đoạn 1, bơm điện chìm của giếng STV-FP hoạt động được 45 ngày. Bơm điện chìm ở giai đoạn 2 vẫn còn hoạt động (222 ngày tính đến cuối tháng 3/2015). Tuy nhiên, hệ thống đồng hồ đo nhiệt độ và áp suất đáy đã hỏng sau 111 ngày. Trong quá trình khai thác, giếng STV-FP có nhiều động thái khai thác phức tạp như giao thoa mạnh với giếng STV-DP, scale tích tụ trong giếng, packer hở và giếng bị ảnh hưởng bởi nước bơm ép. Ở giai đoạn 1, lưu lượng dầu tăng cao là tổng hợp kết quả của việc đóng giếng lâu ngày và việc lắp bơm mang lại, việc đánh giá hoạt động của bơm điện chìm giai đoạn này gặp nhiều khó khăn. Ở giai đoạn 2, ảnh hưởng của bơm điện chìm được thể hiện rõ với lưu lượng khai thác tăng cao (Hình 6).

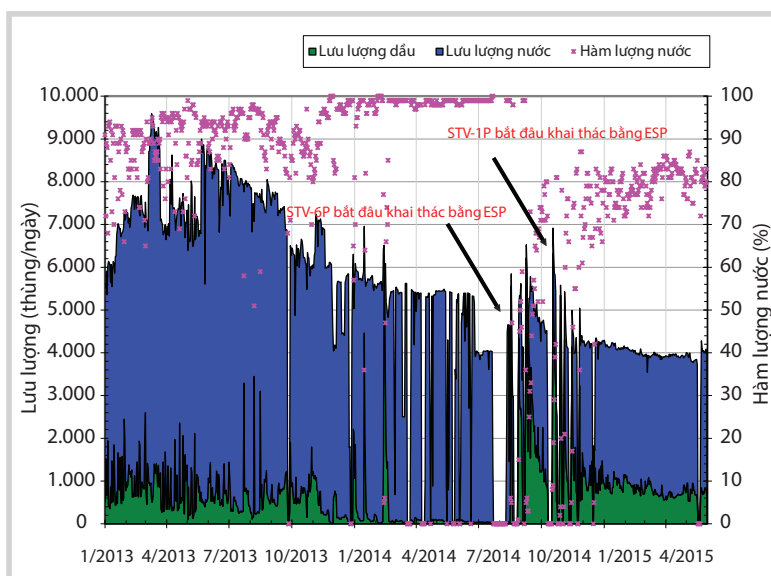


Hình 6. Động thái khai thác của giếng STV-FP

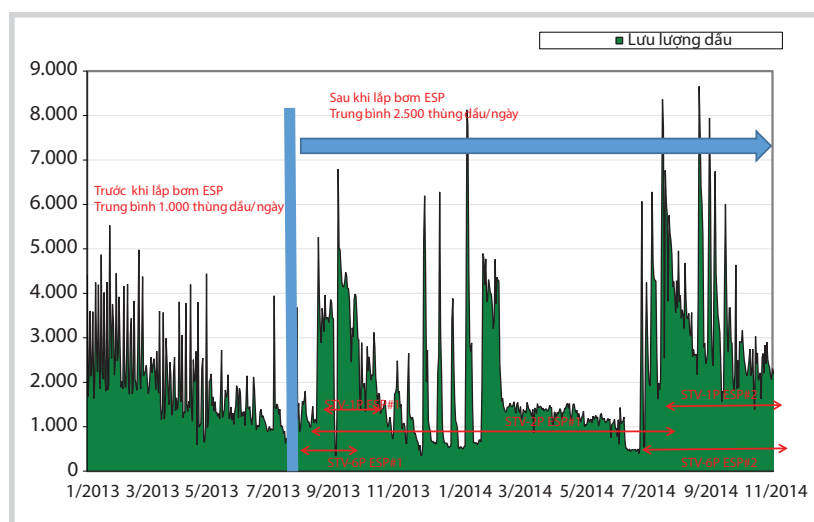
Bảng 6. So sánh kết quả khai thác bằng phương pháp bơm điện chìm với gaslift

Giai đoạn	Giếng	Lưu lượng khai thác bằng bơm điện chìm so sánh với gaslift		
		Lưu lượng chất lưu	Lưu lượng dầu	Hàm lượng nước
Giai đoạn 1 năm 2013	Giếng STV-AP	Tăng 6.500 thùng/ngày	Tăng 300 thùng/ngày	Giảm nhẹ
	Giếng STV-BP	Tăng 3.500 thùng/ngày	Tăng 175 thùng/ngày	Giảm nhẹ
	Giếng STV-FP	Tăng 3.500 thùng/ngày	Tăng 2.000 thùng/ngày (*)	Giảm từ 95 - 70%
Giai đoạn 2 năm 2014	Giếng STV-AP	Tăng 7.000 thùng/ngày	Tăng 700 thùng/ngày	Giảm từ 97 - 92%
	Giếng STV-FP	Tăng 8.500 thùng/ngày	Tăng 600 thùng/ngày	Không đổi

(*) Lưu lượng tăng sau khi đóng giếng 2 tháng, sửa packer hở và loại bỏ scale tích tụ



Hình 7. Động thái khai thác của giếng STV-DP



Hình 8. Hiệu quả khai thác bằng bơm điện chìm so với gas lift

Tóm lại, đối với các giếng khai thác thân dầu móng nứt nẻ, phương pháp bơm điện chìm cho tổng lưu lượng khai thác cao hơn phương pháp gas lift, từ 2 - 3 lần ở giếng STV-AP và giếng STV-FP và 1,5 lần ở giếng STV-BP. Lưu lượng tăng nhờ bơm điện chìm đồng nghĩa với việc dầu được khai thác từ các nứt nẻ có hệ số khai thác thấp hoặc các nứt nẻ nhỏ, từ đó giảm tỷ lệ nước khai thác. Kết quả so sánh lưu lượng khai thác, lưu lượng dầu và tỷ lệ nước giữa 2 phương pháp bơm điện chìm và gaslift được thể hiện ở Bảng 6.

Ngoài ra, lưu lượng tăng từ các giếng lắp bơm điện chìm còn ảnh hưởng trực tiếp đến các giếng lân cận. Trong trường hợp mỏ Sư Tử Vàng, sự ảnh hưởng được đánh giá là tích cực. Có thể thấy, ở 2 giai đoạn, tỷ lệ nước ở giếng STV-DP (giếng không được lắp bơm điện chìm) giảm khi giếng STV-AP, STV-FP khai thác với lưu lượng cao (Hình 7) có thể do các giếng STV-DP và STV-FP; STV-AP có chung nguồn nước kể áp, vì vậy khi giếng STV-FP; STV-AP khai thác nhiều nước đã giảm hàm lượng nước khai thác của giếng STV-DP.

Như vậy việc lắp bơm điện chìm cho các giếng khai thác trong thân dầu móng nứt nẻ khi đã bị nước xâm nhập với hàm lượng cao, khi khai thác bằng gas lift không còn hiệu quả, không chỉ giúp nâng cao sản lượng khai thác cho bản thân giếng được lắp mà còn tác động tích cực đến các giếng lân cận giúp nâng cao sản lượng của cả mỏ (Hình 8).

5. Kết quả và thảo luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy việc lắp bơm điện chìm là phù hợp và mang lại lợi ích kinh tế cho các giếng khai thác trong thân dầu móng với chỉ số khai thác cao khi hàm lượng nước xâm nhập lớn, tuy nhiên việc lắp bơm điện chìm cũng gây ra một số tác động không mong muốn cần xử lý như lưu lượng nước khai thác tăng đột ngột gây quá tải cho hệ thống xử lý nước ngoài giàn, việc khai thác lưu lượng cao từ các giếng lắp bơm điện chìm có thể gây sụt giảm sản lượng các giếng lân cận... Ngoài ra, lắp bơm điện chìm cũng gây khó khăn nhất định trong công tác đo khảo sát giếng định kỳ, gây quá tải hệ thống cung cấp điện ngoài giàn.

6. Kết luận

Dựa trên kết quả nghiên cứu có thể rút ra một số kết luận sau:

- Phương pháp bơm điện chìm cho phép khai thác với lưu lượng khai thác cao hơn phương pháp gas lift;

- Lưu lượng khai thác cao làm hạn chế các dòng chảy chéo giữa các giếng trong thân dầu đá móng nứt nẻ và trong một vài trường hợp, bơm điện chìm làm tăng hệ số khai thác của giếng do dầu được khai thác từ hệ thống khe nứt có độ thấm thấp (các nứt nẻ nhỏ);

- Lưu lượng khai thác cao từ các giếng lắp bơm điện chìm gây ảnh hưởng đến lưu lượng khai thác các giếng lân cận. Ở mỏ Sư Tử Vàng, bơm điện chìm giúp giảm tỷ lệ nước của các giếng lân cận;

- Việc lắp đặt bơm điện chìm cho các giếng khai thác bằng gas lift sẽ làm giảm áp suất (back pressure) trên hệ thống do vậy giúp gia tăng lưu lượng khai thác cho các giếng;

- Việc dùng bơm điện chìm sẽ tiết kiệm được một lượng khí gas lift có thể được dùng bơm ép cho các giếng khác hay xuất bán cùng khí đồng hành.

Nhìn chung, bơm điện chìm cho kết quả khả quan khi áp dụng cho các giếng thân dầu móng nứt nẻ, đặc biệt là ở giai đoạn khi nước đã xâm nhập và hệ thống gas lift không thể tiếp tục giúp duy trì lưu lượng khai thác. Mặc dù hoạt động của bơm điện chìm bị ảnh hưởng bởi nhiệt độ, các thiết kế bơm điện chìm về sau đã được cải tiến để có thể hoạt động ổn định trong môi trường nhiệt độ cao.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh (VNU-HCM) trong khuôn khổ đề tài mã số B2015-20-06.

Chúng tôi xin trân trọng cảm ơn các tác giả đề tài B2015-20-06 VNU HCM hỗ trợ chúng tôi thực hiện công trình này.

Tài liệu tham khảo

1. Michael C. Romer et al. *Offshore ESP selection criteria: An industry study*. SPE Paper 146652, SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA. 20 - 21 June 2012.
2. Báo cáo nội bộ CLJOC. *Kết quả nghiên cứu ứng dụng bơm ESP cho các giếng SVN*. HCM. 2015.
3. Báo cáo nội bộ CLJOC. *Kết quả đánh giá ứng dụng bơm ESP cho các giếng SV*. HCM. 2015.
4. Báo cáo hội nghị ESP. *Tiềm năng áp dụng ESP cho các giếng STĐ CLJOC*. Đà Nẵng. 2014.
5. Báo cáo nội bộ CLJOC. *Kết quả đánh giá ứng dụng bơm ESP cho các giếng SD/SV*. HCM. 2014.

ESP application in Su Tu Vang fractured basement reservoir

Nguyen Van Tuan^{1,2}, Tran Van Xuan¹

Le Ngoc Son³, Nguyen Van Que², Truong Tuan Anh⁴

¹Hochiminh city University of Technology

²Cuulong JOC

³Petrovietnam

⁴PVEP POC

Email: tuannv@cljoc.com.vn

Summary

Gas lift has been a standard method of production after the natural flow period. However, this method depends on the compressor capacity, the availability of gas as well as the efficiency of lift gas at high water cut and high deviation wells. Therefore, an alternative technique must be considered to meet technical requirements and economic considerations. For this reason, attention has been directed to testing the use of electrical submersible pump (ESP) in Su Tu Vang fractured basement reservoir (Cuu Long basin). The pilot test was aimed to investigate the application of ESP and the potential of oil production by ESP compared to gas lift in high pressure and high temperature conditions. Results from the test indicated that ESP provided a better flexibility in reservoir management, produced more oil than the gas lift method, and lowered the water cut not only in the tested well itself but also in adjacent wells. In addition, ESP helped reduce the back pressure in the whole system, thus adding more oil to the total field production and saving certain amount of gas for other purposes.

Key words: Electrical submersible pump (ESP), production index (PI), water cut (WC), estimated ultimate recovery.

NGHIÊN CỨU MỘT SỐ TÍNH CHẤT VÀ KHẢ NĂNG TỰ ĐẨY DẦU CỦA PHỨC NANOSILICA - CHẤT HOẠT ĐỘNG BỀ MẶT

ThS. Lương Văn Tuyên, ThS. Trịnh Thanh Sơn
ThS. Bùi Thị Hương, KS. Ngô Hồng Anh, ThS. Hoàng Thị Phương
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: tuyenlv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài viết so sánh khả năng phân tán của dung dịch keo nanosilica và hạt nanosilica (SiO_2) trong dung dịch chất hoạt động bề mặt ở nồng độ cao, đồng thời, đánh giá một số tính chất như: sức căng bề mặt, góc dính ướt và khả năng tự đẩy dầu của hệ hóa phẩm phối trộn... Kết quả khảo sát cho thấy khả năng tự đẩy dầu của hệ hóa phẩm phối trộn nanosilica với chất hoạt động bề mặt cao hơn hệ chất hoạt động bề mặt đơn lẻ. Hệ hóa phẩm phối trộn này cũng có khả năng giảm góc dính ướt của dầu với đá vữa xuống $56,48^\circ$.

Từ khóa: Nanosilica, chất hoạt động bề mặt, đẩy dầu.

1. Giới thiệu

1.1. Các yếu tố ảnh hưởng tới khả năng phân tán của hạt nanosilica

Sự ổn định của hạt nanosilica trong dung dịch được xác định tại một nồng độ nhất định và không phụ thuộc vào thời gian. Sự ổn định này bị ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố khác nhau: áp suất, nhiệt độ, kích thước hạt và sự xuất hiện của các ion tồn tại trong dung dịch. Độ ổn định của hệ phân tán hạt nanosilica có thể dự đoán dựa trên lực đẩy tĩnh điện và lực hút Vaals của các hạt nanosilica. Mục đích chính và đầu tiên để xác định độ ổn định của hạt nanosilica là dựa trên tác động của điện hóa trị và nồng độ của nó trong dung dịch. Quá trình kết tụ hạt nanosilica xảy ra do chuyển động Brown và lực hấp dẫn lớn hơn lực đẩy. Ngược lại, các hạt nanosilica sẽ phân tán đều và bền trong dung dịch nếu lực đẩy lớn hơn lực hấp dẫn [1].

Nhiệt độ đóng vai trò động học trong quá trình phân tán ổn định hạt nanosilica. Nhiệt độ tăng làm tăng năng lượng động học, dẫn đến tăng khả năng kết tụ hạt nanosilica trong dung dịch.

Quá trình tiền xử lý và chức năng hóa hạt nanosilica với các phân tử hữu cơ rất quan trọng để giảm quá trình kết tụ của hạt nanosilica trong dung dịch. Sử dụng các chất hoạt động bề mặt làm giảm sức căng bề mặt sẽ giữ các hạt nanosilica phân tán tốt trong dung dịch. Độ ổn định này cũng tăng lên nếu tăng độ nhớt của dung dịch.

1.2. Khả năng thay đổi tính dính ướt

Khả năng dính ướt là khả năng chất lỏng có thể trải hoặc dính trên bề mặt đá kể cả khi có dòng chất lỏng khác. Lực hút và lực đẩy phân tử gây ra giữa pha lỏng và pha rắn.

Khả năng dính ướt là thước đo xem pha rắn có khuynh hướng giữ pha lỏng nào hơn. Đây là thông số quan trọng trong khai thác dầu khí vì nó xác định đá dính ướt nước hay dính ướt dầu trong môi trường rỗng. Việc thay đổi tính dính ướt của đá từ dính ướt ưa dầu sang dính ướt ưa nước hay dính ướt trung gian có ảnh hưởng đáng kể tới khả năng tăng cường thu hồi dầu [2].

Mức độ dính ướt bề mặt đá chứa của pha lỏng phụ thuộc vào sức căng bề mặt (σ) giữa pha lỏng và góc liên kết (θ) giữa hai bề mặt lỏng - lỏng (dầu - nước) trên pha rắn. Nếu $\theta < 90^\circ$ bề mặt rắn dính ướt ưa nước; nếu $\theta > 90^\circ$ bề mặt rắn dính ướt ưa dầu (Hình 1). Góc dính ướt $= 90^\circ$ dính ướt trung gian; góc dính ướt $\theta \sim 180^\circ$ tức là bề mặt rắn hoàn toàn dính ướt dầu.

Phương trình Young tính toán góc dính ướt khi biết sức căng bề mặt σ ở trạng thái cân bằng:

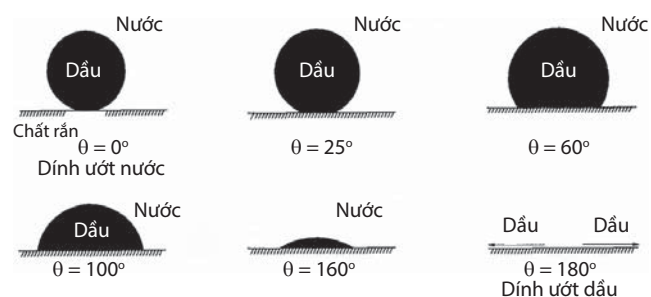
$$\sigma_{wo} \times \cos\theta = \sigma_{so} - \sigma_{sw}$$

Trong đó:

σ_{wo} : Sức căng bề mặt nước - dầu;

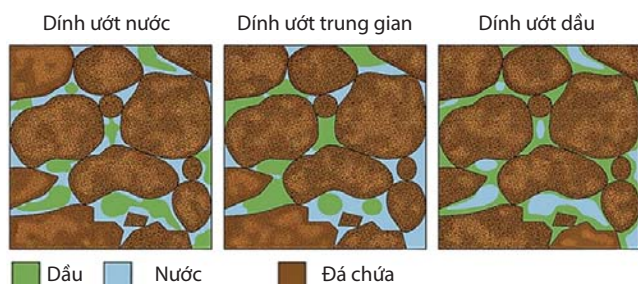
σ_{so} : Sức căng bề mặt dầu - bề mặt rắn;

σ_{sw} : Sức căng bề mặt nước - bề mặt rắn.

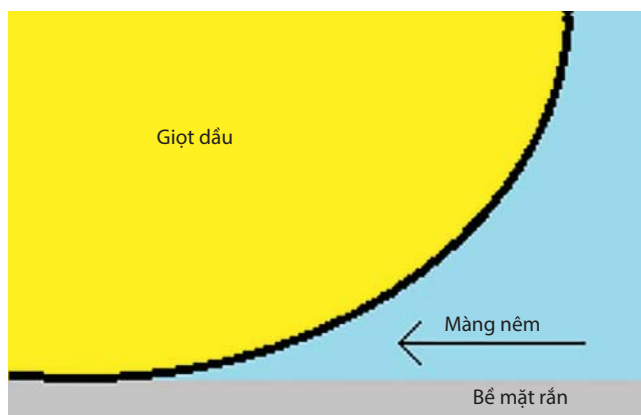


Hình 1. Tính dính ướt bề mặt rắn của pha dầu và pha nước

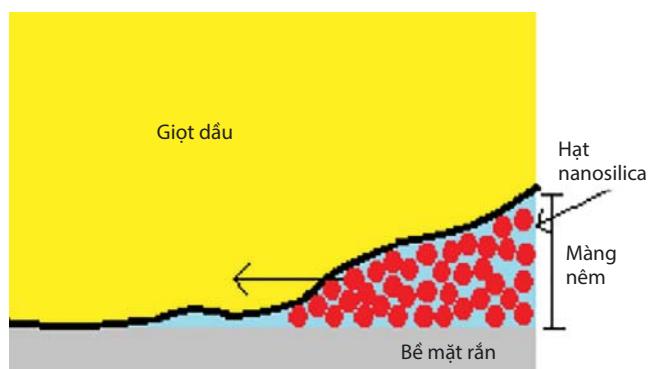
Khả năng dính ướt của vữa sẽ xác định vị trí tương đối của một pha trong môi trường rỗng và điều chỉnh dòng chảy của pha lỏng. Hình 2 thể hiện tính dính ướt của đá lên độ bão hòa chất lưu. Trong trường hợp dính ướt ưa nước, pha nước sẽ bao quanh các hạt dầu và đưa dầu vào giữa không gian rỗng. Đối với dính ướt ưa dầu, hiện tượng sẽ xảy ra ngược lại, tức là pha dầu bám xung quanh nước. Ở trường hợp dính ướt trung gian, tùy thuộc vào tính chất hóa lý của đá và tính chất của pha lỏng, bề mặt rắn có thể bị dính ướt nước một phần còn phần kia dính ướt dầu. Ngoài đặc tính vật lý của vữa, áp suất mao dẫn, độ bão hòa dòng lỏng, đặc tính nước bơm ép ảnh hưởng tới tính dính ướt, độ thấm tương đối và dòng chảy đa pha cũng ảnh hưởng tới khả năng dính ướt [3].



Hình 2. Phân bố dòng lỏng theo khả năng dính ướt



Hình 3. Giọt dầu đặt trên bề mặt rắn



Hình 4. Cấu trúc hạt nanosilica trong màng nêm (wedge film)

1.3. Tác động thay đổi góc dính ướt của dung dịch nanosilica [4]

Các dạng hạt nanosilica khác nhau có khả năng thay đổi góc dính ướt khác nhau phụ thuộc vào bề mặt của chúng. Hầu hết các hạt nanosilica đã được thực nghiệm hiện nay là hạt nanosilica chức năng hóa.

Nhiều nghiên cứu chỉ ra rằng nồng độ và kích thước của hạt nanosilica trong dung dịch có vai trò quan trọng trong sự thay đổi góc dính ướt. Khi tăng nồng độ, góc liên kết tăng tuyến tính với thể tích giọt cho tới khi đạt giá trị cao nhất và sẽ giảm nếu tiếp tục tăng nồng độ hạt nanosilica. Mặt khác, các hạt nanosilica có kích thước hạt càng nhỏ thì càng có khả năng cải thiện tính dính ướt.

Theo Sefiane và các cộng sự, việc cải thiện góc liên kết với sự có mặt dung dịch hạt nanosilica theo hai cơ chế: áp suất tách rời cấu trúc (structural disjoining pressure), hoặc sự hấp phụ hạt nanosilica lên bề mặt [5]. Áp suất tách rời là áp suất tăng lên khi hai lớp xếp chồng lên nhau và tạo ra bởi hiệu quả tổng hợp của các lực khác với tự nhiên. Lực tĩnh điện, lực tương tác giữa các phân tử góp phần tạo nên áp suất tách rời [4, 6].

Theo Wasan và các cộng sự, khi sức căng trên màng giọt dầu lớn hơn lực hướng tới đỉnh của nêm (wedge) sẽ làm các hạt nanosilica trải ra và tiến tới đỉnh nêm. Điều này sẽ cải thiện đặc tính động học của dung dịch chứa hạt nanosilica. Hình 3 và 4 mô tả cơ chế hạt nanosilica đi vào trong cấu trúc màng nêm (wedge film), được hình thành giữa giọt dầu và bề mặt rắn. Kết quả là hạt nanosilica tạo ra áp suất lớn thông qua màng nêm tác động tới pha lỏng. Áp suất tăng này cũng được gọi là áp suất tách rời, qua đó sẽ tách pha dầu khỏi bề mặt rắn dễ dàng hơn [6].

2. Nguyên liệu và phương pháp

2.1. Nguyên liệu

- Các chất hoạt động bề mặt: Nonylphenol ethoxylate - NP15 99% (Dowfax) và Systhetic Sulfonate - FA400 35% (Dowfax).
- Nanosilica:
 - Dung dịch keo nanosilica ưa nước: phân bố kích thước hạt trung bình 10 - 15nm;
 - Hạt nanosilica chức năng hóa: kích thước hạt trung bình 20 - 25nm.
- Chất đồng hoạt động bề mặt: Butanol 99,8% (Sigma-Aldrich), Iso-propanol 70% (Sigma-Aldrich);
- Nước muối 3,5% NaCl;

- Dầu hỏa thương mại (Petrolimex);
- Dầu thô tầng móng Bạch Hổ (Vietsovpetro);
- Mẫu đá móng - Bạch Hổ (Vietsovpetro);
- Thiết bị:
 - Cân phân tích 4 số của hãng Sartorius;
 - Tủ sấy Mrc;
 - Thiết bị đo sức căng bề mặt;
 - Ampul chịu nhiệt.

2.2. Phương pháp

So sánh khả năng phân tán ổn định hệ keo nanosilica và hạt nanosilica trong dung dịch chất hoạt động bề mặt:

- Bước 1: Hệ chất hoạt động bề mặt: 15 Systhetic Sulfonate (FA 400) : 5,6 Nonylphenol ethoxylate (NP15) : 1 Iso-propanol : 1 Butanol được phối trộn với nhau. Bước này giúp việc phân tán chất hoạt động bề mặt tốt với các dung môi tạo môi trường thuận lợi để tiếp xúc hiệu quả với hạt nanosilica.

- Bước 2: Đưa từ từ hai hệ nanosilica dạng hạt và dung dịch keo nanosilica vào hỗn hợp chất hoạt động bề mặt ở điều kiện khuấy với khoảng thời gian từ 30 - 45 phút, sau đó hỗn hợp tiếp tục được siêu âm trong thời gian từ 10 - 15 phút để đảm bảo khả năng phân tán ổn định và đồng đều của nanosilica.

Khảo sát nồng độ tối ưu của hệ hóa phẩm phối trộn nanosilica với chất hoạt động bề mặt: Sử dụng dung dịch đậm đặc của hệ chất hoạt động bề mặt với nồng độ hoạt tính bề mặt là 50% để khảo sát tỷ lệ nồng độ tối ưu với sự có mặt của hạt nanosilica. Trong bài viết này, nhóm tác giả tiến hành phối trộn hạt nanosilica có nồng độ từ 0 - 1.000ppm vào trong hệ chất hoạt động bề mặt đậm đặc. Tiến hành đo giá trị sức căng bề mặt của hệ hóa phẩm phối trộn ở nồng độ 1% trong nước muối 3,5% NaCl.

Đánh giá khả năng tự đẩy dầu của hệ hóa phẩm phối trộn: Nghiền mẫu lõi (tầng móng - Bạch Hổ), sàng qua rây 80 - 120mesh. Mẫu bột được sấy khô ở 120°C trong 3 giờ. Cân 100g mẫu, trộn đều với 12,5g dầu thô Bạch Hổ để thu được hỗn hợp cát chứa dầu. Cân 40g hỗn hợp này cho vào các cốc trong, lần lượt cho vào dung dịch nước biển, 1% hệ chất hoạt động bề mặt, 1% hệ hóa phẩm phối trộn vào các cốc khác nhau. Sau đó quan sát khả năng tự tách dầu ra khỏi mẫu tại nhiệt độ 60°C trong thời gian 3 giờ.

Đánh giá khả năng thay đổi tính dính ướt: Hệ hóa phẩm phối trộn tối ưu được sử dụng đo góc dính ướt và so



Hình 5. Mẫu nanosilica: (a) dung dịch keo nanosilica, (b) hạt nanosilica

Bảng 1. Khả năng phân tán của hạt nanosilica trong dung dịch chất hoạt động bề mặt

Nồng độ SiO ₂ trong hệ chất hoạt động bề mặt (ppm)	Thời gian (ngày)				
	0	7	14	21	28
100	+	+	+	+	+
200	+	+	+	+	+
300	+	+	+	+	+
400	+	+	+	+	+
500	+	+	+	+	+
600	+	+	+	+	+
700	+	+	+	+	+
800	+	+	+	+	+
900	+	+	-	-	-
1.000	-	-	-	-	-
2.000	-	-	-	-	-

(+): Trong; (-): S沉淀



Hình 6. Khả năng phân tán của hạt nanosilica trong hệ chất hoạt động bề mặt sau 14 ngày

sánh với dung dịch nước biển, dung dịch chứa nanosilica ở cùng nồng độ.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đánh giá khả năng phân tán của nanosilica trong hệ chất hoạt động bề mặt

3.1.1. So sánh khả năng phân tán của hạt nanosilica và dung dịch keo nanosilica trong dung dịch đậm đặc của hệ chất hoạt động bề mặt

Hạt và dung dịch keo nanosilica với các nồng độ khác nhau được phân tán trong hệ chất hoạt động bề mặt

Bảng 2. Khả năng phân tán của dung dịch keo nanosilica trong hệ chất hoạt động bề mặt

Nồng độ SiO ₂ trong hệ chất hoạt động bề mặt (ppm)	Thời gian (ngày)				
	0	7	14	21	28
100	+	+	+	+	+
200	+	+	+	+	+
300	+	+	+	+	+
400	+	+	+	+	+
500	+	+	+	+	+
600	+	+	+	+	+
700	+	+	+	+	+
800	+	+	+	+	+
900	+	+	+	+	+
1.000	+	+	+	+	+
2.000	+	+	+	+	+


Hình 7. Khả năng phân tán dung dịch keo nanosilica trong hệ chất hoạt động bề mặt sau 28 ngày

Bảng 3. Ảnh hưởng của độ nhớt dung dịch chất hoạt động bề mặt tới khả năng phân tán của dung dịch keo nanosilica

Nồng độ dung dịch chất hoạt động bề mặt trong nước biển (%)	Độ nhớt (cP)	Thời gian (ngày)				
		0	7	14	21	28
100	160,43	+	+	+	+	+
90	87,25	+	+	+	+	+
80	41,72	+	+	+	+	+
70	25,16	+	+	+	+	+
60	17,58	+	+	+	-	-
50	14,54	+	+	-	-	-
40	12,36	+	+	-	-	-
30	10,23	+	-	-	-	-
20	9,59	+	-	-	-	-
10	8,26	+	-	-	-	-
0	1,5	+	-	-	-	-

(+): Trong; (-): Sa lắng

(nồng độ hoạt tính bề mặt 50%) để đánh giá khả năng phối trộn của hai hệ hóa phẩm.

Kết quả Bảng 1 cho thấy hạt nanosilica phân tán khá tốt trong hệ chất hoạt động bề mặt khi nồng độ nhỏ hơn 900ppm, sau gần 1 tháng lưu mẫu trong điều kiện nhiệt độ phòng thì gần như không xuất hiện lắng đọng hạt nanosilica. Tuy nhiên, khi tăng nồng độ từ 1.000 đến 2.000ppm thì các hạt nanosilica bị sa lắng ngay lập tức. Điều này chứng tỏ, khi hạt nanosilica trong dung dịch

tăng càng cao thì hệ càng không bền, do mật độ hạt quá dày dẫn tới hiện tượng co cụm lại gây sa lắng nhanh chỉ sau vài giờ khuấy trộn.

Trong hệ chất hoạt động bề mặt đậm đặc, khả năng phân tán dung dịch keo nanosilica tốt hơn hạt nanosilica (Bảng 2 và Hình 7). Tại nồng độ 2.000ppm sau 28 ngày, nanosilica không có hiện tượng sa lắng. Như vậy, nhóm tác giả sẽ lựa chọn dung dịch keo nanosilica cho tất cả các thử nghiệm về sau.

3.1.2. Ảnh hưởng của độ nhớt dung dịch chất hoạt động bề mặt tới khả năng phân tán của dung dịch keo nanosilica

Dựa vào kết quả trong phần trên, dung dịch keo nanosilica với nồng độ 500ppm phân tán trong hệ chất hoạt động bề mặt (nồng độ hoạt tính bề mặt 50%) được pha loãng bằng nước biển ở các nồng độ khác nhau để đánh giá ảnh hưởng của độ nhớt dung dịch chất hoạt động bề mặt tới khả năng phân tán của dung dịch keo nanosilica.

Kết quả phân tán dung dịch keo nanosilica với nồng độ 500ppm trong dung dịch chất hoạt động bề mặt cho thấy khả năng phân tán tăng lên theo độ nhớt của dung dịch (Bảng 3), điều này có thể giải thích: khi độ nhớt của dung dịch càng cao thì khả năng treo các hạt nanosilica trong dung dịch càng bền, tránh được hiện tượng các hạt co cụm lại với nhau và gây hiện tượng kết tụ trong dung dịch.

3.2. Khảo sát khả năng làm giảm sức căng bề mặt của dung dịch keo nanosilica trong hệ chất hoạt động bề mặt

Trên cơ sở đánh giá khả năng phân tán của dung dịch keo nanosilica, nhóm tác giả tiến hành đánh giá tác động giảm sức căng bề mặt của dung dịch keo nanosilica với nồng độ 500ppm trong hệ chất hoạt động bề mặt (nồng độ hoạt tính bề mặt là 50%), đồng thời so sánh với hệ chỉ có hạt nanosilica và hệ chất hoạt động bề mặt có nồng độ tương ứng.

Kết quả Bảng 4 và Hình 8 cho thấy đối với hệ chỉ có nanosilica cũng có tác động giảm sức căng bề mặt nhưng không nhiều. Khác với các chất hoạt động bề mặt, các hạt nanosilica không tan trong pha lỏng nên không thể giảm mạnh lực bề mặt, do đó giá trị sức căng bề mặt chỉ giảm từ 24,5mN/m xuống 20,1mN/m. Tuy nhiên, tác động giảm sức căng bề mặt chỉ xảy ra khi phối trộn hạt nanosilica với hệ chất hoạt động bề mặt, giá trị sức căng bề mặt đã giảm nhiều nhất từ 6,94mN/m (không có nanosilica) xuống còn 5,23mN/m (có nanosilica) tại nồng độ 100ppm. Điều này

Bảng 4. Khả năng giảm giá trị sức căng bề mặt của nanosilica trong hệ chất hoạt động bề mặt

Sức căng bề mặt (mN/m)											
Chất \ Nồng độ	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Nanosilica	24,5	20,3	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Hệ chất hoạt động bề mặt	24,5	6,94	6,03	4,32	3,56	1,43	1,23	1,22	1,2	1,16	1,11
Hệ 500ppm nanosilica trong chất hoạt động bề mặt	24,5	5,23	5,06	4,02	2,45	1,12	1,02	1,09	1,11	1,04	0,98

có thể giải thích do các chất hoạt động bề mặt có đuôi kỵ nước dài và khối lượng phân tử lớn nên sau khi hấp phụ lên bề mặt các hạt nanosilica, chúng sẽ xúc tiến quá trình lôi kéo các hạt nanosilica này đến bề mặt liên diện giữa hai pha dầu nước, làm giảm năng lượng bề mặt giữa hai pha, do đó sẽ làm giảm giá trị sức căng bề mặt thấp hơn khi chỉ có chất hoạt động bề mặt.

3.3. Khảo sát nồng độ tối ưu của hệ hóa phẩm phối trộn nanosilica và chất hoạt động bề mặt

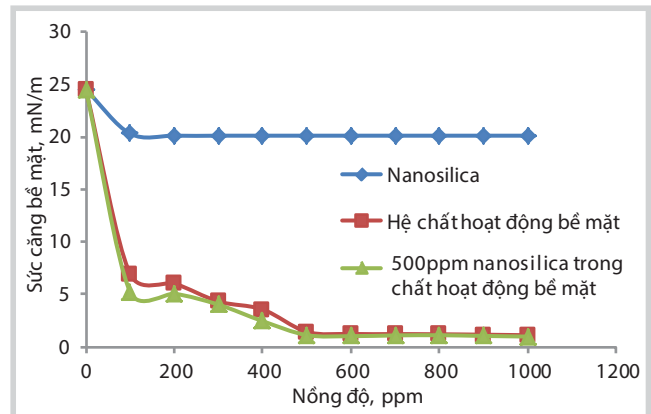
Như kết quả khảo sát ở trên, tác động phối trộn của nanosilica và hệ chất hoạt động bề mặt đã làm giảm giá trị sức căng bề mặt của 1% dung dịch phối trộn xuống thấp nhất là 0,54mN/m ở nồng độ nanosilica 700ppm (Bảng 5 và Hình 9).

Như vậy, nhóm tác giả lựa chọn hệ hóa phẩm phối trộn có thành phần tỷ lệ như sau: hệ chất hoạt động bề mặt với nồng độ hoạt tính bề mặt 50% phối trộn với 700ppm nanosilica. Hệ hóa phẩm phối trộn này được sử dụng để đánh giá khả năng tự đẩy dầu và thay đổi tính dính ướt.

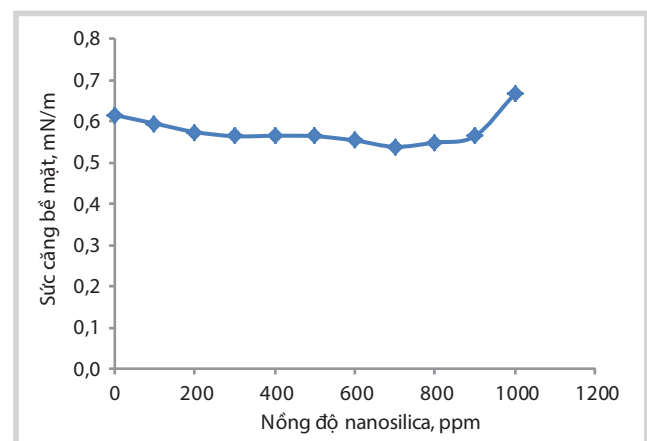
3.4. Khảo sát khả năng giảm sức căng bề mặt và thay đổi góc dính ướt của hệ hóa phẩm phối trộn

Dựa vào kết quả khảo sát trong phần trên, dung dịch 1% của hệ hóa phẩm phối trộn được sử dụng để so sánh sự thay đổi góc dính ướt với nước biển và dung dịch chỉ chứa hạt nanosilica 700ppm tại điều kiện nhiệt độ 30°C (Bảng 6 và Hình 10, 11, 12).

Kết quả đo góc dính ướt của đá chứa với giọt dầu trong môi trường nước biển là tương đối cao (122,4°), so với trong dung dịch nanosilica là 96,99°. Như vậy, dung dịch hạt nanosilica 700ppm có làm thay đổi tính dính ướt nhưng không đáng kể. Nhưng trong dung dịch hệ hóa phẩm phối trộn đã làm thay đổi rõ rệt tính dính ướt của bề mặt đá chứa, làm bề mặt có tính thấm nước trội hơn. Điều này chứng tỏ tổ hợp chất hoạt động bề mặt kết hợp với hệ keo nanosilica có thể sử dụng trong tăng cường thu hồi dầu theo cơ chế thay đổi đặc tính dính ướt của dầu thô với đá chứa dầu.

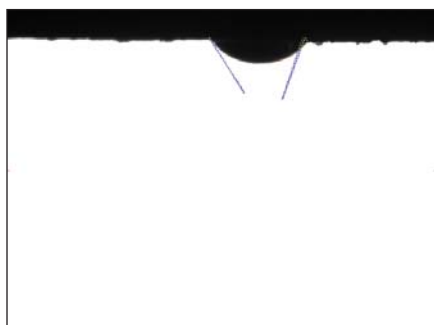
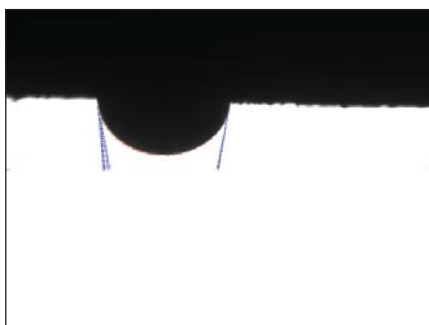
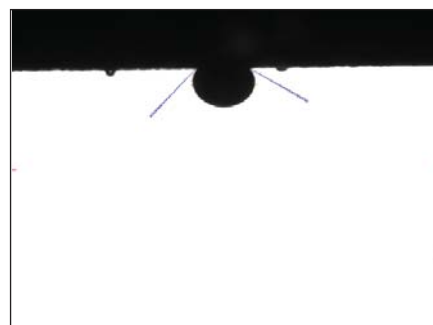
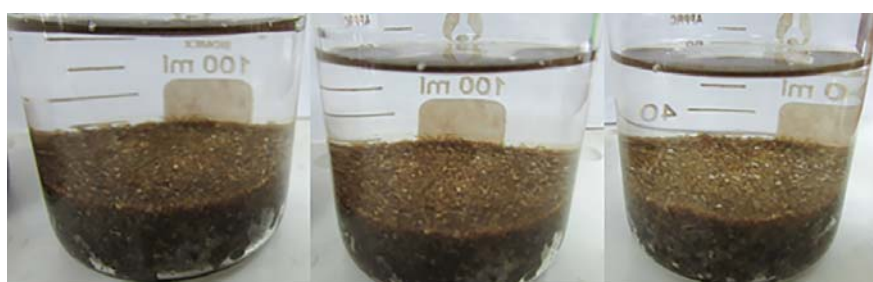
**Hình 8.** Sự biến thiên sức căng bề mặt của hệ nanosilica, hệ chất hoạt động bề mặt và hệ nanosilica trong hệ chất hoạt động bề mặt**Bảng 5.** Giá trị sức căng bề mặt của 1% hệ hóa phẩm phối trộn ở các nồng độ nanosilica khác nhau

Nồng độ nanosilica (ppm)	Sức căng bề mặt (mN/m)
0	0,62
100	0,60
200	0,57
300	0,56
400	0,57
500	0,56
600	0,55
700	0,54
800	0,55
900	0,56
1.000	0,67

**Hình 9.** Sự biến thiên giá trị sức căng bề mặt theo nồng độ nanosilica trong hệ hóa phẩm phối trộn

Bảng 6. Góc dính ướt của hệ hóa phẩm phối trộn, nước biển và dung dịch nanosilica

Thông số thí nghiệm	Nước biển	Dung dịch nanosilica	Hệ hóa phẩm phối trộn
Nhiệt độ (°C)	30	30	30
Nồng độ muối (ppm)	35.000	35.000	35.000
Khối lượng riêng của dung dịch (g/cm ³)	1,028	1,028	1,03
Khối lượng riêng của dầu (g/cm ³)	0,832	0,832	0,832
Sức căng bề mặt (mN/m)	24,5	20,1	0,54
Góc dính ướt (°)	122,4	96,99	56,48


Hình 10. Góc dính ướt của dầu và đá móng Bạch Hổ trong dung dịch nước biển

Hình 11. Góc dính ướt của dầu và đá móng Bạch Hổ trong dung dịch chứa hạt nanosilica

Hình 12. Góc dính ướt của dầu và đá móng Bạch Hổ trong hệ dung dịch hệ hóa phẩm phối trộn

Hình 13. Khảo sát khả năng tự đẩy dầu của nước biển

Hình 14. Khảo sát khả năng tự đẩy dầu của dung dịch chất hoạt động bề mặt theo thời gian

Hình 15. Khảo sát khả năng tự đẩy dầu của hệ hóa phẩm phối trộn theo thời gian

3.5. Khảo sát khả năng tự đẩy dầu của hệ hóa phẩm phối trộn

3.5.1. Khảo sát khả năng tự đẩy dầu bằng nước biển

Kết quả khảo sát khả năng tự đẩy dầu bằng nước biển (Hình 13) cho thấy, ở nhiệt độ 60°C sau thời gian 3 giờ, nước biển vẫn không thể tự đẩy dầu ra khỏi mẫu đá, lượng dầu dư nằm trong mẫu đá vẫn không thay đổi trong suốt quá trình quan sát.

3.5.2. Khảo sát khả năng tự đẩy dầu bằng dung dịch chất hoạt động bề mặt so sánh với hệ hóa phẩm phối trộn nanosilica nồng độ 700ppm với chất hoạt động bề mặt

Quan sát quá trình tự đẩy dầu của hệ dung dịch chất hoạt động bề mặt (Hình 14), ban đầu dầu tách ra tương đối chậm, sau 1 giờ dầu bắt đầu tách ra khỏi mẫu đá với tốc độ nhanh hơn bằng việc hình thành nhiều giọt dầu dư bám trên bề mặt mẫu đá. Sau 3 giờ số lượng dầu dư bám trên bề mặt đá tăng lên chứng tỏ khả năng tự đẩy dầu của dung dịch chất hoạt động bề mặt tương đối tốt.

Tuy nhiên, so với hệ dung dịch chất hoạt động bề mặt thì hệ hóa phẩm phối trộn có khả năng tự đẩy dầu mạnh và nhanh hơn nhiều (Hình 15). Sau 3 giờ, có thể thấy lượng dầu dư được tách của hệ hóa phẩm phối trộn cao hơn nhiều so với dung dịch chỉ có chất hoạt động bề mặt. Điều này được giải thích là do hạt nanosilica phân tán tốt trong nước biển nên dễ dàng hấp phụ lên bề mặt liên diện hai pha dầu - nước, làm giảm sức căng bề mặt và tăng khả năng tự đẩy dầu ra khỏi mẫu đá.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã lựa chọn được dung dịch keo nanosilica với khả năng phân tán tốt trong hệ chất hoạt động bề mặt, tỷ lệ phối trộn tối ưu nanosilica nồng độ 700ppm với chất hoạt động bề mặt dựa vào khả năng phân tán ổn định cũng như tác dụng làm giảm sức căng bề mặt; đồng thời nghiên cứu đánh giá khả năng tự đẩy dầu và tác động làm thay đổi tính dính ướt của dầu với đất đá vỉa của hệ hóa phẩm phối trộn nanosilica - chất hoạt động bề mặt là tốt hơn hệ chất hoạt động bề mặt đơn lẻ.

Tài liệu tham khảo

1. J.E.Azadgoleh, R.Kharrrat, N.Barati and A.Sobhani. *Stability of silica nanoparticle dispersion in brine solution:*

an experimental study. Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. 2014; 3(4): p. 26 - 40.

2. Z.E.Heinemann. *Fluid flow in porous media*. Edited by DI Barbara Schatz. Loeben. October 2005; 1.

3. W.Abdallah, J.S.Buckley, A.Carnegie, J.Edwards, E.Fordham, A.Graue, T.Habashy, N.Seleznev, C.Signer, H.Hussain, B.Montaron, M.Ziauddin. *Fundamentals of wettability*. Journal of Petroleum Technology. October 1986; 38: p. 1125 - 1144.

4. B.Engeset. *The potential of hydrophilic silica nanoparticles for EOR purposes*. Earth Sciences and Petroleum Engineering. May 2012.

5. K.Sefiane, J.Skilling and J.MacGillicray. *Contact line motion and dynamic wetting of nanosized solutions*. Advances in Colloid and Interface Science. May 2008; 138(2): p. 101 - 120.

6. D.Wasan, A.Nikolov and K.Kondiparty. *The wetting and spreading of nanosized particles on solids: Role of the structural disjoining pressure*. Current Opinion in Colloid & Interface Science. February 2011; 16: p. 311 - 319.

Study on the characteristics of nanosilica-surfactant complex and its oil displacement efficiency

Luong Van Tuyen, Trinh Thanh Son, Bui Thi Huong
Ngo Hong Anh, Hoang Thi Phuong
Vietnam Petroleum Institute
Email: tuyenlv@vpi.pvn.vn

Summary

The paper compared the dispersion of nanosilica colloids and nanosilica particles when mixed with a high concentration of surfactants. At the same time, it evaluated some characteristics of the complex such as interfacial tension (IFT), contact angle and the oil replacement efficiency. The results showed that the oil replacement efficiency of nanosilica-surfactant complex is better than that of the surfactants or nanosilica. The contact angle of the complex is also reduced to 56.48°.

Key words: Nanosilica, surfactants, oil replacement.

NGHIÊN CỨU XÚC TÁC TỔNG HỢP DIMETHYL ETHER MỘT GIAI ĐOẠN Ở ÁP SUẤT THẤP TỪ KHÍ TỔNG HỢP

ThS. Ngô Xuân Hưng, KS. Lê Thế Duy
TS. Nguyễn Huỳnh Đông
Trường Cao đẳng Nghề Dầu khí
Email: ngoxuanhung@pvmtc.com.vn

Tóm tắt

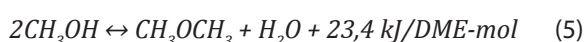
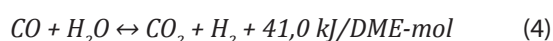
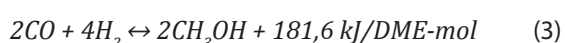
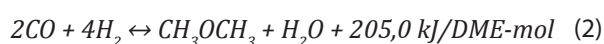
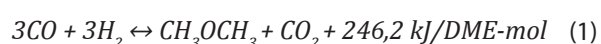
Nhóm tác giả đã nghiên cứu phát triển hệ xúc tác CuZnO kết hợp với các loại acid rắn bao gồm ZSM-5, γ - Al_2O_3 , SiO_2 , MCM-41 sử dụng cho quá trình tổng hợp dimethyl ether (DME) một giai đoạn từ khí tổng hợp. Các mẫu xúc tác được khảo sát hoạt tính thông qua phản ứng chuyển hóa khí tổng hợp (CO và H_2) thành DME ở áp suất thấp (6,89 bar) và nhiệt độ trong khoảng từ 250 - 300°C trên thiết bị phản ứng lớp xúc tác cố định duy nhất. Các mẫu xúc tác được phân tích tính chất hóa lý bằng các phương pháp XRD, BET, TPD- NH_3 , TPR- H_2 và SEM. Trong 4 hệ xúc tác ở điều kiện nghiên cứu hiện tại, hệ xúc tác với acid rắn γ - Al_2O_3 cho kết quả vượt trội, độ chuyển hóa CO cực đại ứng với mẫu xúc tác có tỷ lệ 20% khối lượng CuZn-O/ γ - Al_2O_3 , tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30. Tại nhiệt độ phản ứng 275°C và áp suất cố định 6,89 bar mẫu xúc tác này cho độ chọn lọc và tốc độ phản ứng hình thành DME tốt nhất.

Từ khóa: DME, xúc tác lưỡng chức, khí tổng hợp, một giai đoạn, nhiệt độ phản ứng.

1. Đặt vấn đề

Trong những năm gần đây, hướng nghiên cứu sử dụng dimethyl ether (DME) làm nhiên liệu thay thế rất được quan tâm [1]. DME là một trong các nhiên liệu thay thế có tiềm năng nhất vì có nhiều ưu điểm thân thiện môi trường [2]. Phản ứng tổng hợp DME được nghiên cứu trên nhiều loại xúc tác acid - kim loại khác nhau bao gồm trên nền chất mang Al_2O_3 [3, 4], zeolites [5, 6] và hỗn hợp oxide kim loại [7]. Theo các kết quả nghiên cứu gần đây, việc lựa chọn chất mang có ảnh hưởng đến quá trình tổng hợp DME trực tiếp từ khí tổng hợp, do đó cần phải so sánh tính năng của các hệ xúc tác để xác định hệ xúc tác phù hợp.

Xúc tác sử dụng cho công nghệ tổng hợp DME một giai đoạn là loại xúc tác hiệu quả đồng thời cho phản ứng tạo methanol và DME, thông thường thành phần xúc tác được tổng hợp trên cơ sở kim loại CuO-ZnO [8]. Công nghệ tổng hợp DME một giai đoạn từ khí tổng hợp được quan tâm nghiên cứu vì đặc tính nhiệt động học và tối ưu kinh tế của quá trình tổng hợp. Các phản ứng chính xảy ra trong quá trình gồm:



Với mong muốn nghiên cứu điều chế loại xúc tác tối ưu để tổng hợp DME một giai đoạn từ khí tổng hợp ở điều kiện áp suất thấp, bài báo giới thiệu những số liệu thực nghiệm thu được khi tiến hành thí nghiệm so sánh hoạt tính của nhiều hệ xúc tác khác nhau.

2. Thực nghiệm và phương pháp nghiên cứu

Phản ứng tổng hợp DME là phản ứng thuận nghịch, tỏa nhiệt, khi bắt đầu phản ứng, DME hình thành tăng tỷ lệ với nhiệt độ tăng [9]. Thực tế cho thấy, phản ứng hydrocracking xảy ra đáng kể khi nhiệt độ phản ứng cao hơn 300°C, làm giảm độ chọn lọc DME, hơn nữa nhiệt độ hình thành methanol và DME tối ưu trên các nền xúc tác khác nhau nằm trong khoảng 250 - 300°C [4, 10]. Áp suất tăng sẽ làm tăng độ chuyển hóa CO, tăng chi phí vận hành [11], vì vậy, trong nghiên cứu này, nhóm tác giả chọn phạm vi áp suất thấp trong khoảng giới hạn thấp, 6,89 bar. Với điều kiện áp suất và nhiệt độ như trên, thành phần khí tổng hợp sử dụng trong nghiên cứu này được chọn có tỷ lệ $\text{H}_2:\text{CO} = 2:1$ để đảm bảo đồng thời độ chọn lọc DME và độ chuyển hóa CO [12, 13].

Nhóm tác giả đã sử dụng các phương pháp phân tích phổ nhiễu xạ tia XRD (X-ray diffraction Detector); phương pháp hấp phụ vật lý BET (Brunauer, Emmett và Teller); kính hiển vi điện tử quét SEM (Scanning Electron Microscopy); phương pháp sắc ký khí GC (Gas Chromatography) để khảo sát các tính chất hóa lý của xúc tác cũng như đánh giá hoạt tính xúc tác, thành phần các sản phẩm ra khỏi thiết bị phản ứng.

2.1. Tổng hợp xúc tác

Các hệ xúc tác điều chế trong nghiên cứu này thực hiện theo quy trình đã được thực hiện thành công và được kiểm chứng [14]. Có thể tóm tắt các công đoạn như sau:

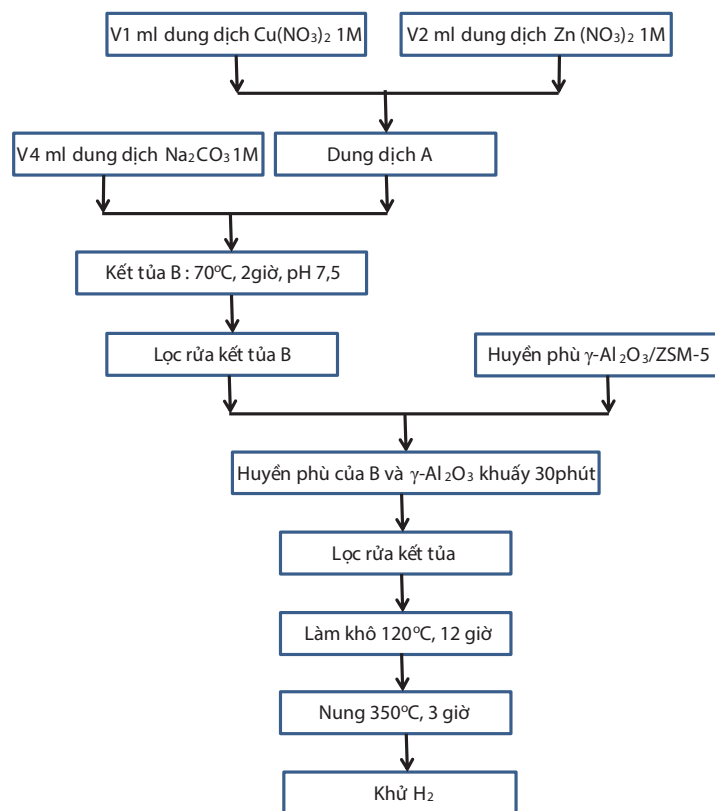
- Bước 1: Chuẩn bị huyền phù $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, ZSM-5, SiO_2 , MCM-41 với khối lượng cân chính xác theo từng mẫu xúc tác;
- Bước 2: Chuẩn bị 1 lít dung dịch NaNO_3 1M;
- Bước 3: Chuẩn bị 1 lít dung dịch $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2$ 1M và 1 lít dung dịch $\text{Zn}(\text{NO}_3)_2$ 1M;
- Bước 4: Chuẩn bị dung dịch hỗn hợp của $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2$, $\text{Zn}(\text{NO}_3)_2$ với các tỷ lệ mol của Cu/Zn theo tính toán, tỷ lệ này tương đương với tỷ lệ thể tích của dung dịch $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2$ 1M và dung dịch $\text{Zn}(\text{NO}_3)_2$ 1M;
- Bước 5: Đồng kết tủa dung dịch của đồng, kẽm và các kim loại bằng cách cho thêm dung dịch Na_2CO_3 1 M, duy trì pH: 7,5;
- Bước 6: Rửa và lọc qua 5 lần;
- Bước 7: Khuấy kết tủa sau khi lọc trong huyền phù của $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, ZSM-5, SiO_2 , MCM-41;
- Bước 8: Lọc rửa, làm khô ở nhiệt độ 120°C trong 12 giờ, nung 350°C trong 3 giờ;
- Bước 9: Làm khô và nung.

Quy trình tổng hợp xúc tác được thể hiện trên Hình 1.

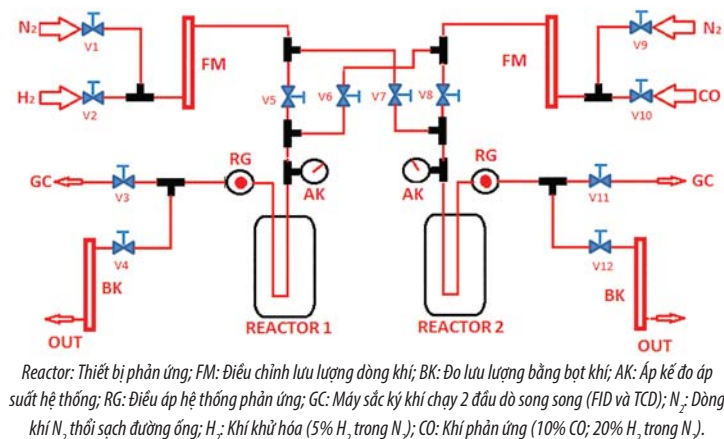
2.2. Phương pháp khảo sát hoạt tính xúc tác

Hoạt tính xúc tác được khảo sát nhờ một hệ thống thiết bị phản ứng lớp xúc tác cố định, được xây dựng tại Phòng thí nghiệm Hóa dầu, Trường Cao đẳng Nghề Dầu khí. Thông tin chi tiết về điều kiện tiến hành thực nghiệm và chạy sắc ký phân tích sản phẩm được tổng hợp trong các bảng 1, 2, 3. Hoạt tính của xúc tác được xác định trên sơ đồ vi dòng (Hình 2). Thông số hoạt động của sơ đồ phản ứng vi dòng như Bảng 1.

Sơ đồ phản ứng vi dòng được thực hiện trên 2 thiết bị phản ứng, trong đó khi một thiết bị ở chế độ hoạt hóa xúc tác (khử xúc tác mới bằng dòng H_2) và một thiết bị thực hiện phản ứng trên hệ xúc tác sau khi đã hoạt hóa.



Hình 1. Sơ đồ tổng hợp xúc tác



Hình 2. Sơ đồ phản ứng vi dòng xác định hoạt tính xúc tác

Bảng 1. Thông số vận hành sơ đồ phản ứng vi dòng

Thông số	Quá trình khử hóa	Quá trình phản ứng
Nhiệt độ làm việc ($^\circ\text{C}$)	250	250; 275; 300
Lưu lượng khí (ml/phút)	40 (5% H_2/N_2)	20 (10% CO/20% H_2/N_2)
Thời gian (giờ)	12	-
Áp suất làm việc (bar)	6,89	6,89
Khối lượng xúc tác (g)	0,5	0,5
Kích thước hạt xúc tác (mm)	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6

2.3. Phương pháp phân tích sản phẩm

Khí sản phẩm sau khi đi qua thiết bị phản ứng được đi vào máy sắc ký để phân tích thành phần trực tiếp, máy cho các kết quả phân tích thành phần khí thông qua sắc ký đồ. Sắc ký đồ cho biết được diện tích đỉnh (peak) đặc trưng cho từng sản phẩm và thời gian lưu của chúng. Từ kết quả này, độ chuyển hóa, độ chọn lọc, hiệu suất phản ứng và vận tốc phản ứng được xác định thông qua diện tích của peak đặc trưng thu được của các chất trên sắc ký đồ. Nghiên cứu này sử dụng máy phân tích sắc ký Varian 450-GC (Australia) chạy song song hai đầu dò TCD và FID là thiết bị của Phòng thí nghiệm Hóa dầu, Trường Cao đẳng Nghề Dầu khí.

Hoạt tính xúc tác trong phản ứng chuyển hóa thành DME được đánh giá thông qua lượng chuyển hóa CO và độ chọn lọc của các sản phẩm hữu cơ, giá trị này được tính là giá trị trung bình trong 5 lần rút mẫu trực tiếp. Nghiên cứu này không tiến hành xem xét quá trình mất hoạt tính của các loại xúc tác. Do đó, các kết quả đo được là kết quả tốt nhất trong lần chạy phản ứng.

3. Kết quả phân tích và thảo luận

3.1. Phân tích cấu trúc xúc tác bằng XRD

Phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD) được sử dụng để xác định cấu trúc của mẫu xúc tác. Các mẫu được đo trên thiết bị D8-Advance (Bruker), góc quét từ 2θ ($5 - 50^\circ$), bước quét $0,03^\circ/\text{giây}$, được thực hiện tại Viện Kỹ thuật Hóa học, Đại học Bách khoa Hà Nội. Thông qua kết quả phân tích của mẫu 100% CuZn-O, không xuất hiện các peak lạ khác, xuất hiện peak đặc trưng của CuO và ZnO. Tuy nhiên, peak không cao chứng tỏ có sự pha trộn khá

Bảng 2. Thông số vận hành trên máy sắc ký khí Varian 450-GC

Chương trình nhiệt độ:

Nhiệt độ đầu	45°C
Thời gian giữ nhiệt độ đầu	5 phút
Tốc độ gia nhiệt	20°C/phút
Nhiệt độ cuối	190°C
Thời gian giữ nhiệt độ cuối	2 phút

Dòng khí mang (FID) với lưu lượng dòng 25 ml/phút và áp suất 285mmHg.

Thông số Detector:

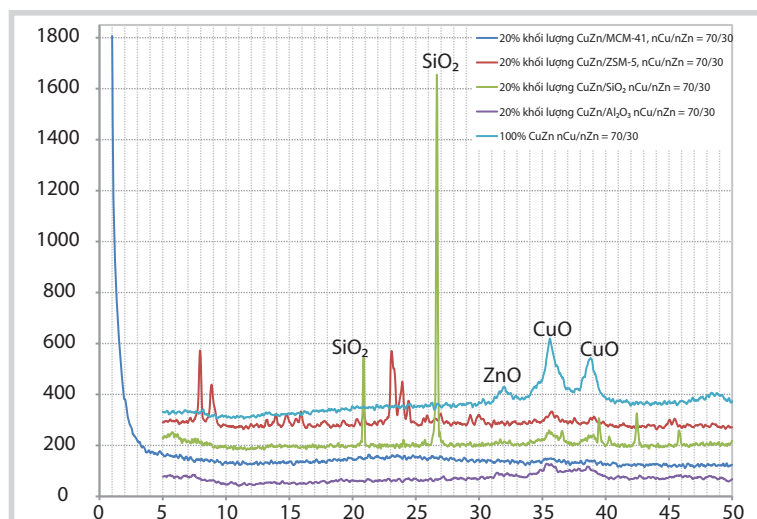
FID	TCD
Nhiệt độ : 250°C	Make-up (He) : 23ml/phút
Lưu lượng H ₂ : 30ml/phút	Reference (He) : 27ml/phút
Lưu lượng không khí : 300ml/phút	
Lưu lượng He : 25ml/phút	

Cột sắc ký sử dụng:

Carboxen-1010 PLOT capillary Column	Rxi-624Sil MS
Make-up gas : He	Make-up gas : He
Kích thước dài : 30m	Kích thước dài : 30m
Đường kính trong : 0,53mm	Đường kính trong : 0,53mm

Bảng 3. Thời gian lưu của một số chất phân tích bởi đầu dò FID và TCD

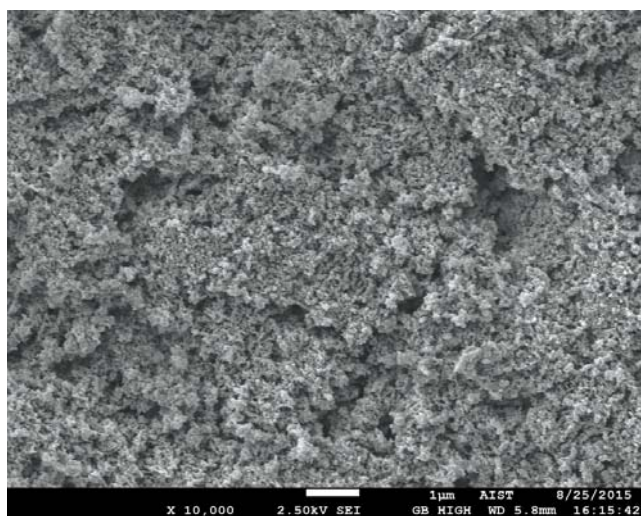
Chất	N ₂	CO	CH ₄	DME	MeOH	EtOH	acetone	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
Thời gian lưu TCD (phút)	3,55	4,39							
Thời gian lưu FID (phút)			2,84	3,34	3,86	4,9	5,54	3,08	3,60



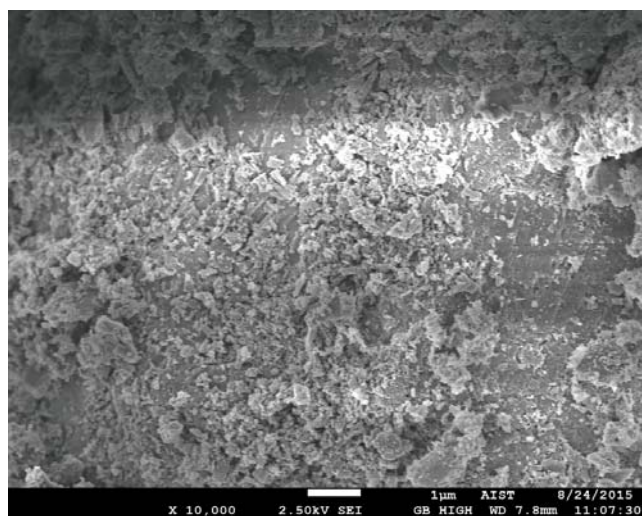
Hình 3. Kết quả phân tích XRD của các mẫu xúc tác tổng hợp trong nghiên cứu này

Bảng 4. Kết quả đo diện tích hấp phụ đơn lớp BET của các mẫu xúc tác

Mẫu xúc tác	Diện tích hấp phụ BET (m ² /g)	Thể tích mao quản (m ³ /g)
100% γ -Al ₂ O ₃	300	24
100% ZSM-5	820	3
100% SiO ₂	100	3
100% MCM-41	950	2
100% CuZn-O, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	33	7,8
20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	439	0,64
20% khối lượng CuZn-O/ γ -Al ₂ O ₃ , n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	108	24
20% khối lượng CuZn-O/SiO ₂ , n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	10	2
20% khối lượng CuZn-O/MCM-41, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	45	10



(a)



(b)

Hình 4. Kết quả chụp ảnh SEM của mẫu 100% CuZn, $n_{Cu}/n_{Zn} = 70/30$ (a) và mẫu 20% khối lượng CuZn-O/ γ -Al₂O₃, $n_{Cu}/n_{Zn} = 70/30$ (b)

tốt của CuO và ZnO trong quá trình tổng hợp. Một số kết quả phân tích XRD điển hình được trình bày trong Hình 3.

3.2. Kết quả đo diện tích bề mặt BET

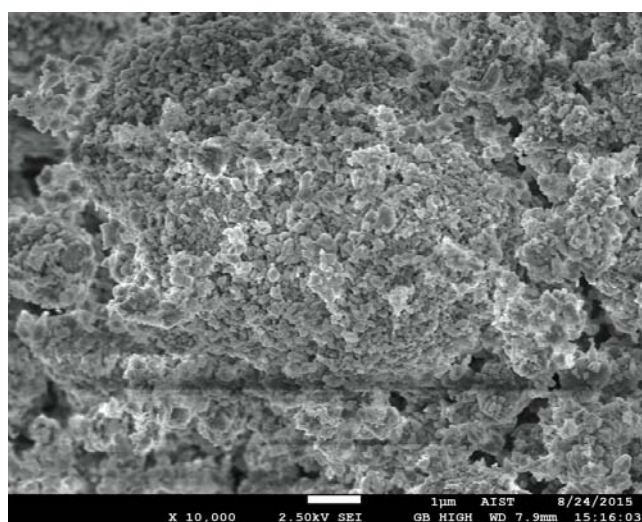
Kết quả phân tích được thực hiện tại Viện Kỹ thuật Hóa học, Đại học Bách khoa Hà Nội. Từ kết quả đo diện tích hấp phụ đơn lớp BET của các mẫu xúc tác (Bảng 4), có thể kết luận, khi chế tạo các mẫu xúc tác khác nhau bằng việc đưa oxide của Cu và Zn lên trên các chất mang khác nhau γ -Al₂O₃, ZSM-5, SiO₂, MCM-41 thì diện tích bề mặt của chúng giảm, chứng tỏ đã có một lớp các oxide của Cu và Zn được bao phủ lên trên bề mặt của các chất mang tương ứng.

3.3. Kết quả chụp ảnh SEM

Hình thái của xúc tác được xác định bằng thiết bị kính hiển vi điện tử quét (SEM) trên thiết bị EVO MA10. Từ các kết quả thu được với đa số các mẫu xúc tác tổng hợp, có thể thấy các hạt vi cấu của ZnO và CuO đan xen lẫn nhau và được phân tán khá đồng đều trên bề mặt của γ -Al₂O₃, ZSM-5, SiO₂, MCM-41. Mặc dù vẫn xuất hiện tình trạng vón cục của CuO và ZnO ở một số điểm trên bề mặt của chất mang, nhưng tỷ lệ này không đáng kể. Kết quả chụp đơn cử cho một số mẫu xúc tác được trình bày ở Hình 4.

3.4. Phân tích giải hấp phụ theo chương trình nhiệt TPD-NH₃

Hoạt tính khử của xúc tác được khảo sát bằng phương pháp khử theo chương trình nhiệt độ TPD-NH₃ trên thiết bị Autochem II-2920. Mẫu được làm sạch bề mặt bằng dòng N₂ ở nhiệt độ 200°C, với chương trình nhiệt 10°C/phút, tốc độ dòng (10% NH₃-He) 25ml/phút. Một số kết quả điển hình được tổng hợp trong Bảng 5.



Hình 5. Kết quả chụp ảnh SEM của mẫu 20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, $n_{Cu}/n_{Zn} = 70/30$

Kết quả phân tích TPD của đa số các mẫu xúc tác cho thấy, đối với mẫu chỉ chứa 100% các oxide của Cu và Zn thì có nhiệt độ nhả hấp thấp. Tuy nhiên, khi được phân tán trên các chất mang khác nhau (ZSM-5, γ -Al₂O₃, SiO₂, MCM-41) thì nhiệt độ quá trình nhả hấp phụ NH₃ tăng. 4 chất mang sử dụng đều có tính acid trung bình và yếu và việc phân bố ở các chất mang là khác nhau, trong đó mẫu γ -Al₂O₃ có tỷ lệ phân bố tính acid trung bình cao nhất. Trong các mẫu xúc tác phân tích, mẫu xúc tác nhóm ZSM-5 có độ acid tổng lớn nhất, mẫu xúc tác nhóm SiO₂ có độ acid tổng bé nhất.

3.5. Kết quả phân tích khử hóa theo chương trình nhiệt độ TPR-H₂

Quá trình khử hóa được tiến hành trên thiết bị Autochem II-2920 với dòng khí 10% H₂ trong Ar với tốc độ dòng 50ml/phút, tốc độ gia nhiệt 10°C/phút. Mức tiêu

Bảng 5. Kết quả phân tích TPD của một số mẫu xúc tác

Mẫu xúc tác (n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30)	Nhiệt độ cực đại peak khử H ₂ (°C) và lượng H ₂ tiêu thụ										Tổng lượng H ₂ tiêu tốn
	Peak 1		Peak 2		Peak 3		Peak 4		Peak 5		
	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	
100% CuZn-O	169,6	0,121	225,6	0,067	388,4	0,255	479,1	0,204	-		0,647
20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5	198,0	1,155	313,1	0,592	343,8	0,389	380,8	0,178	-		2,314
20% khối lượng CuZn-O/γ-Al ₂ O ₃	191,5	0,444	284,5	0,154	385,2	0,850	526,0	0,129	547,1	0,020	1,577
20% khối lượng CuZn-O/SiO ₂	194,7	0,072	259,6	0,011	371,1	0,020	468,2	0,009	-		0,112
20% khối lượng CuZn-O/MCM-41	182,4	0,919	302,8	0,608	365,3	0,592	387,3	0,058	-		2,177

Bảng 6. Kết quả phân tích TPR của một số mẫu xúc tác

Mẫu xúc tác (n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30)	Nhiệt độ cực đại peak khử H ₂ (°C) và lượng H ₂ tiêu thụ										Tổng lượng H ₂ tiêu tốn
	Peak 1		Peak 2		Peak 3		Peak 4		Peak 5		
	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	(°C)	(mmol/g)	
100% CuZn-O	153,6	1,167	168,1	0,250	169,6	0,151	181,3	2,591	184,3	0,439	4,598
20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5	198,0	0,122	226,7	1,225	246,4	0,395	325,9	0,358	524,0	0,364	2,464
20% khối lượng CuZn-O/γ-Al ₂ O ₃	167,2	0,689	170,1	0,42	182,8	0,218	231,5	0,074	-	-	1,401
20% khối lượng CuZn-O/SiO ₂	146,7	0,137	169,7	0,282	187,7	0,833	214,1	0,119	483,4	0,721	2,092
20% khối lượng CuZn-O/MCM-41	230,5	0,220	234,5	0,340	235,2	0,518	255,7	0,644	579,6	0,182	1,904

thụ H_2 được theo dõi nhờ đầu dò TCD. Kết quả khử theo chương trình nhiệt độ TPR của một số mẫu xúc tác điển hình được trình bày trong Bảng 6.

Dựa vào kết quả phân tích TPR, nhóm tác giả nhận thấy mẫu chỉ chứa 100% các oxide của Cu và Zn có nhiệt độ khử thấp. Tuy nhiên, khi được phân tán trên các chất mang khác nhau (ZSM-5, γ - Al_2O_3 , SiO_2 , MCM-41) thì nhiệt độ để khử được các oxide này tăng lên (chiều tăng nhiệt độ khử: $SiO_2 < \gamma$ - $Al_2O_3 < MCM-41 < ZSM-5$). Kết quả này được giải thích qua hiện tượng các oxide của Cu và Zn phân tán lên các chất mang trên cả bề mặt và các lỗ xốp bên trong mao quản chất mang, dẫn đến hạn chế quá trình tiếp xúc của H_2 với các oxide của Cu và Zn, làm tăng nhiệt độ khử.

3.6. Kết quả nghiên cứu trên hệ xúc tác CuZn-O/ZSM-5

Trên cơ sở tham khảo phạm vi nhiệt độ tối ưu quá trình tổng hợp DME từ khí tổng hợp, nhóm tác giả đã tiến hành khảo sát hoạt tính các mẫu xúc tác ở điều kiện áp suất cố định 6,89 bar và 3 giá trị nhiệt độ 250 $^{\circ}C$, 275 $^{\circ}C$ và 300 $^{\circ}C$. Kết quả thí nghiệm hoạt tính xúc tác của mẫu xúc tác CuZn-O/ZSM-5, tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 được thể hiện trong Bảng 7. Bảng 8 trình bày kết quả đo tốc độ phản ứng hình thành DME trên hệ xúc tác CuZn-O/ZSM-5 với các tỷ lệ Cu/Zn khác nhau tại các giá trị nhiệt độ 250 $^{\circ}C$, 275 $^{\circ}C$ và 300 $^{\circ}C$.

Kết quả xác định hoạt tính xúc tác của các mẫu khác nhau trong hệ xúc tác CuZn-O/ZSM-5 cho thấy mẫu 20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, với tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 cho hoạt tính tốt nhất so với tất cả các mẫu xúc tác còn lại.

Từ Bảng 7 và 8 có thể thấy, ở điều kiện áp suất thấp (6,89 bar), khi sử dụng khí tổng hợp có thành phần $H_2:CO = 2:1$, kết quả thu được trong nghiên cứu này thấp hơn rất nhiều so với kết quả thu được bởi Bozga và cộng sự [15] khi tiến hành tổng hợp DME sử dụng cùng nhóm xúc tác, cùng điều kiện nhiệt độ phản ứng, nhưng áp suất thực hiện là 40 bar. Tuy vậy, áp suất là thông số ảnh hưởng đáng kể đến quá trình hình thành DME từ khí tổng hợp thông qua phản ứng tổng hợp một giai đoạn [12] và có thể xúc tác ZSM-5 bị tác động bởi áp suất nhiều hơn so với các loại chất mang khác.

Tương tự, khi nghiên cứu xúc tác tổng hợp DME trực tiếp từ khí tổng hợp, Chen và cộng sự [12] đã nghiên cứu nhóm xúc tác lưỡng chức CuZnO- Al_2O_3 /ZSM-5 ở các điều kiện phản ứng khác nhau, khi tiến hành phản ứng ở điều kiện áp suất 20 bar, độ chuyển hóa CO cao nhất thu được ở nhiệt độ 225 $^{\circ}C$, tương ứng giá trị 29,4%, độ chọn lọc DME là 17,6%. Như vậy, nếu so sánh với kết quả thu được trong nghiên cứu này, có thể xác định được mẫu xúc tác 60% khối lượng CuZn-O/ZSM-5 tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 là mẫu xúc tác phù hợp hơn cho quá trình tổng hợp DME một giai đoạn, mặc dù điều kiện áp suất tổng hợp thấp hơn nhưng

Bảng 7. Kết quả xác định hoạt tính của các mẫu xúc tác hệ CuZn-O/ZSM-5 có tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30

Mẫu	Nhiệt độ phản ứng (°C)	Độ chuyển hóa (C%)	Độ chọn lọc (S%)	Tốc độ phản ứng (mol/g × s) × 10 ⁻⁶
20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	25,3	17	0,45
	275	39,9	11	0,54
	300	42,6	8	0,17
40% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	22,1	18	0,33
	275	37,8	13	0,45
	300	41,2	7	0,18
60% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	18,0	20	0,31
	275	33,2	18,5	0,39
	300	34,3	12,5	0,13
80% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	18,5	21	0,27
	275	28,4	19,3	0,35
	300	30,2	12,8	0,14

Bảng 8. So sánh hoạt tính của các mẫu xúc tác trong hệ CuZn-O/ZSM-5

Nhiệt độ phản ứng (°C)	Vận tốc phản ứng (mol/g × s) × 10 ⁻⁶		
	20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 50/50	20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, n _{Cu} /n _{Zn} = 80/20
250	0,41	0,45	0,40
275	0,44	0,54	0,42
300	0,16	0,17	0,17

Bảng 9. Kết quả xác định hoạt tính của các mẫu xúc tác có tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 hệ xúc tác CuZn-O/γ-Al₂O₃

Mẫu	Nhiệt độ phản ứng (°C)	Độ chuyển hóa (C%)	Độ chọn lọc (S%)	Tốc độ phản ứng (mol/g × s) × 10 ⁻⁶
20% khối lượng CuZn-O/γ-Al ₂ O ₃ , n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	25,3	13,6	5,0
	275	47,4	66,1	35,8
	300	42,6	2,2	2,2
40% khối lượng CuZn-O/γ-Al ₂ O ₃ , n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	23,1	18,0	6,3
	275	44,1	43,1	13,1
	300	38,2	7,0	5,1
60% khối lượng CuZn-O/γ-Al ₂ O ₃ , n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	18,0	20,0	0,5
	275	33,7	9,7	1,1
	300	34,3	8,2	0,3
80% khối lượng CuZn-O/γ-Al ₂ O ₃ , n _{Cu} /n _{Zn} = 70/30	250	18,5	3,8	0,2
	275	31,9	2,0	0,3
	300	30,2	0,9	0,1

độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME được cải thiện đáng kể (tương ứng các giá trị là 33,2% và 18,5%). Để cải thiện độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME, Chen và cộng sự đã tiến hành tăng áp suất thực hiện phản ứng lên 40 bar, đồng thời tăng nhiệt độ lên 250°C, lúc này độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME đều cải thiện rõ rệt [12].

3.7. Kết quả nghiên cứu trên hệ xúc tác CuZn-O/γ-Al₂O₃

Tương tự như hệ xúc tác trên, nhóm tác giả đã tiến hành khảo sát hoạt tính các mẫu xúc tác có các tỷ lệ Cu/Zn khác nhau, khối lượng γ-Al₂O₃ thêm vào mẫu khác nhau. Quá trình khảo sát hoạt tính xúc tác được thực hiện tại 3 giá trị nhiệt độ 250°C, 275°C, 300°C. Trên cơ sở đánh giá và so sánh độ chuyển hóa CO, độ chọn lọc hình thành

DME và tốc độ phản ứng hình thành DME, xác định được mẫu xúc tác có hoạt tính tốt nhất là mẫu xúc tác 20% khối lượng CuZn-O/γ-Al₂O₃ có tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 (Bảng 9). Nhiệt độ phản ứng cho kết quả tổng hợp DME tốt nhất là 275°C (Bảng 10).

Kết quả nghiên cứu thu được đối với hệ xúc tác CuZn-O/γ-Al₂O₃ có độ chọn lọc DME tốt nhất là 66,1% thấp hơn so với kết quả thu được trên cùng hệ xúc tác được thực nghiệm bởi Bozga và cộng sự [15] (đến 83,4%) cùng tại nhiệt độ 275°C, tuy nhiên, cần lưu ý rằng, điều kiện tổng hợp DME do Bozga thực hiện lại ở áp suất cao hơn (40 bar) và thành phần khí tổng hợp có tỷ lệ H₂:CO lên đến 6:1. Bozga và cộng sự [15] cũng đã chứng minh được sự ảnh hưởng của áp suất tổng hợp DME và thành phần của khí

Bảng 10. So sánh hoạt tính của các mẫu xúc tác trong hệ $\text{CuZn-O}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$

Nhiệt độ phản ứng (°C)	Vận tốc phản ứng ($\text{mol/g} \times \text{s}$) $\times 10^{-6}$		
	40% khối lượng $\text{CuZn}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, $n_{\text{Cu}}/n_{\text{Zn}} = 50/50$	20% khối lượng $\text{CuZn}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, $n_{\text{Cu}}/n_{\text{Zn}} = 70/30$	20% khối lượng $\text{CuZn}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, $n_{\text{Cu}}/n_{\text{Zn}} = 80/20$
250	0,02	5	0,8
275	4,0	35,8	1,8
300	1,76	2,2	0,6

Bảng 11. Kết quả đo hệ xúc tác $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$ ở nhiệt độ 275°C

Mẫu xúc tác	Độ chuyển hóa (C%)			Độ chọn lọc (S%)			Tốc độ phản ứng ($\text{mol/g} \times \text{s}$) $\times 10^{-6}$		
	Cu/Zn: 50/50	Cu/Zn: 70/30	Cu/Zn: 80/20	Cu/Zn: 50/50	Cu/Zn: 70/30	Cu/Zn: 80/20	Cu/Zn: 50/50	Cu/Zn: 70/30	Cu/Zn: 80/20
20% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$	18,2	26,4	27,5	1,3	1,7	4,8	0,7	1,3	1,1
40% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$	19,1	23,1	26,9	1,1	1,1	2,6	0,6	1,1	0,9
60% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$	19,8	22,4	25,3	0,8	0,9	1,8	0,4	1,0	0,8
80% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$	20,3	18,7	22,8	0,7	0,8	1,2	0,4	0,7	0,6

tổng hợp (tỷ lệ $\text{H}_2:\text{CO}$) có ảnh hưởng rất lớn đến độ chọn lọc hình thành DME.

Nghiên cứu của Moradi và cộng sự [16] đã sử dụng xúc tác $\text{CuZn-O}/\text{Al}_2\text{O}_3$, sử dụng khí tổng hợp có thành phần $\text{H}_2/\text{CO} = 64/32$, tiến hành tổng hợp DME ở áp suất 40,5 bar và nhiệt độ 240°C, Moradi đã xác định được độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME lần lượt nằm trong khoảng 2 - 42% và 20 - 68%. Các kết quả thực nghiệm này được xác định một cách độc lập với nghiên cứu của nhóm tác giả, với hướng nghiên cứu và điều kiện tiến hành tổng hợp DME khác nhau, có thể thấy kết quả đo thực nghiệm thu được là tương đương. Nhưng nếu xét về độ chuyển hóa CO, nhóm tác giả đã xác định được mẫu xúc tác phù hợp hơn (mẫu 20% khối lượng $\text{CuZn-O}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, $n_{\text{Cu}}/n_{\text{Zn}} = 70/30$). Một công bố khác của Venugopal và cộng sự [17] khi xét hoạt tính xúc tác $\text{Cu-Zn-Cr}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ và thực hiện phản ứng tổng hợp DME ở điều kiện áp suất 40,5 bar, nhiệt độ 250°C, sử dụng khí tổng hợp có thành phần $\text{H}_2/\text{CO} = 60/40$, thu được độ chuyển hóa CO là 19 - 35%. Kết quả này cũng tương đồng với số liệu nhóm tác giả thu được.

3.8. Kết quả nghiên cứu trên hệ xúc tác $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$

Kết quả nghiên cứu đối với hệ xúc tác $\text{CuZn-O}/\text{ZSM-5}$ và $\text{CuZn-O}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ cho thấy nhiệt độ tối ưu của phản ứng tổng hợp DME trong điều kiện nghiên cứu đang xem xét là 275°C, cho dù tỷ lệ Cu/Zn là bao nhiêu. Mặc dù có rất nhiều thông số khác tác động đến quá trình tổng hợp DME, nhưng để giảm số lượng đo đạt thực nghiệm nhóm tác giả đã định và áp dụng đo đạt thực nghiệm cho các mẫu xúc tác trên hệ SiO_2 và MCM-41 chỉ tại nhiệt độ 275°C để phục vụ mục đích so sánh số liệu.

Kết quả đo thí nghiệm được thể hiện trong Bảng 11. Qua kết quả này, có thể thấy, ở nhiệt độ phản ứng 275°C, khi

tỷ lệ mol của Cu/Zn tăng từ 50/50 tới 80/20 thì độ chuyển hóa tăng. Trong khi đó, nếu tỷ lệ SiO_2 trong hệ xúc tác giảm thì độ chuyển hóa của CO cũng giảm theo, tuy nhiên sự khác biệt không lớn. Mẫu 20% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$ có độ chuyển hóa cao nhất với tỷ lệ mol của Cu/Zn = 80/20. Ở nhiệt độ phản ứng 275°C, khi tăng tỷ lệ mol của Cu/Zn từ 50/50 đến 80/20 thì độ chọn lọc DME tăng. Độ chọn lọc cũng tăng khi tỷ lệ SiO_2 trong hệ xúc tác tăng nhẹ. Trong giới hạn nghiên cứu, mẫu có độ chọn lọc cao nhất là mẫu 20% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$, với tỷ lệ mol Cu/Zn = 80/20. Đối với tốc độ phản ứng hình thành DME, có thể nhận thấy mẫu xúc tác 20% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$ có tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 là mẫu cho kết quả tốt nhất.

3.9. Kết quả nghiên cứu trên hệ xúc tác $\text{CuZn-O}/\text{MCM-41}$

Tương tự như quá trình xác định hoạt tính hệ xúc tác $\text{CuZn-O}/\text{SiO}_2$, độ chuyển hóa, độ chọn lọc và tốc độ phản ứng tổng hợp DME trực tiếp từ $\text{CO}:\text{H}_2$ trên nền xúc tác $\text{CuZn-O}/\text{MCM-41}$ được xác định tại nhiệt độ 275°C, kết quả thể hiện trong Bảng 12.

Từ kết quả thực nghiệm thu được tại nhiệt độ phản ứng 275°C, có thể nhận thấy độ chuyển hóa quá trình tăng tỷ lệ thuận theo tỷ lệ Cu/Zn có trong mẫu xúc tác. Mẫu xúc tác có độ chuyển hóa cao nhất là mẫu 20% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{MCM-41}$, trong đó tỷ lệ mol của Cu/Zn = 80/20. Kết quả này cũng trùng khớp với kết quả đo độ chọn lọc DME. Khi xét về tốc độ phản ứng hình thành DME, mẫu 20% khối lượng $\text{CuZn-O}/\text{MCM-41}$ với tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 lại cho kết quả cao nhất.

Theo tìm hiểu của nhóm tác giả, tính đến năm 2014, số lượng nghiên cứu xúc tác tổng hợp trực tiếp DME từ khí tổng hợp sử dụng xúc tác trên chất mang MCM-41 là rất ít [18], trong số đó có thể kể đến công bố của Naik và

Bảng 12. Độ chuyển hóa của các mẫu xúc tác trong hệ xúc tác CuZn-O/MCM-41 ở nhiệt độ 275°C

Mẫu xúc tác	Độ chuyển hóa (C%)			Độ chọn lọc (S%)			Tốc độ phản ứng (mol/g × s) × 10 ⁻⁶		
	Cu/Zn: 50/50	Cu/Zn: 70/30	Cu/Zn: 80/20	Cu/Zn: 50/50	Cu/Zn: 70/30	Cu/Zn: 80/20	Cu/Zn: 50/50	Cu/Zn: 70/30	Cu/Zn: 80/20
20% khối lượng CuZn-O/MCM-41	15,2	21,4	22,5	1,1	1,5	3,1	0,9	1,7	1,4
40% khối lượng CuZn-O/MCM-41	17,1	19,1	20,9	0,9	1,2	2,3	0,8	1,3	1,2
60% khối lượng CuZn-O/MCM-41	19,8	17,4	18,3	0,7	0,9	1,9	0,7	1,1	0,8
80% khối lượng CuZn-O/MCM-41	21,3	14,7	16,8	0,5	0,8	0,9	0,5	0,7	0,7

Bảng 13. Tổng hợp đánh giá các mẫu xúc tác

Hệ xúc tác	Mẫu có hoạt tính tốt nhất	Ghi chú
CuZn-O/ZSM-5	20% khối lượng CuZn-O/ZSM-5, tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 tối ưu ở 275°C	Khảo sát tại nhiệt độ: 250°C, 275°C, 300°C
CuZn-O/ γ -Al ₂ O ₃	20% khối lượng CuZn-O/ γ -Al ₂ O ₃ , tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 tối ưu ở 275°C	Khảo sát tại nhiệt độ: 250°C, 275°C, 300°C
CuZn-O/SiO ₂	20% khối lượng CuZn-O/SiO ₂ , tỷ lệ mol Cu/Zn = 80/20	Chỉ khảo sát tại 275°C
CuZn-O/MCM-41	20% khối lượng CuZn-O/MCM-41, tỷ lệ mol Cu/Zn = 80/20	Chỉ khảo sát tại 275°C

cộng sự [19]. Tuy nhiên, kết quả công bố không hoàn toàn trùng khớp với điều kiện thực hiện trong nghiên cứu này, hơn nữa Naik và cộng sự tổng hợp ở điều kiện 260°C và áp suất cao 50,7 bar nên việc so sánh không thực hiện được.

Như vậy, trong số 4 nhóm xúc tác được nghiên cứu, ở điều kiện thực hiện phản ứng xem xét, nhóm xúc tác CuZn-O/MCM-41 và CuZn-O/SiO₂ cho độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME là thấp nhất. Kết luận này có thể do nhiệt độ và áp suất thực hiện phản ứng chưa tối ưu, hơn nữa vì quá trình hình thành DME tỷ lệ với nhiệt độ, áp suất thực hiện phản ứng, tỷ lệ CO:H₂ có trong khí nguyên liệu. Kết luận này cũng được kiểm chứng bởi Chen và cộng sự [20] khi nghiên cứu cùng nhóm xúc tác tổng hợp DME một giai đoạn từ khí tổng hợp.

3.10. Kết quả so sánh hoạt tính của các mẫu tốt nhất ở các hệ xúc tác khác nhau

Trong các hệ xúc tác CuZn-O/ZSM-5, CuZn-O/ γ -Al₂O₃, CuZn-O/MCM-41, CuZn-O/SiO₂ với các tỷ lệ mol Cu/Zn khác nhau, từ kết quả đo ở các tỷ lệ mẫu và nhiệt độ khác nhau, có thể kết luận như Bảng 13 khi tiến hành so sánh hoạt tính xúc tác các mẫu có tỷ lệ Cu/Zn thay đổi từ 20:80 đến 80:20 và phần trăm khối lượng ZSM-5 thay đổi từ 100% đến 20%.

Các số liệu thực nghiệm đo được cho thấy, trong 4 hệ xúc tác nghiên cứu, việc chọn lựa mẫu xúc tác tối ưu và cân nhắc giữa tốc độ phản ứng, độ chọn lọc và độ chuyển hóa luôn cần sự xem xét thỏa đáng. Tuy nhiên, có thể thấy sự vượt trội của mẫu xúc tác 20% khối lượng CuZn-O/ γ -Al₂O₃, tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 so với tất cả các mẫu xúc tác khác của các hệ xúc tác đang xem xét ở điều kiện nhiệt độ và áp suất nghiên cứu. Với độ chuyển hóa 47,4%, tốc độ phản ứng vượt hơn so với các mẫu xúc tác khác (35,8mol/g × s × 10⁻⁶) và độ chọn lọc cao nhất là 66,1%,

đây là mẫu xúc tác cho hoạt tính tốt nhất mà nhóm tác giả phát hiện được để thực hiện tổng hợp DME một giai đoạn từ khí tổng hợp ở áp suất 6,89 bar.

4. Kết luận và hướng nghiên cứu tiếp theo

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã tiến hành đo thực nghiệm hoạt tính của hơn 40 mẫu xúc tác khác nhau, được tổng hợp từ 4 hệ xúc tác. Quá trình đo thực nghiệm được thực hiện trên thiết bị phản ứng lớp xúc tác cố định, khảo sát ở điều kiện áp suất cố định 6,89 bar và trong khoảng nhiệt độ từ 250 - 300°C. Thông qua việc so sánh hoạt tính của các mẫu xúc tác tốt nhất trong từng hệ xúc tác CuZn-O/ZSM-5, CuZn-O/ γ -Al₂O₃, CuZn-O/MCM-41, CuZn-O/SiO₂ với tỷ lệ mol của Cu/Zn khác nhau, nhóm tác giả đưa ra kết luận:

- Hệ xúc tác CuZn-O/ γ -Al₂O₃ là hệ cho hoạt tính vượt trội so với các hệ xúc tác còn lại ở cả 3 góc độ so sánh: độ chuyển hóa CO, độ chọn lọc DME và tốc độ phản ứng hình thành DME;
- Mẫu xúc tác cho hoạt tính tốt nhất cho quá trình tổng hợp DME một giai đoạn từ khí tổng hợp là mẫu 20% khối lượng CuZn-O/ γ -Al₂O₃, tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 ở điều kiện nhiệt độ 275°C tại áp suất 6,89 bar;
- Các hệ xúc tác CuZn-O/ZSM-5, CuZn-O/MCM-41, CuZn-O/SiO₂ không cho hoạt tính tốt hơn hệ xúc tác CuZn-O/ γ -Al₂O₃ ở điều kiện tổng hợp nghiên cứu.
- Các kết quả đo đạt thực nghiệm trong nghiên cứu này cho thấy, phản ứng tổng hợp DME ở áp suất 7 bar có thể chia động học phản ứng thành 2 khu vực nhiệt độ. Khi nhiệt độ thấp hơn 250°C, nếu tăng nhiệt độ phản ứng thì độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME tăng theo tỷ lệ thuận, lúc này động học khống chế quá trình hình thành DME. Tuy nhiên, nếu nhiệt độ cao hơn 250°C, quá

trình hình thành DME bị khống chế bởi điều kiện nhiệt động, tuân theo định luật cân bằng Le Chatelier.

- Trong 4 hệ xúc tác nghiên cứu, nhóm tác giả đã xác định được thành phần mẫu xúc tác CuZnO-Al₂O₃/ZSM-5 cho độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME cao hơn so với nghiên cứu tương tự trước đây [12]. Đối với mẫu xúc tác CuZnO- γ -Al₂O₃, áp suất tổng hợp và tỷ lệ khí nguyên liệu có ảnh hưởng rất lớn đến độ chuyển hóa CO và độ chọn lọc DME [15]. Tuy nhiên, kết quả thu được trong nghiên cứu này là tương đương với kết quả công bố của Moradi [16] hay Venugopal [17], nếu xét độ chuyển hóa CO, nhóm tác giả cũng đã xác định được mẫu xúc tác phù hợp hơn.

Từ kết quả thu được trong nghiên cứu này và theo kết luận khuyến cáo của Ramos và cộng sự [21] khi nghiên cứu về chất xúc tiến cho xúc tác tổng hợp DME từ khí tổng hợp, quá trình tổng hợp có thể tối ưu thông qua việc thay đổi tổng lượng kim loại và acid có trong thành phần của xúc tác, trên cơ sở đó, nhóm tác giả sẽ tiếp tục khảo sát hoạt tính của mẫu xúc tác 20% khối lượng CuZnO- γ -Al₂O₃, tỷ lệ mol Cu/Zn = 70/30 bằng cách biến tính với các kim loại khác nhau để tìm ra mẫu xúc tác cho hoạt tính tốt nhất cho quá trình tổng hợp DME một giai đoạn từ khí tổng hợp H₂:CO = 2:1 ở áp suất 6,89 bar. Các kết quả này sẽ được công bố trong thời gian tới.

Lời cảm ơn

Kết quả nghiên cứu này được thực hiện dưới sự hỗ trợ kinh phí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo quyết định số 9581/QĐ-DKVN về việc phê duyệt đề tài nghiên cứu khoa học cho Trường Cao đẳng Nghề Dầu khí (PVMTC).

Tài liệu tham khảo

1. F.Trippe, M.Fröhling, F.Schultmann, R.Stahl, E.Henrich, A.Dalai. *Comprehensive techno-economic assessment of dimethyl ether (DME) synthesis and Fischer-Tropsch synthesis as alternative process steps within biomass-to-liquid production*. Fuel Processing Technology. 2013; 106: p. 577 - 586.
2. A.E.Atabani, A.S.Silitonga, I.A.Badrudin, T.Mahlia, H.Masjuki, S.Mekhilef. *A comprehensive review on biodiesel as an alternative energy resource and its characteristics*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012; 16(4): p. 2070 - 2093.
3. Z.Hosseini, M.Taghizadeh, F.Yaripour. *Synthesis of nanocrystalline γ -Al₂O₃ by sol-gel and precipitation methods for methanol dehydration to dimethyl ether*. Journal of Natural Gas Chemistry. 2011; 20(2): p. 128 - 134.
4. F.Raoof, M.Taghizadeh, A.Eliassi, F.Yaripour. *Effects of temperature and feed composition on catalytic dehydration of methanol to dimethyl ether over γ -alumina*. Fuel. 2008; 87(13 - 14): p. 2967 - 2971.
5. L.Travalloni, A.C.L.Gomes, A.B.Gaspar, M.A.P.da Silva. *Methanol conversion over acid solid catalysts*. Catalysis Today. 2008; 133 - 135: p. 406 - 412.
6. Q.Tang, H.Xu, Y.Zheng, J.Wang, H.Li, J.Zhang. *Catalytic dehydration of methanol to dimethyl ether over micro-mesoporous ZSM-5/MCM-41 composite molecular sieves*. Applied Catalysis A: General. 2012; 413 - 414: p. 36 - 42.
7. R.Ladera, E.Finocchio, S.Rojas, J.L.G.Fierro, M.Ojeda. *Supported niobium catalysts for methanol dehydration to dimethyl ether: FTIR studies of acid properties*. Catalysis Today. 2012; 192(1): p. 136 - 143.
8. D.Mao, W.Yang, J.Xia, B.Zhang, G.Lu. *The direct synthesis of dimethyl ether from syngas over hybrid catalysts with sulfate-modified γ -alumina as methanol dehydration components*. Journal of Molecular Catalysis A: Chemical. 2006; 250(1 - 2): p. 138 - 144.
9. J.Ereña, I.Sierra, A.T.Aguayo, A.Ateka, M.Olazar, J.Bilbao. *Kinetic modelling of dimethyl ether synthesis from (H₂ + CO₂) by considering catalyst deactivation*. Chemical Engineering Journal. 2011; 174(2 - 3): p. 660 - 667.
10. J.Ereña, R.Garona, J.M.Arandes, A.T.Aguayo, J.Bilbao. *Effect of operating conditions on the synthesis of dimethyl ether over a CuO-ZnO-Al₂O₃/NaHZSM-5 bifunctional catalyst*. Catalysis today. 2005; 107 - 108: p. 467 - 473.
11. G.Moradi, F.Yaripour, P.Vale-Sheyda. *Catalytic dehydration of methanol to dimethyl ether over mordenite catalysts*. Fuel Processing Technology. 2010; 91(5): p. 461 - 468.
12. W-H.Chen, B-J.Lin, H-M.Lee, M-H.Huang. *One-step synthesis of dimethyl ether from the gas mixture containing CO₂ with high space velocity*. Applied Energy. 2012; 98: p. 92 - 101.
13. L.Wang, D.Fang, X.Huang, S.Zhang, Y.Qi, Z.Liu. *Influence of reaction conditions on methanol synthesis and WGS reaction in the syngas-to-DME process*. Journal of Natural Gas Chemistry. 2006; 15(1): p. 38 - 44.
14. Q.Ge, Y.Huang, F.Qiu, S.Li. *Bifunctional catalysts for conversion of synthesis gas to dimethyl ether*. Applied Catalysis A: General. 1998; 167(1): p. 23 - 30.

15. G.Bozga, I.T.Apan, R.E.Bozga. *Dimethyl ether synthesis catalysts, processes and reactors*. Recent Patents on Catalysis. 2013; 2(1): p. 68 - 81.
16. G.Moradi, S.Nosrati, F.Yaripor. *Effect of the hybrid catalysts preparation method upon direct synthesis of dimethyl ether from synthesis gas*. Catalysis Communications. 2007; 8(3): p. 598 - 606.
17. A.Venugopal, J.Palgunadi, J-K.Deog, O-S.Joo, C-H. Shin. *Hydrotalcite derived Cu-Zn-Cr catalysts admixed with γ - Al_2O_3 for single step dimethyl ether synthesis from syngas: Influence of hydrothermal treatment*. Catalysis Today. 2009; 147(2): p. 94 - 99.
18. Z.Azizi, M.Rezaeimanesh, T.Tohidian, M.R.Rahimpour. *Dimethyl ether: A review of technologies and production challenges*. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. 2014; 82: p. 150 - 172.
19. S.P.Naik, V.Bui, T.Ryu, J.D.Miller, W.Zmierzczak. *Al-MCM-41 as methanol dehydration catalyst*. Applied Catalysis A: General. 2010; 381(1 - 2): p. 183 - 190.
20. H.-J.Chen, C.-W.Fan and C.-S.Yu. *Analysis, synthesis, and design of a one-step dimethyl ether production via a thermodynamic approach*. Applied Energy. 2013; 101: p. 449 - 456.
21. F.Ramos, A.D.de Farias, L.E.P.Borges, J.Monteiro, M.A.Fraga, E.F.Sousa-Aguiar, L.G.Appel. *Role of dehydration catalyst acid properties on one-step DME synthesis over physical mixtures*. Catalysis Today. 2005; 101(1): p. 39 - 44.

One-step synthesis of dimethyl ether from syngas mixture at low pressure

Ngo Xuan Hung, Le The Duy, Nguyen Huynh Dong
Petrovietnam Manpower Training College
Email: ngoxuanhung@pvmtec.com.vn

Summary

The authors studies the catalyst for direct synthesis of dimethyl ether (DME) from syngas (CO and H_2), using a mixture of metallic oxides (CuZnO) and solid acidic components including ZSM-5, γ - Al_2O_3 , SiO_2 and MCM-41, at low pressure condition. In order to find out the most suitable sample, about 40 catalysts samples were synthesised by coprecipitation method. Catalysts activity measurements were carried out using a catalytic fixed bed reactor. The operating temperature range was 250 - 300°C and the pressure was fixed at 6,89 bar. Among the 4 studied catalyst systems, the results suggest that the catalyst with γ - Al_2O_3 as support showed superior results, and the best catalyst sample is the 20% weight percent of CuZn-O support on γ - Al_2O_3 with the molar ratio $\text{Cu/Zn} = 70/30$, which gave the maximum CO conversion to DME. At the reaction temperature of 275°C and a fixed pressure of 6,89 bar, this is also the sample having the highest selectivity and DME formation rate. .

Key words: Dimethyl ether, bifunctional catalysts, synthesis gas, direct synthesis, reaction temperature.

ĐÁNH GIÁ THỰC TRẠNG VÀ ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP TỐI ƯU NĂNG LƯỢNG CHO LÒ ĐỐT H-1202 TRONG PHÂN XƯỞNG XỬ LÝ NAPHTHA BẰNG HYDRO (NHT) CỦA NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

KS. Lê Hồng Nguyên, ThS. Đặng Thị Tuyết Mai

TS. Lê Mai Phương, KS. Lê Thanh Phương

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nguyendlh@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Các thiết bị lò đốt là thiết bị tiêu thụ nhiên liệu lớn nhất trong các nhà máy lọc hóa dầu nói riêng và các nhà máy công nghiệp nói chung. Việc xem xét tối ưu năng lượng để nâng cao hiệu quả các lò đốt là biện pháp cần thiết để tiết kiệm nhiên liệu, giảm phát thải ra môi trường, mang lại lợi ích kinh tế cho các nhà máy, phù hợp với chủ trương sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả của Chính phủ Việt Nam và cũng là xu hướng chung của toàn thế giới.

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có nhiều lò đốt và lò hơi, một trong số đó là lò đốt H-1202 của phân xưởng xử lý naphtha bằng hydro (NHT). Trong bài báo này, để nâng cao hiệu suất nhiệt cho lò đốt, tiết kiệm nhiên liệu, mang lại hiệu quả kinh tế kỹ thuật cho nhà máy, nhóm tác giả đã tiến hành thu thập, phân tích số liệu thiết kế, vận hành thực tế, tính toán và đánh giá hiệu suất nhiệt lò đốt H-1202. Từ đó đề xuất giải pháp tối ưu theo hai hướng chính: (i) cải hoán nâng cấp cấu trúc và hệ thống lò đốt hiện hữu; (ii) điều chỉnh thông số vận hành của thiết bị.

Từ khóa: Lò đốt, hiệu suất nhiệt, tối ưu năng lượng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

1. Giới thiệu

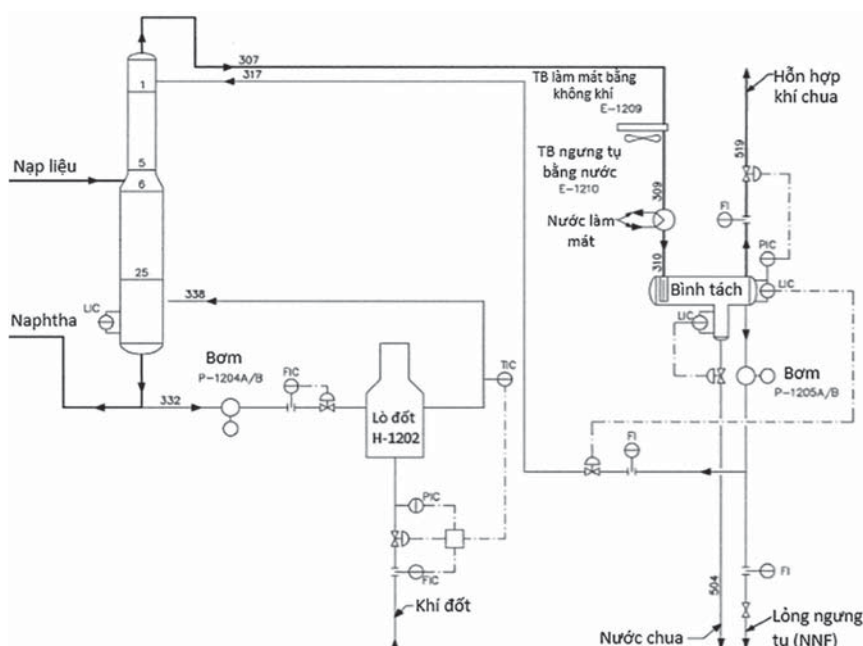
Phân xưởng NHT có nhiệm vụ xử lý, loại bỏ các tạp chất chứa S, N, O, kim loại, các halogen... trong phân đoạn naphtha tổng (Full Range Naphtha) từ phân xưởng CDU để chuẩn bị nguyên liệu cho phân xưởng reforming xúc tác liên tục CCR và phân xưởng đồng phân hóa isomer. Lò đốt H-1202 là thiết bị đun sôi đáy tháp ổn định (stripper) T-1201. Tháp này có vai trò phân tách phân đoạn $C_4^{(1)}$ và H_2S lên trên đỉnh và dòng naphtha tổng được lấy ra ở đáy tháp (Hình 1). Trên cơ sở tìm hiểu tài liệu thiết kế, khảo sát thực tế thiết bị tại nhà máy, nhóm tác giả đã tính toán hiệu suất nhiệt của lò, so sánh hiệu suất nhiệt hiện tại với số liệu thiết kế và số liệu khi chạy thử, từ đó đưa ra các đánh giá, phân tích hiện trạng, khả năng tối ưu của lò. Đồng thời, nhóm tác giả cũng tham khảo những kinh nghiệm của thế giới trong việc tối ưu lò đốt, đặc biệt các lò đốt có cấu trúc tương tự lò đốt H-1202, để xuất các giải pháp liên quan đến cải hoán nâng cấp cấu trúc lò và hệ thống hiện tại

cũng như giải pháp liên quan đến thay đổi thông số vận hành. Nhóm tác giả cũng giới thiệu những lợi ích về tiết kiệm năng lượng, thuận lợi hơn trong vận hành thiết bị và tăng hiệu quả hoạt động [1].

2. Tính toán hiệu suất nhiệt của lò đốt H-1202

2.1. Thu thập số liệu thiết kế và vận hành

Phương pháp tính hiệu suất nhiệt cho lò H-1202 được nhóm tác giả lựa chọn là phương pháp API 560 sử dụng nhiệt trị thấp (Low Heating Value, LHV). Đây là phương pháp được sử dụng phổ biến trên thế giới để tính toán và đánh



Hình 1. Sơ đồ công nghệ của hệ thống tháp T-1201 có lò đốt H-1202

⁽¹⁾ Phân đoạn C_4 là các hydrocarbon có số nguyên tử carbon từ 4 trở xuống

giá hiệu suất nhiệt của lò đốt. Thông số đầu vào để tính toán được thu thập từ nhà máy.

Lò H-1202 được thiết kế bởi nhà sản xuất Kirchner Italia S.p.A. Lò đốt H-1202 sử dụng nhiên liệu khí (fuel gas), không khí đối lưu tự nhiên (natural draft). Quá trình truyền nhiệt cũng được thực hiện theo thứ tự từ vùng đối lưu (convection zone) sau đó đến vùng bức xạ (radiant zone), không có vùng thu hồi nhiệt thừa (economizer zone). Các thông số thiết kế chính của lò đốt H-1202 được trích xuất từ tài liệu của nhà cung cấp thiết bị và được trình bày trong Bảng 1.

Bảng 1. Thông số thiết kế chính của lò đốt gia nhiệt H-1202 [2]

1	Công suất nhiệt thiết kế (MW)	6,661
2	Dạng lò	Dạng hình trụ thẳng đứng
3	Tiền gia nhiệt không khí (APH)	Không
4	Kiểm soát tự động hàm lượng O ₂ thừa trong khói thải	Không
Thông số dòng vào (hydrocarbon)		
		Vùng bức xạ
5	Nhiệt độ (°C)	209
6	Áp suất (kg/cm ² g)	14,24
7	Lưu lượng dòng công nghệ (kg/giờ)	209.955
8	Nhiệt dung riêng pha lỏng (kJ/kg. °C)	3,112
Thông số dòng ra		
9	Nhiệt độ (°C)	218
10	Áp suất (kg/cm ² g)	11,74
11	Nhiệt dung riêng pha lỏng (kJ/kg. °C)	3,216
12	Nhiệt dung riêng pha hơi (kJ/kg. °C)	2,599
13	Lưu lượng dòng ra lỏng (kg/giờ)	121.039
14	Lưu lượng dòng ra hơi (kg/giờ)	88.916

Bảng 2. Thành phần khí nhiên liệu cung cấp cho lò đốt

Cấu tử	Thành phần (% thể tích)
H ₂	64,41
O ₂	0,05
N ₂	4,07
CO	0,16
CO ₂	0,13
CH ₄	11,81
C ₂ H ₆	6,38
C ₂ H ₄ = C ₂	6,47
C ₃ H ₈	1,55
C ₃ H ₆	1,53
C ₃ H ₆ , cyclo	0,07
i-C ₄ H ₁₀	0,84
n-C ₄ H ₁₀	0,77
C ₄ H ₈ = C ₄	0,51
iC ₅ H ₁₂	0,05
nC ₅ H ₁₂	0,02
C ₅ H ₁₀ = C ₅	0,03
C ₆ +	1,05
Tổng	100

Các thông số vận hành thực tế được thu thập từ dữ liệu vận hành của nhà máy (năm 2014). Trong đó bao gồm thành phần khí nhiên liệu, thông số hoạt động: nhiệt độ, áp suất, lưu lượng các dòng công nghệ...

Các thông số vận hành khác của lò được trình bày trong Bảng 3.

2.2. Tính toán hiệu suất nhiệt

Các bước tính toán được tóm tắt sơ lược như sau:

- Tính toán nhiệt trị (sử dụng nhiệt trị thấp) của nhiên liệu bằng công thức:

$$LHV = \sum_{i=1}^n (LHV_i \times m_i)$$

Trong đó:

LHV: Nhiệt trị cháy thấp của nhiên liệu (kcal/kg);

LHV_i: Nhiệt trị cháy thấp của cấu tử i trong thành phần nhiên liệu (kcal/kg);

m_i: Phần khối lượng của cấu tử i trong nhiên liệu (kg/kg);

- Tính toán nhiệt do không khí mang vào theo công thức:

$$H_a = C_{pa} \times (T_a - T_d) \times m_a / m_f$$

Bảng 3. Một số thông số vận hành lò đốt H-1202

Nguyên liệu	
Thông số	Lò H-1202
Lưu lượng naphtha (m ³ /giờ)	100,0
Nhiệt độ vào lò (°C)	194,7
Nhiệt độ ra khỏi lò (°C)	205,8
Áp suất vào lò (kg/cm ² g)	-
Áp suất ra khỏi lò (kg/cm ² g)	-
Khí nhiên liệu	
Lưu lượng (Nm ³ /giờ)	822,0
Áp suất (kg/cm ² g)	0,6
Nhiệt độ (°C)	31,74
Không khí	
Lưu lượng không khí (Nm ³ /giờ)	-
Nhiệt độ không khí (°C)	28,3
Nhiệt độ không khí vào lò (°C)	28,3
Độ ẩm tương đối (%)	85
Tỷ số không khí/nhiên liệu	-
Thành phần (% thể tích)	
N ₂	78,084
O ₂	20,947
CO ₂	0,033
Ar	0,934
Khói thải	
Nhiệt độ (°C)	265,0
Hàm lượng O ₂ dư (% thể tích)	2,9

Trong đó:

H_a : Nhiệt lượng do không khí mang vào lò đốt (kcal/kg);

C_{pa} : Nhiệt dung riêng của không khí (kcal/kg.°C);

T_a : Nhiệt độ không khí vào lò (°C);

T_d : Nhiệt độ chuẩn, $T_d = 15,6^\circ\text{C}$;

m_a : Khối lượng không khí (kg);

m_f : Khối lượng nhiên liệu (kg).

- Tính toán nhiệt lượng do nhiên liệu mang vào theo công thức:

$$H_f = C_{pf} \times (T_f - T_d)$$

Trong đó:

H_f : Nhiệt lượng do khí nhiên liệu mang vào lò đốt (kcal/kg);

C_{pf} : Nhiệt dung riêng của nhiên liệu (kcal/kg.°C);

T_f : Nhiệt độ nhiên liệu vào lò (°C).

- Tính toán nhiệt thất thoát do khói lò mang ra theo công thức:

$$H_s = \sum_{i=1}^n (m_i \times H_i)$$

Trong đó:

H_s : Nhiệt do khói thải mang ra khỏi lò đốt (kcal/kg);

m_i : Khối lượng của cấu tử i trong dòng khói thải (kg);

H_i : Enthalpy của cấu tử i trong dòng khói thải (kcal/kg).

- Tính toán nhiệt thất thoát do bức xạ

Trong tính toán hiệu suất lò đốt theo phương pháp API 560, giá trị nhiệt thất thoát ở khu vực bức xạ lò đốt (H_r , kcal/kg) thường được lấy bằng 2% giá trị nhiệt trị cháy thấp (LHV) của nhiên liệu khi cháy trong lò.

- Tính toán hiệu suất lò đốt.

Hiệu suất nhiệt lò đốt (e , %), tính theo phương pháp API 560 dựa theo công thức:

$$e = \frac{(LHV + H_a + H_f) - (H_s + H_r)}{(LHV + H_a + H_f)} \times 100$$

Sau khi tính toán theo đúng quy trình của API 560 được kết quả như trong Bảng 4.

3. So sánh, đánh giá hiệu suất nhiệt và khả năng tối ưu đối với lò H-1202

3.1. So sánh hiệu suất nhiệt thực tế với hiệu suất nhiệt theo thiết kế và khi chạy thử

Từ kết quả Bảng 4 cho thấy, hiệu suất nhiệt của lò H-1202 đang ở mức khoảng 86,4%. So với các lò đốt khác cùng loại ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương trên bảng xếp hạng của Solomon năm 2014 thì lò đốt H-1202 đang nằm trong khoảng giữa hạng 3 (87,7%) và hạng 4 (84,7%).

Nếu so với ngưỡng trên hiệu suất nhiệt của thiết kế (85,9%) thì hiệu suất nhiệt thực tế (86,4%) cao hơn và cũng cao hơn cả giá trị hiệu suất khi chạy thử (85,1%). Theo đó, lò đốt H-1202 hiện đang hoạt động rất tốt so với yêu cầu thiết kế đưa ra và việc vận hành lò đốt được thực hiện khá tốt. Tuy vậy, cần quan tâm xem xét cải hoán những yếu tố liên quan đến thiết kế lò nhằm tăng thêm hiệu suất nhiệt của lò. Song song với đó cần tối ưu về vận hành để tăng cường việc tiết kiệm nhiên liệu cho lò.

3.2. Đánh giá khả năng tối ưu của lò đốt H-1202

Tham khảo kinh nghiệm của các nhà máy khác trên thế giới trong việc tối ưu lò đốt, nhóm tác giả đã tổng hợp, cụ thể như sau:

- Tận dụng lại dòng nhiệt của khói thải đi ra từ ống khói của lò đốt để gia nhiệt cho dòng không khí vào lò

Bảng 4. Kết quả tính toán hiệu suất nhiệt của lò đốt H-1202

Thông số	Ký hiệu	Giá trị
Nhiệt trị cháy thấp của khí nhiên liệu (kcal/kg)	LHV	12.007
Nhiệt lượng do không khí mang vào (kcal/kg)	H_a	58,942
Nhiệt lượng do nhiên liệu mang vào lò (kcal/kg)	H_f	11,944
Nhiệt lượng thất thoát theo khói lò (kcal/kg)	H_s	1.405,500
Nhiệt lượng thất thoát khu vực bức xạ (kcal/kg)	H_r	240,148
Hiệu suất nhiệt lò đốt (%)	e	86,37

Bảng 5. So sánh hiệu suất tính toán của lò đốt H-1202 dựa trên số liệu thực tế năm 2014 với hiệu suất thiết kế, hiệu suất giai đoạn chạy thử

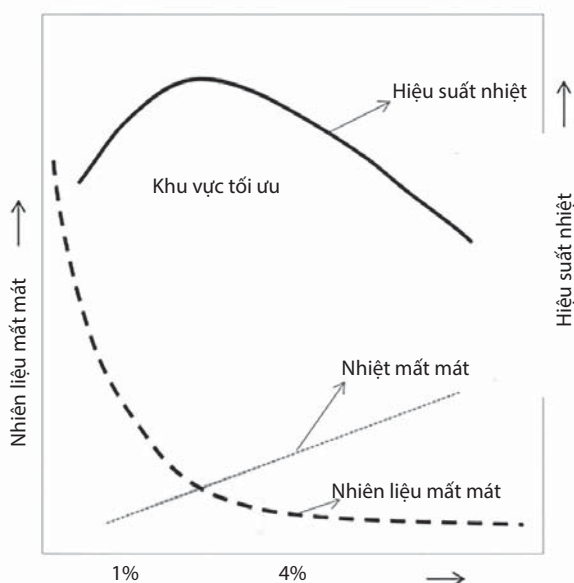
Lò đốt	Hiệu suất nhiệt tính toán (số liệu năm 2014)	Hiệu suất nhiệt theo thiết kế	Hiệu suất nhiệt giai đoạn chạy thử
H-1202	86,4%	84,8 - 85,9%	85,1%

hoặc một dòng công nghệ, phụ trợ khác;

- Lắp đặt bộ điều khiển tự động để khống chế hàm lượng O_2 dư trong khói thải nhằm tối ưu và nâng cao hiệu quả quá trình cháy;
- Tăng bề mặt trao đổi nhiệt ở vùng đối lưu và vùng bức xạ;
- Tối ưu số lượng và cải tạo béc đốt (burner) của lò đốt;
- Vệ sinh để loại bỏ các cặn bẩn bám trên bề mặt ống trao đổi nhiệt trong lò đốt;
- Dùng vật liệu bít kín thành lò và sử dụng gạch cách nhiệt chất lượng cao;
- Sử dụng lớp phủ tăng độ bức xạ cho gạch chịu lửa...

Trên cơ sở thực trạng, kết quả tính toán hiệu suất nhiệt và tham khảo kinh nghiệm của thế giới trong việc tối ưu lò đốt, nhóm tác giả có một số nhận định về khả năng tối ưu lò đốt này như sau:

Lò đốt H-1202 có hàm lượng O_2 thừa trong khói thải đang ở mức khá tốt (2,4 - 3,4% thể tích). Tuy nhiên, so với mức tối ưu 2% thể tích theo kinh nghiệm của thế giới (Hình 2) và nhiều nhà máy đã thực hiện được thì hàm lượng O_2 thừa trong khói thải vẫn có thể xem xét hạ xuống. Thực tế lò này hiện chưa có hệ thống điều khiển tự động để kiểm soát lượng O_2 thừa trong khói thải. Việc điều chỉnh hàm lượng O_2 thừa trong khói thải được thực hiện theo phương án phối hợp giữa phòng điều khiển trung tâm và



Hình 2. Biểu đồ thể hiện mối liên hệ giữa hàm lượng O_2 trong khói thải với lượng nhiên liệu mất mát do không cháy hết và hiệu suất lò [3]

cán bộ vận hành tại phân xưởng chủ yếu dựa trên thông số đo và hiển thị chứ không có hệ thống tự động điều chỉnh hàm lượng O_2 thừa trong khói thải. Do vậy trong trường hợp thành phần và lưu lượng khí nhiên liệu có sự thay đổi cần có thời gian để đợi cho dòng khí nhiên liệu ổn định sau đó mới tiến hành điều chỉnh hàm lượng O_2 thừa trong khói thải. Việc điều chỉnh dựa vào cảm quan của người vận hành thông qua việc quan sát màu sắc ngọn lửa ở các béc đốt và tự điều chỉnh độ mở khe gió để đạt được yêu cầu. Vì vậy, mức độ phản ứng nhanh và chính xác phụ thuộc khá nhiều vào yếu tố con người. Ngoài ra, do cần thêm thời gian điều chỉnh để đạt ổn định hệ thống nên trong khoảng thời gian đó, một lượng nhiệt khá lớn đã bị thất thoát. Trên cơ sở đó, cần phải cải tiến và hiệu chỉnh hệ thống điều khiển để có thể tự động điều chỉnh trong các trường hợp có sự thay đổi của dòng khí nhiên liệu, góp phần giảm tiêu hao nhiệt vô ích cho lò và việc vận hành của các cán bộ nhà máy cũng trở nên dễ dàng và chủ động hơn.

Lò đốt H-1202 được thiết kế đối lưu tự nhiên, do vậy việc lấy không khí cung cấp cho lò phần lớn phụ thuộc vào áp suất trong lò (draft). Đây là yếu tố rất quan trọng đối với các lò đốt đặc biệt là lò đối lưu tự nhiên. Do đó cần xem xét điều chỉnh áp suất trong lò hợp lý để có áp suất tối ưu cho quá trình cháy đồng thời xem xét cùng với hệ thống kiểm soát tự động hàm lượng O_2 thừa trong khói thải.

Lò đốt H-1202 là thiết bị đun sôi đáy tháp của tháp T-1201, vì vậy lưu lượng dòng cần đun sôi lại lấy ra từ đáy tháp T-1201 có ảnh hưởng đến công suất của lò đốt H-1202. Lưu lượng này vẫn có thể xem xét ở mức tối ưu để vừa giảm công suất cho lò H-1202 nhằm giảm tiêu thụ năng lượng mà vẫn đảm bảo yêu cầu của việc phân tách tại tháp ổn định T-1201 thuộc phân xưởng NHT.

Xét về cấu trúc, đối với lò đốt, kết cấu thành lò là yếu tố khó thay đổi. Hai yếu tố dễ thay đổi hơn và đóng vai trò quan trọng trong lò đốt là béc đốt và số lượng ống truyền nhiệt hay nói cách khác là diện tích bề mặt trao đổi nhiệt. Hiện nay, lò đốt H-1202 có nhiệt độ khói thải khoảng $265^{\circ}C$ (so với nhiệt độ tối ưu có tính đến điểm sương của các chất acid gây ăn mòn có trong khói thải của lò: $170^{\circ}C$). Mặt khác, cấu trúc vùng đối lưu phù hợp để bổ sung thêm ống truyền nhiệt. Vì vậy lò đốt H-1202 có tiềm năng để xem xét giải pháp lắp đặt thêm ống truyền nhiệt để tăng bề mặt trao đổi nhiệt nhằm tăng hiệu suất nhiệt cho lò đốt.

Xét về khả năng tận dụng nhiệt của khói thải đi ra từ ống khói của lò đốt H-1202, nhiệt độ khói lò khoảng trên

260°C nên có thể tận dụng được. Theo số liệu tính toán, nhiệt lượng khói lò H-1202 là 1.405 (kcal/kg). Lò đốt này có dạng lò đối lưu tự nhiên nên không có quạt thổi (Force Draft Fan). Do đó không xem xét lắp đặt thiết bị tiền gia nhiệt không khí sử dụng khói lò mà xem xét sử dụng khói lò để tiền gia nhiệt cho nước cần làm nóng hoặc cần hóa hơi, nâng nhiệt hơi nước hoặc tiền gia nhiệt cho dòng khí nhiên liệu vào lò.

Lớp gạch chịu lửa của lò đốt H-1202 hiện chưa được sơn phủ lớp tăng độ bức xạ, tăng hiệu suất nhiệt cho lò nên cũng cần xem xét áp dụng giải pháp này.

Quá trình đóng cặn trong các lò đốt, đặc biệt đối với các ống trao đổi nhiệt sẽ làm giảm hiệu quả trao đổi nhiệt rất nhiều và gây ra hao tổn năng lượng, nhiên liệu của lò. Vì vậy, cần xem xét biện pháp theo dõi và vệ sinh ống trao đổi nhiệt kịp thời. Ngoài ra, công nghệ mới hiện nay còn sử dụng các hóa chất dạng nano để đưa vào trong lò nhằm tăng khả năng cháy hết của nhiên liệu và giảm đóng bụi, bồ hóng ở bề mặt ống trao đổi nhiệt.

4. Đề xuất các giải pháp tối ưu cho lò đốt H-1202

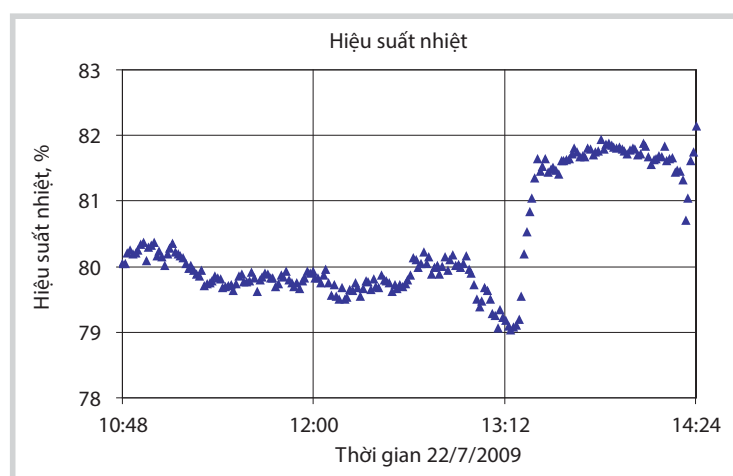
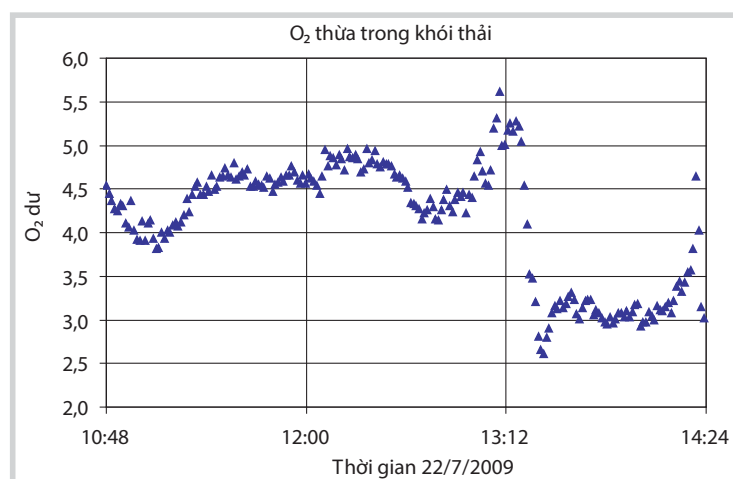
4.1. Thiết lập hệ thống điều khiển tự động hàm lượng O_2 thừa trong khói thải cho lò đốt H-1202

Như đã phân tích ở trên, hàm lượng O_2 thừa trong khói thải ảnh hưởng đến hiệu suất nhiệt của lò đốt. Trên thực tế, thông số đo và hiển thị trên biểu đồ một lò đốt thuộc một nhà máy lọc dầu tại Mỹ thể hiện khá rõ vấn đề này (Hình 3).

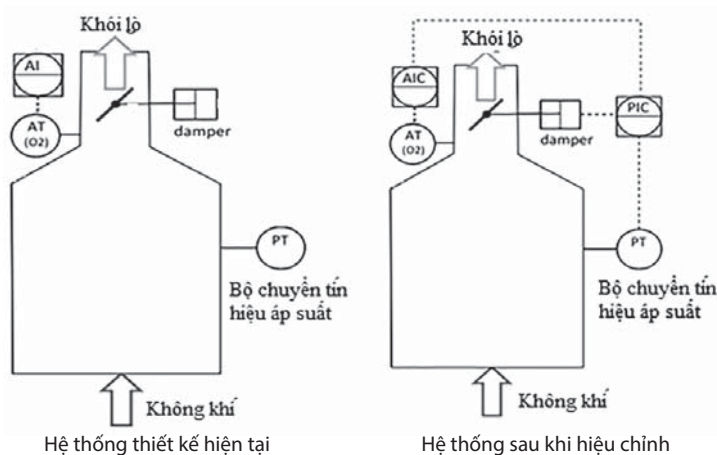
Hiện trạng hệ thống H-1202 chỉ có các bộ AT504 và AI504 để đo và hiển thị hàm lượng O_2 thừa trong khói thải và chưa có bộ điều khiển tự động tác động vào cơ cấu cơ khí. Do đó, cần lắp thêm và hiệu chỉnh hệ thống để trở thành hệ thống đo, hiển thị và điều khiển hàm lượng O_2 thừa trong khói thải (AIC). Sơ đồ hệ thống điều khiển tự động hàm lượng O_2 thừa và nguyên tắc vận hành sau khi hiệu chỉnh của lò H-1202 được trình bày ở Hình 4.

Theo đó, thông số cài đặt từ phòng điều khiển DCS sẽ là hàm lượng O_2 thừa trong khói thải, tín hiệu đầu ra (output) là độ mở của khe gió (damper) và thông số liên quan là áp suất trong lò.

Khi lắp đặt hệ thống điều khiển tự động hàm lượng O_2 thừa trong khói thải, thay vì điều chỉnh một cách thủ công thông thường mang tính chủ quan, cán bộ vận hành sẽ tiến hành cài đặt thông số cụ thể từ phòng điều khiển trung tâm. Khi đó hệ thống sẽ tự động điều chỉnh để đạt giá trị hàm lượng O_2 thừa như mong muốn. Ngoài ra, nếu cần tinh chỉnh hơn nữa có thể chỉnh thêm độ mở khe gió của burner.



Hình 3. Biểu đồ tương quan giữa hàm lượng O_2 thừa trong khói thải và hiệu suất nhiệt của lò đốt một nhà máy lọc dầu tại Mỹ [4]



Hình 4. Hệ thống điều khiển hàm lượng O_2 thừa của lò đốt H-1202 trước và sau khi hiệu chỉnh

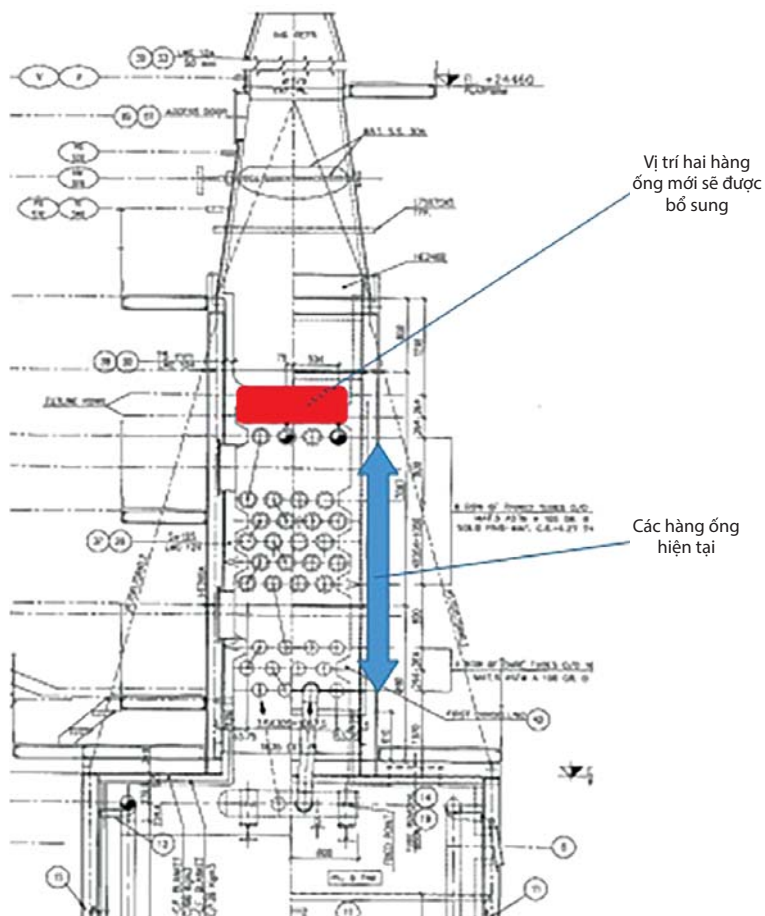
4.2. Lắp đặt thêm ống ở vùng đối lưu để tăng diện tích bề mặt trao đổi nhiệt cho lò đốt H-1202

Lò đốt H-1202 đóng vai trò là thiết bị đun sôi đáy tháp và chỉ gia nhiệt cho một dòng công nghệ đi ra từ đáy tháp T-1201. Trước khi vào lò, dòng này chia thành hai nhánh đi vào vùng đối lưu của lò, sau đó đi xuống vùng bức xạ và ra ngoài. Sau khi ra khỏi vùng bức xạ hai dòng hợp chung lại thành một và tiếp tục quay về đáy tháp T-1201.

Nhóm tác giả đã nghiên cứu thiết kế của lò H-1202 và tiến hành lắp đặt hai hàng ống ở vùng đối lưu của lò H-1202, nâng số hàng

Bảng 6. So sánh hiệu suất tính toán của lò đốt H-1202

Thông số	Giá trị
Vị trí hai hàng ống trong lò đốt	Vùng đối lưu
Dòng được gia nhiệt	Dòng công nghệ (naphtha)
Hướng đặt ống	Nằm ngang
Vật liệu chế tạo (ASTM)	A106 GrB
Đường kính ngoài (mm)	168,3
Bề dày ống (mm)	7,11AW
Số dòng công nghệ chạy song song	2
Số lượng ống trên một hàng	4
Chiều dài hiệu dụng (mm)	3.950
Dạng ống	Có cánh (Solid fins)



Hình 5. Vị trí bổ sung hai hàng ống ở vùng đối lưu của lò H-1202

ống ở khu vực này từ 9 lên 11 hàng. Mỗi hàng ống có 4 ống đặt song song với nhau. Việc này phù hợp với thiết kế và gia tăng hiệu suất nhiệt cho lò.

Các thông số kỹ thuật của hai hàng ống bổ sung được trình bày trong Bảng 6.

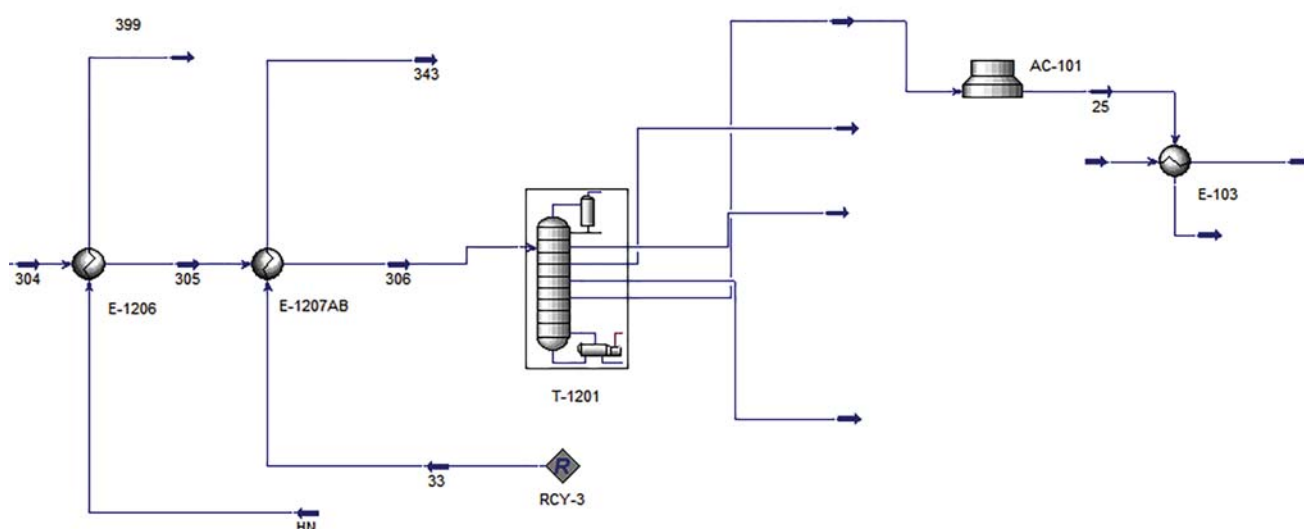
Sử dụng các công cụ mô phỏng, tính toán cho thấy rằng, sau khi thay đổi số hàng ống ở vùng đối lưu của lò H-1202 từ 9 lên 11 hàng thì hiệu suất của lò tăng lên được 1,23% và nhiệt độ khói lò giảm từ 265°C xuống còn 237°C. Nhiệt độ này vẫn đảm bảo cao hơn nhiều so với nhiệt độ điểm sương của các acid gây ăn mòn trong khói thải. Hiệu suất nhiệt tăng lên đáng kể vì chênh lệch nhiệt độ giữa dòng công nghệ vào lò và nhiệt độ khói lò khá cao. Vấn đề tồn thất áp suất do lắp đặt thêm các hàng ống vẫn đảm bảo để lò hoạt động ổn định. Vị trí bổ sung hai hàng ống theo thiết kế của lò được thể hiện trong Hình 5.

4.3. Tối ưu thông số vận hành tháp T-1201 của phân xưởng NHT để giảm công suất cho lò đốt H-1202 nhằm tiết kiệm năng lượng

Tháp T-1201 đóng vai trò phân tách dòng sản phẩm sau phản ứng, cụ thể là sau bình tách D-1203 thành phân đoạn C_4 và H_2S đi ra trên khu vực đỉnh tháp và dòng naphtha tổng sau xử lý đi ra ở đáy tháp. Dòng này sau đó được đưa qua tháp tách naphtha để phân chia thành naphtha nhẹ và naphtha nặng.

Việc tối ưu thông số vận hành của tháp T-1201 sẽ làm giảm công suất của thiết bị đun sôi đáy tháp H-1202 mà vẫn đảm bảo yêu cầu của các dòng sản phẩm đi ra từ tháp.

Nhóm tác giả đã tiến hành mô phỏng tháp T-1202 trên phần mềm (Hình 6) để tiến hành khảo sát và đưa ra các thông số tối ưu cho tháp. Các thông số đầu vào của mô hình dựa trên mô hình của phân xưởng NHT đã được kiểm nghiệm và sử dụng. Việc tối ưu tháp dựa vào một số ràng buộc và tiêu chí kỹ thuật theo yêu cầu hiện nay của phân xưởng NHT. Khi những yêu cầu về chất lượng sản phẩm, thông số vận hành của tháp T-1201 đảm bảo sẽ không ảnh hưởng đến các thiết bị và phân xưởng phía sau.



Hình 6. Mô hình hệ thống tháp T-1201 có lò đốt H-1202 trên phần mềm

Bảng 7. So sánh một số thông số chính của tháp trước và sau khi hiệu chỉnh tối ưu

TT	Thông số	Đơn vị	Trước hiệu chỉnh	Sau hiệu chỉnh	Ghi chú
1	Nhiệt độ dòng hồi lưu	°C	43	43	
2	Lưu lượng hồi lưu	m ³	30	28	Giảm 2 m ³ /giờ
3	Nhiệt độ đỉnh tháp	°C	85	86	
4	Lưu lượng dòng vào H-1202	m ³	243	207	
5	Nhiệt độ dòng vào/ra H-1202	°C	204/214	203/215	
6	Hàm lượng H ₂ S trong sản phẩm đáy	ppm	0	0	
7	Thành phần C ₄ - trong sản phẩm đáy	% khối lượng	0,168	0,175	
8	Công suất H-1202	kWh	4.907	4.784	Giảm 123kWh

Với vai trò của tháp T-1201, bên cạnh các ràng buộc về thông số hoạt động của thiết bị, một số chỉ tiêu quan trọng đối với tháp này là:

- Hàm lượng C₄- trong dòng sản phẩm đáy: ≤ 1% khối lượng, thông số này càng thấp càng tốt và đây có thể xem là chỉ tiêu quan trọng nhất đối với tháp T-1201 vì nó ảnh hưởng khá nhiều đến hoạt động của tháp tách naphtha cũng như phân xưởng đồng phân hóa isomer;
- Hàm lượng H₂S trong sản phẩm đáy bằng 0;
- Lưu lượng hồi lưu không được vượt quá công suất bơm hồi lưu P-1205A/B. Thông thường trong quá trình vận hành thường giữ ở mức 30 - 33 m³/giờ.

Trên cơ sở đó, việc tối ưu tháp để giảm công suất H-1202 nhằm giảm tiêu hao nhiên liệu cho lò này cần phải đảm bảo các chỉ tiêu trên đối với tháp. Ngoài ra, việc thay đổi công suất của NHT cũng ảnh hưởng đến công suất của tháp T-1201 và H-1202 trong trường hợp xét yếu tố lưu lượng nguyên liệu đầu vào đều không đổi và tối ưu các thông số tháp. Theo nguyên lý hoạt động của tháp, khi điều chỉnh giảm lưu lượng hồi lưu hoặc nhiệt độ dòng hồi lưu và giảm công suất của thiết bị đun sôi đáy tháp H-1202, cân bằng lỏng hơi trong tháp vẫn đảm

bảo nhưng chất lượng sản phẩm sẽ bị ảnh hưởng theo hướng giảm.

Tuy nhiên, nếu chất lượng vẫn đảm bảo theo yêu cầu thì có thể giảm được công suất H-1202. Trên thực tế vận hành, có hai cách để giảm công suất của H-1202:

- + Giảm lưu lượng dòng vào H-1202;
- + Giảm nhiệt độ dòng sau H-1202 quay trở lại đáy tháp.

Việc điều chỉnh sẽ gây ra sự thay đổi các thông số và các thông số này không cố định ở một giá trị mà sẽ nằm trong một khoảng giá trị cho phép. Trong trường hợp này, cần ràng buộc thành phần C₄- ở sản phẩm đáy và hiệu chỉnh lưu lượng hồi lưu, nhiệt độ hồi lưu, công suất thiết bị đun sôi đáy tháp H-1202.

Chọn mô hình trước khi hiệu chỉnh với hàm lượng C₄- trong dòng sản phẩm đáy là 0,168% khối lượng và công suất lò H-1202 ở mức 4.907kW. Tiến hành điều chỉnh giảm lưu lượng hồi lưu, các thông số chính được trình bày trong Bảng 7.

Kết quả Bảng 7 cho thấy, khi giảm lưu lượng hồi lưu và giảm công suất thiết bị đun sôi đáy tháp H-1202 bằng

cách giảm lưu lượng dòng vào H-1202 mà vẫn giữ nguyên chênh lệch nhiệt độ, khi đó chất lượng sản phẩm có giảm xuống mặc dù hàm lượng C_4 - trong sản phẩm đáy tăng lên. Tuy nhiên thông số này vẫn đang nằm trong giới hạn cho phép. Qua đó, có thể giảm công suất lò H-1202 một lượng 123kWh. Các thông số khác đều ở mức khá ổn định.

Trên đây chỉ là một trường hợp đưa ra để thấy được các hướng có thể giảm được công suất cho lò đốt H-1202 nhằm giảm đi nhiên liệu tiêu thụ. Ngoài ra, việc điều chỉnh có thể thực hiện tương tự ở những trường hợp khác tùy theo mong muốn của người vận hành và phải tính toán kỹ trước khi thực hiện.

4.4. Giải pháp sơn lớp phủ lên bề mặt gạch chịu lửa của lò để tăng độ bức xạ và cải thiện hiệu suất lò

Với kinh nghiệm của thế giới trong việc áp dụng giải pháp sơn phủ gạch chịu lửa bằng chất tăng độ bức xạ (High - Emissivity Coating), đây cũng là biện pháp có thể xem xét để áp dụng cho các lò đốt H-1202. Lò này hiện vẫn chưa được sơn phủ lớp làm tăng độ bức xạ.

Giải pháp này có thể xem xét áp dụng cho tất cả các lò có sử dụng lớp gạch chịu lửa ở vùng bức xạ của buồng đốt nhằm tăng độ bức xạ và nâng cao hiệu suất nhiệt cho lò, giảm phát thải NO_x , giảm tiêu thụ nhiên liệu... Hình 7 minh họa cho lớp sơn phủ lên bề mặt gạch chịu lửa [5].

4.5. Các biện pháp khác

Ngoài những giải pháp trên, một số biện pháp khác cũng cần xem xét thực hiện.



Hình 7. Khu vực thành lò chưa và đã được sơn phủ lớp tăng độ bức xạ (High-Emissivity Coating)



Hình 8. Ảnh minh họa lớp bám bẩn bên trong ống truyền nhiệt

- Theo dõi độ kín của lò để kịp thời xử lý các khe hở trên thành lò:

Trong quá trình lắp đặt và vận hành lò đốt, việc xuất hiện các khe hở trên thành lò hoàn toàn có thể xảy ra.

Các khe hở trên thành lò sẽ làm mất mát nhiệt từ trong lò ra môi trường, gây tổn thất nhiệt và qua đó làm giảm hiệu suất nhiệt của lò. Mặt khác, áp suất trong buồng cháy của lò thấp hơn áp suất khí quyển nên khi có khe hở làm cho không khí bên ngoài tràn vào cũng lấy đi một phần nhiệt trong buồng đốt.

- Theo dõi và kiểm tra thường xuyên chất lượng của lớp gạch chịu lửa trong lò:

Tường bên trong thành lò có một lớp gạch chịu lửa đóng vai trò cách nhiệt giữa buồng đốt và thành lò. Lớp gạch nhằm làm giảm nhiệt tác động lên thành lò kim loại và giảm nhiệt bức xạ ra môi trường bên ngoài. Vì vậy nếu lớp gạch bị nứt hoặc bong ra có thể làm tăng lượng nhiệt mất mát ra ngoài, nguy hiểm hơn có thể gây thủng thành lò do vật liệu kim loại làm thành lò không chịu được nhiệt độ tương đương với nhiệt độ trong buồng cháy. Do đó, việc kiểm tra lớp gạch chịu lửa đóng vai trò rất quan trọng và cần phải lưu ý khi vận hành lò đốt. Ngoài ra, thường xuyên kiểm tra độ kín của lò để có thể bít kín kịp thời nhằm đảm bảo lò đốt hoạt động an toàn và hiệu quả.

Để khắc phục vấn đề mất nhiệt do lò không kín, cần phải kiểm tra kỹ, thường xuyên độ kín của lò. Khi phát hiện có khe hở trên thành lò, cần phải bít kín khe hở bằng các vật liệu phù hợp như sợi thủy tinh hoặc các vật liệu tương tự. Kiểm tra và bảo dưỡng kịp thời những chỗ nứt hoặc bong ra của lớp gạch chịu lửa nhằm đảm bảo việc cách nhiệt giữa buồng đốt đến thành lò kim loại. Ngoài ra, nếu nghi ngờ có hiện tượng quá nhiệt cục bộ cần sử dụng các thiết bị đo để phát hiện và khắc phục sớm nhằm tránh việc bị thủng thành kim loại của lò gây nguy hiểm.

- Vệ sinh định kỳ các ống trao đổi nhiệt, giảm độ dày lớp bám bẩn để tăng cường hiệu quả truyền nhiệt:

Trong quá trình hoạt động của lò đốt đã tạo ra các hợp chất bám bẩn lên mặt ống trao đổi nhiệt. Lớp bám bẩn ở phía ngoài và cả phía trong ống.

Bảng 8. Hiệu quả tiết kiệm năng lượng và ước tính hiệu quả kinh tế của các giải pháp cải hoán, nâng cấp

Thông số	Đơn vị	Lắp đặt hệ thống kiểm soát tự động hàm lượng O ₂ dư trong khói thải	Lắp đặt thêm ống ở vùng đối lưu để tăng diện tích trao đổi nhiệt	Thực hiện kết hợp hai giải pháp
Hiệu suất nhiệt tăng thêm	%	0,51	1,20	1,71
Năng lượng tiết kiệm được	kcal/năm	293.107.207	687.243.048	980.350.255
Số FOE (FO quy đổi) tiết kiệm được trong 1 năm vận hành (8.000 giờ)	thùng FOE	192	450	643
Chi phí đầu tư ước tính	USD	61.507	14.415	75.922
Chi phí tiết kiệm được trong 1 năm vận hành	USD/năm	17.077	40.039	57.116
Thời gian hoàn vốn dự kiến	năm	3,6	0,4	1,3

Giá nhiên liệu FO: 88,8 USD/FOE (giá trung bình từ năm 2016 - 2025 theo dự báo của Wood Mackenzie) [6]

Bảng 9. Hiệu quả tiết kiệm năng lượng đối với giải pháp tối ưu vận hành

Thông số	Đơn vị	Giá trị
Năng lượng tiết kiệm được	kWh	123
Lượng nhiệt tiết kiệm được trong 1 năm vận hành (8.000 giờ)	kcal/năm	846.087.704
Số FOE tiết kiệm được trong 1 năm vận hành (8.000 giờ)	Thùng FOE	554
Chi phí tiết kiệm được trong 1 năm vận hành (tính theo giá FO trung bình dự báo 2016-2025)	USD/năm	49.294

Giá nhiên liệu FO: 88,8 USD/FOE (giá trung bình từ 2016 - 2025 theo dự báo của Wood Mackenzie) [6]

Quá trình bám bẩn ở ngoài ống thường do khói lò bám lên lâu ngày. Trong sản phẩm khói lò có các chất dạng bụi bồ hóng do quá trình cháy không hoàn toàn. Sau một thời gian, khói lò tiếp xúc với ống trao đổi nhiệt làm cho lớp bám bẩn phía ngoài ngày càng dày lên.

Với các dòng công nghệ khá sạch như dòng naphtha thì việc bám bẩn và tạo cốc trong ống của lò H-1202 sẽ không nghiêm trọng như các lò đốt gia nhiệt cho dầu thô hay những cặn dầu.

Việc kiểm tra và vệ sinh ống thực hiện khi nhà máy dừng để bảo dưỡng theo kế hoạch hoặc bảo dưỡng lớn theo định kỳ thông thường 3 năm một lần.

4.6. Ước tính chi phí đầu tư và hiệu quả kinh tế kỹ thuật mang lại đối với các nhóm giải pháp có liên quan đến cải hoán

Đối với nhóm giải pháp liên quan đến cải hoán và nâng cấp hệ thống, nhóm tác giả đã tính toán hiệu quả tiết kiệm năng lượng, ước tính chi phí đầu tư, tính toán sơ bộ hiệu quả kinh tế (Bảng 8).

Trong đó, đơn vị tính năng lượng dựa trên thùng dầu FO quy đổi (FOE) có nhiệt trị 6.383MJ/thùng. Chi phí ước tính dựa trên chào giá của các công ty thiết kế.

Đối với giải pháp tối ưu tách T-1201 sẽ giảm bớt công suất của lò đốt H-1202 khoảng 123kWh. Mức giảm này sẽ mang lại hiệu quả tiết kiệm nhiên liệu đáng kể cho lò đốt (khoảng 55.664USD/năm). Phương án tối ưu chỉ

thay đổi thông số vận hành thấp và không tốn thêm chi phí đầu tư. Hiệu quả tiết kiệm năng lượng của giải pháp này được thể hiện trên Bảng 9.

Với giải pháp sơn phủ lớp tăng độ bức xạ sẽ tùy thuộc vào sự lựa chọn chất sơn phủ. Mỗi chất sơn phủ sẽ có hiệu quả khác nhau với chi phí khác nhau nên hiệu quả kinh tế sẽ tương ứng với từng trường hợp cụ thể.

Các giải pháp còn lại sẽ thực hiện khi nhà máy nhận thấy cần thiết tùy theo điều kiện có thể nên chi phí ước tính cũng không cụ thể.

5. Kết luận

Nhóm tác giả đã đánh giá thực trạng của lò đốt H-1202 và đưa ra các giải pháp tối ưu nhằm nâng cao hiệu suất nhiệt cho lò đốt, tiết kiệm nhiên liệu mang lại hiệu quả kinh tế kỹ thuật cho nhà máy. Trong đó có thể chia thành các nhóm giải pháp:

- Nhóm giải pháp liên quan đến cải hoán, nâng cấp lò đốt H-1202, hiệu suất lò đang ở mức khoảng 86,4% (tính theo API 560), có thể nâng cao hơn lên mức 88,1% bằng các giải pháp:

- + Lắp đặt hệ thống điều khiển tự động để kiểm soát hàm lượng O₂ thừa trong khói thải, chi phí tiết kiệm được khoảng 17.000USD/năm, chi phí đầu tư ước tính khoảng 62.000USD và thời gian hoàn vốn dự kiến trong 3 năm 8 tháng;

- + Bổ sung ống ở vùng đối lưu nhằm tăng diện tích

bề mặt truyền nhiệt, chi phí năng lượng tiết kiệm được khoảng 40.000USD/năm, chi phí đầu tư ước tính khoảng 14.500USD và thời gian hoàn vốn khoảng 4 tháng.

- Nhóm giải pháp liên quan đến tối ưu hóa thông số vận hành:

Giải pháp tối ưu thông số hoạt động của tháp T-1201 để tiết kiệm năng lượng cho lò H-1202, hầu như không tốn chi phí đầu tư và tiết kiệm được khoảng 49.000USD/năm.

- Các giải pháp khác:
 - + Sơn phủ lớp gạch chịu lửa bằng chất làm tăng độ bức xạ;
 - + Kiểm tra và xử lý các khe hở trên thành lò;
 - + Kiểm tra chất lượng lớp gạch chịu lửa và khắc phục khi có vấn đề;
 - + Kiểm tra độ bám bẩn của ống truyền nhiệt để xử lý kịp thời.

Tài liệu tham khảo

1. Technip, J., ed. *Dung Quat Refinery, Operating manual of naphtha hydrotreater unit (Unit 012)*. 2007.
2. Technip, K.I.S.p.A. *NHT Fired heaters, stripper reboiler heater H-1202*. 2007.
3. Idenmitsu Engineering Company. *Training module*. 2012.
4. *Suger Land, Texas, USA*. 2009.
5. *Fire heaters for general refinery services*. API Standard 560. Third edition May, 2001. American Petroleum Institute.
6. Wood Mackenzie. *Singapore product markets long-term prices and margin H1 2015*. 2015.
7. A.Bhatia. *Improving energy efficiency of boiler system*. <http://www.cedengineering.com>. 2012.
8. F.X.X.Zhu. *Energy and process optimization for the process industries*. 2014: John Wiley & Sons.
9. Cosmo Oil Co. Ltd. *Energy conservation in Refineries of Cosmo Oil*. November, 2006.
10. Lê Hồng Nguyên, Đặng Thị Tuyết Mai, Lê Mai Phương, Lê Thanh Phương. *Nâng cao hiệu quả các thiết bị sử dụng nhiệt nhằm tiết kiệm năng lượng cho các nhà máy lọc hóa dầu của PVN. Giai đoạn 1: Áp dụng cho các lò đốt phân xưởng NHT, LCO-HDT, CCR của Nhà máy lọc dầu Dung Quất, lò hơi phụ trợ của Nhà máy đạm Cà Mau, lò hơi phụ trợ của Nhà máy đạm Phú Mỹ*. 2015.
11. G.Caronno. *Fired heaters enhancing refinery profitability*. 2005.
12. Thomas Cleeb and John Olver. *High-Emissivity coating for energy savings in industrial furnaces*. 2008.
13. F.Ceteck. 2015. <http://www.ceteklimited.com>.
14. M.P.Kumar. *Tranning manual on energy efficiency*. Asian Productivity Organization. 2010.

Evaluation of current status and proposing optimal solutions for fired heater H-1202 of naphtha hydrotreating unit in Dung Quat refinery

Le Hong Nguyen, Dang Thi Tuyet Mai
Le Mai Phuong, Le Thanh Phuong
Vietnam Petroleum Institute
Email: nguyenlh@pvpro.com.vn

Summary

The furnace is the highest energy-consuming equipment in refineries as well as in general industry. Therefore, finding a way to optimise the furnace's operation is necessary to improve its efficiency, reduce emission and save energy, which is aligned with the policy of the Vietnamese Government and attuned to global trends.

Dung Quat Refinery has many fired heaters and boilers, one of which is fired heater H-1202 of the Naphtha Hydrotreating Unit. In this paper, for the purpose of improving the thermal efficiency of the furnace and saving energy for the refinery, the authors collected and analysed data, calculated and evaluated the thermal efficiency of fired heater H-1202; and based on that, proposed optimal solutions in two approaches: i) revamping the existing systems, and ii) adjusting the operating parameters.

Key words: Fired heater, thermal efficiency, energy optimisation, Dung Quat Refinery.

SO SÁNH MỘT SỐ HỆ THỐNG QUẢN LÝ AN TOÀN SỨC KHỎE LAO ĐỘNG PHỔ BIẾN HIỆN NAY

TS. Vũ Công Thắng, ThS. Trần Văn Ty, CN. Trần Thị Oanh

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: thangvc@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu những thay đổi có tính lịch sử trong chiến lược quản lý an toàn sức khỏe lao động; khái quát tình hình áp dụng các hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động hiện nay trên thế giới; đưa ra các nhận xét, đánh giá về đặc trưng, khả năng và đối tượng áp dụng của một số hệ thống quản lý phổ biến ở nhiều nước. Đồng thời bài báo cũng đưa ra lời khuyên cho các tổ chức doanh nghiệp còn đang băn khoăn lựa chọn cho mình một mô hình quản lý phù hợp.

Từ khóa: Hệ thống, quản lý, an toàn, sức khỏe, tiêu chuẩn.

1. Những thay đổi lịch sử trong chiến lược quản lý an toàn sức khỏe lao động

Vào những năm 1970 và đầu những năm 1980, theo cách tiếp cận truyền thống, công tác quản lý sức khỏe, an toàn ở các nước phát triển chủ yếu tập trung vào việc xây dựng các văn bản pháp quy buộc giới chủ phải giảm thiểu được tai nạn lao động, bệnh nghề nghiệp. Mỗi chương trình quản lý an toàn thường mang tính thụ động, chủ yếu nhằm khắc phục hậu quả khi sự cố đã xảy ra và chỉ tập trung vào một vấn đề nào đó, ví dụ như thông tin về mối nguy, phương tiện bảo vệ cá nhân, thiết bị đóng/ngắt khẩn cấp, an toàn cháy - nổ... nên hiệu quả không cao, trên thực tế không giảm được tỷ lệ tai nạn và bệnh nghề nghiệp [1].

Theo chiến lược mới, quản lý an toàn sức khỏe đã có những thay đổi căn bản về nhận thức, trong đó các mối nguy và rủi ro tiềm ẩn trong quá trình lao động được nhìn nhận theo quan điểm quản lý hệ thống. Quản lý an toàn được xem là quản lý rủi ro trong đó có sự tham gia ở mọi cấp độ từ lãnh đạo đến người lao động, ở mọi bộ phận chức năng của tổ chức, hướng tới mục tiêu nhận dạng được các mối nguy và đưa ra giải pháp ngăn ngừa, giảm thiểu, khắc phục. Chiến lược mới cũng khuyến khích giới chủ và người lao động tham gia và có trách nhiệm toàn bộ về chất lượng quản lý sức khỏe, an toàn.

Từ cuối những năm 1980, khái niệm về “Hệ thống quản lý sức khỏe an toàn lao động” trở nên phổ biến, thu hút được sự quan tâm của những nhà lập pháp, giới chủ, người lao động, đại diện chính quyền... Một hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động được hiểu đơn giản là một phương pháp quản lý các mối nguy và rủi ro tiềm ẩn đi kèm, được lập kế hoạch, tài liệu hóa và có thể soát xét [2]. Một số hệ thống quản lý an toàn sức khỏe như OHSAS 18001, PSM, ANZI Z10... được chấp thuận và đang được

áp dụng ở nhiều nước với mức độ phổ biến khác nhau. Điểm chung của các hệ thống này là đưa ra một khuôn khổ những quy tắc, tiêu chuẩn giúp mỗi tổ chức, doanh nghiệp có thể nhận dạng hiệu quả và kiểm soát được các rủi ro về an toàn sức khỏe lao động, giảm thiểu nguy cơ của các sự cố, hỗ trợ sự phù hợp về pháp lý và cải thiện hiệu quả làm việc chung của đơn vị mình.

Cần phân biệt giữa khái niệm “hệ thống” và “chương trình” trong lĩnh vực an toàn sức khỏe lao động. “Chương trình” thường đơn giản, tập trung kiểm soát sự phù hợp trong khi “hệ thống” phức tạp hơn, chú ý nhiều đến quá trình thực hiện. Một “hệ thống” có thể bao gồm nhiều “chương trình”. Một số “chương trình” an toàn sức khỏe lao động được biết đến nhiều như là chương trình STOP (Safety Training Observation Program) do Công ty DuPont phát triển, thông tin mối nguy hiểm (hazard communication), bảo vệ thính lực (hearing conservation program)...

2. Một số hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động đang được áp dụng ở các nước

OHSAS 18001

OHSAS 18001 do Viện Tiêu chuẩn Anh (BSI) phối hợp với các tổ chức trong nước và quốc tế xây dựng và ban hành lần đầu năm 1999, sửa đổi năm 2007 dưới hình thức bộ tiêu chuẩn về hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động của Vương quốc Anh [1].

OHSAS 18001 là dạng tiêu chuẩn tự nguyện áp dụng, đưa ra những yêu cầu, chuẩn mực cần thiết cho một hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động của một tổ chức, doanh nghiệp. Mỗi hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động sẽ được xem xét, đánh giá và cấp chứng chỉ phù hợp dựa trên những yêu cầu, tiêu chuẩn này. Trong quá trình xây dựng và phát triển, OHSAS 18001 được chỉnh sửa về

cấu trúc và nguyên tắc vận hành cho phù hợp với ISO 9001 (hệ thống quản lý chất lượng) và ISO 14001 (hệ thống quản lý môi trường) để chúng có thể tích hợp với nhau trong một hệ thống quản lý duy nhất [1].

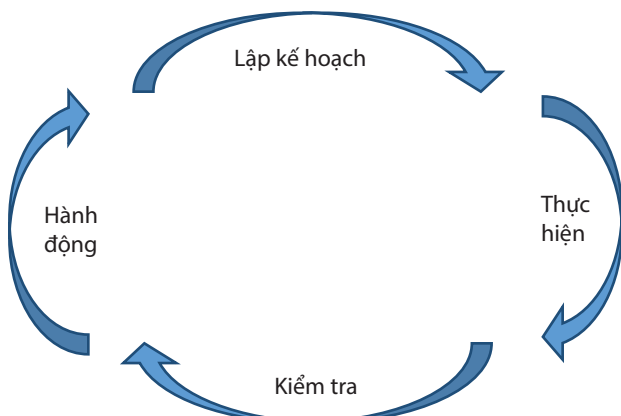
Nội dung chính của OHSAS 18001:2007 bao gồm các vấn đề:

- Chính sách an toàn sức khỏe lao động: Trong đó lãnh đạo cao nhất đưa ra quan điểm và cam kết bảo đảm sự vận hành phù hợp của hệ thống;
- Lập kế hoạch: Xác định mối nguy, đánh giá và kiểm soát rủi ro, yêu cầu của luật pháp, các mục tiêu và chương trình thực hiện;
- Thực hiện và vận hành: Nguồn lực, năng lực, đào tạo, thông tin, hệ thống tài liệu và kiểm soát tài liệu, kiểm soát vận hành, tình huống khẩn cấp;
- Kiểm tra: Theo dõi, đo lường, đánh giá sự tuân thủ, sự cố (điều tra, sự không phù hợp, khắc phục, ngăn ngừa), kiểm soát hồ sơ, đánh giá nội bộ;
- Xem xét của lãnh đạo.

Hệ thống vận hành theo nguyên tắc vòng xoáy tròn ốc gồm 4 bước “Lập kế hoạch - Thực hiện - Kiểm tra - Hành động” (Plan - Do - Check - Act) để bảo đảm có sự cải tiến liên tục.

Điểm hạn chế của OHSAS 18001 và các hệ thống quản lý tương tự là chủ yếu tập trung kiểm soát ứng xử về an toàn của người lao động trong khi chưa chú trọng đến việc ngăn ngừa, loại bỏ rủi ro trong quá trình thiết kế.

Đến năm 2005, có khoảng 16.000 tổ chức ở hơn 80 nước áp dụng tiêu chuẩn này. Năm 2003, chỉ có 3.900 chứng chỉ cấp cho các tổ chức doanh nghiệp ở 70 nước, đến năm 2009 có 54.000 chứng chỉ được cấp cho các tổ chức ở hơn 116 nước [3].



Hình 1. Nguyên tắc vận hành của OHSAS tương tự như ISO 9001 và ISO 14001

Quản lý an toàn quá trình (PSM)

PSM còn gọi là “Quản lý an toàn công nghệ”, có tên đầy đủ là “Tiêu chuẩn quản lý an toàn quá trình các hóa chất nguy hại cao” (US OSHA - 1910.119). Đây là quy chế (regulation) bắt buộc thực hiện do Cục Quản lý An toàn và Sức khỏe Lao động (OSHA), Bộ Lao động Hoa Kỳ, soạn thảo lần đầu năm 1992, sửa đổi năm 2000, sau một loạt thảm họa của các nhà máy hóa chất xảy ra trong và ngoài lãnh thổ Hoa Kỳ. Các doanh nghiệp trong quá trình hoạt động có sử dụng, sản xuất, tàng trữ, vận chuyển... các loại hóa chất thuộc danh mục 130 hóa chất nguy hại với khối lượng vượt mức quy định (phụ lục A của tiêu chuẩn này) bắt buộc phải áp dụng toàn bộ hay một phần quy chế tùy theo hình thức hoạt động [4].

Tiêu chuẩn này đưa ra một loạt cách tiếp cận một cách hệ thống nhằm quản lý các mối nguy từ các quá trình công nghiệp và giảm thiểu tần suất cũng như mức độ nguy hại của sự cố do rò rỉ, phát tán các hóa chất nguy hại và các nguồn năng lượng khác.

Hệ thống quản lý an toàn quá trình theo tiêu chuẩn này có 14 thành phần khung:

- Thông tin an toàn quá trình;
- Phân tích mối nguy quá trình;
- Các thủ tục vận hành;
- Đào tạo;
- Các nhà thầu;
- Tính toán vện cơ khí;
- Các công việc phát nhiệt;
- Quản lý sự thay đổi;
- Điều tra tai nạn;
- Kiểm tra (audit) sự phù hợp ;
- Các bí mật thương mại;
- Sự tham gia của người lao động;
- Soát xét an toàn trước khi khởi động;
- Kế hoạch và ứng phó tình huống khẩn cấp.

Ngay sau khi ban hành, nhiều công ty trong lĩnh vực công nghiệp trên phạm vi toàn cầu đã coi đây là tiêu chuẩn thực hành công nghiệp tốt nhất đối với họ. Cho đến nay, tiêu chuẩn này đã được công nhận và áp dụng ở 25 nước.

Trong hệ thống PSM, vai trò thiết kế được nhắc tới trong mục “Tính toán vện cơ khí”, trong đó các thiết bị

quan trọng như bốn bể áp suất, hệ thống đường ống, van, thiết bị đóng, ngắt, hệ thống ngắt khẩn cấp, thiết bị kiểm soát, bơm... phải được chế tạo với vật liệu phù hợp, được lắp đặt, bảo trì, thay thế đúng cách. Một số nhà khoa học có quan điểm coi trọng hơn vai trò của thiết kế. Nhà máy được thiết kế phải có sẵn độ an toàn và thân thiện hơn với người vận hành, có nghĩa là nhà máy phải chịu được những sai sót của con người hay máy móc, mà không để phát sinh những hậu quả nghiêm trọng về mặt an toàn. Để đạt được mục tiêu này, người ta đưa ra những nguyên tắc thiết kế, ví dụ: giảm tập trung khối lượng lớn những hóa chất nguy hại (thiết bị phản ứng dung tích nhỏ thay cho thiết bị phản ứng dung tích lớn, quá trình liên tục thay cho theo mẻ); thay thế vật liệu, nguyên liệu nguy hại bằng vật liệu, nguyên liệu ít nguy hại hơn; vận hành ở điều kiện ít rủi ro hơn (áp suất thấp, nhiệt độ thấp thay cho áp suất cao, nhiệt độ cao); chọn kiểu thiết bị an toàn (thiết bị phản ứng dạng ống thay cho dạng nổi, sử dụng hơi nước thay cho khí lò); đơn giản hóa (nhà máy càng đơn giản, tính an toàn và tính thân thiện càng cao) [5].

ANSI Z10-2012

ANSI Z10 là hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động được Viện Tiêu chuẩn Quốc gia Hoa Kỳ (ANSI) ban hành lần đầu năm 2005, sửa đổi năm 2012, dưới hình thức một bộ tiêu chuẩn quốc gia nhưng tương thích với các tiêu chuẩn quốc tế (ISO). Khác với PSM, ANSI Z10 là dạng tiêu chuẩn tự nguyện áp dụng đối với bất kỳ doanh nghiệp nào có mong muốn quản lý được rủi ro an toàn lao động [6].

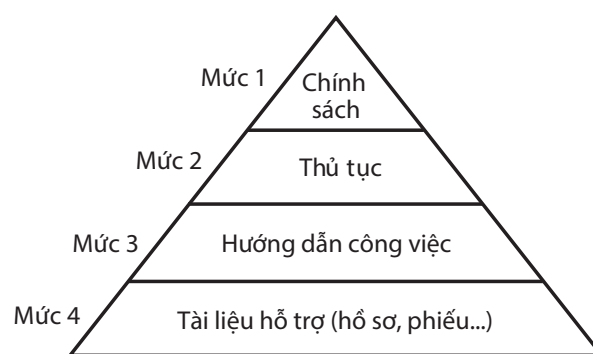
Về nội dung và nguyên tắc vận hành, ANSI Z10 cũng tương tự như OHSAS 18001, gồm những vấn đề chính sau:

- Chính sách, sự lãnh đạo của người quản lý và sự tham gia của người lao động;
- Lập kế hoạch;
- Thực hiện và vận hành;
- Xem xét của quản lý.

Hệ thống cũng vận hành theo nguyên tắc “Kế hoạch - Thực hiện - Kiểm tra - Hành động” (Plan - Do - Check - Act) để bảo đảm có sự cải tiến liên tục.

Một số hệ thống quản lý khác

ISO 45001: Đề án xây dựng tiêu chuẩn này đã được Tổ chức Tiêu chuẩn hóa Quốc tế (International Organisation for Standardisation - ISO) phê duyệt vào tháng 10/2013, dự kiến ban hành vào tháng 10/2016 nhằm thay thế cho OHSAS 18001. Về cấu trúc và các nội dung cốt lõi, ISO



Hình 2. Khung cấu trúc của hệ thống quản lý ENSI Z10-2012

45001 được thiết kế trên cơ sở loại bỏ các hạn chế của OHSAS 18001 và có thể tích hợp với ISO 9001 và ISO 14001. Điểm mới của ISO 45001 là chú ý nhiều hơn đến điều kiện, hoàn cảnh của doanh nghiệp, đòi hỏi lãnh đạo cao nhất có vai trò mạnh mẽ hơn trong quản lý an toàn sức khỏe lao động, quản lý an toàn sức khỏe lao động phải được tích hợp hoàn toàn vào hệ thống quản lý hoạt động chung của doanh nghiệp, doanh nghiệp phải chịu trách nhiệm bảo đảm an toàn cho cả cộng đồng hơn là chỉ tập trung cho nhân viên của mình [7].

AS/NZS 4801:2001: Tiêu chuẩn về hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động được Australia và New Zealand dùng chung, ban hành tháng 11/2001. Cấu trúc và nguyên tắc vận hành tương tự OHSAS 18001 [4].

UNE 819001: Do Viện Tiêu chuẩn Tây Ban Nha ban hành năm 1996 sớm hơn nhưng cũng có các yêu cầu kỹ thuật gần với OHSAS 18001 [4].

ILO-OSH 2001: Hướng dẫn về hệ thống quản lý an toàn và sức khỏe lao động do Tổ chức Lao động Quốc tế (International Labor Organisation - ILO) xây dựng dựa trên Công ước về sức khỏe và an toàn lao động 1981 và Công ước về dịch vụ sức khỏe lao động 1985, ban hành năm 2001. Hướng dẫn này khuyến khích các doanh nghiệp áp dụng trên cơ sở tự nguyện dựa trên các nguyên tắc hoạt động kiểu vòng xoắn tương tự OHSAS 18001 gồm các bước “Chính sách - Tổ chức - Lập kế hoạch và Thực hiện - Đánh giá - Cải tiến” [3].

NEN NPR 5001:1997: Tiêu chuẩn hướng dẫn hệ thống quản lý an toàn và sức khỏe lao động do Viện Tiêu chuẩn Hà Lan ban hành năm 1997 [4].

3. So sánh các hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động

Các hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động để cập ở trên được so sánh, đối chiếu dựa trên một số tiêu chí then chốt (Bảng 1).

Bảng 1. So sánh các hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động

Hệ thống quản lý	OHSAS 18001	PSM	ANSI Z10:2012	AS/NZS 4801	UNE 819001	ILO-OSH 2001	NEN NPR 5001	ISO 45001:2016 ¹
Dựa trên cơ sở quản lý rủi ro	x	x	x	x	x	x	x	x
Nguyên tắc hoạt động kiểu vòng xoáy 4 bước ²	x	Luật pháp	x	x	x	x	x	x
Sự tham gia của người lao động	x	x	x	x	x	x	x	x
Tự nguyện áp dụng	x	Bắt buộc	x	x	x	x	x	x
Áp dụng cho mọi doanh nghiệp	x	Công nghiệp	x	x	x	x	x	x
Khả năng tích hợp với ISO 9001 và ISO 14001	x	Không	x	x	x	x	x	x
Chứng chỉ của nhà tư vấn, hiệp hội	x	Không	x	x	x	x	x	x
Mức độ phổ biến quốc tế	x	x	x	Quốc gia	Quốc gia	x	Quốc gia	x

Ghi chú: ¹ Dự báo trên cơ sở bản thảo dự kiến ban hành 10/2016; ² Vòng xoáy tròn 4 bước "Plan - Do - Check - Act"

Cơ sở của hoạt động quản lý: Tất cả các hệ thống đều được xây dựng trên cơ sở quản lý rủi ro (khác với cách quản lý an toàn sức khỏe truyền thống).

Nguyên tắc hoạt động: Trừ PSM, các hệ thống quản lý khác đều hoạt động theo nguyên tắc "Lập kế hoạch - Thực hiện - Kiểm tra - Cải tiến" để hoàn thiện dần hệ thống theo thời gian. PSM quản lý dựa vào quá trình phân tích rủi ro, do vậy nguyên tắc hệ thống cũng sẽ dần hoàn thiện sau mỗi sự cố hoặc rủi ro mới phát hiện, tuy không thể hiện thành nguyên tắc rõ ràng như các hệ thống khác.

Sự tham gia của người lao động: Sự tham gia của người lao động được xem là một trong những yếu tố then chốt để một hệ thống hoạt động có hiệu quả. PSM dành một chương đề cập về vấn đề này, trong đó quy định rõ người lao động và đại diện của họ có quyền pháp lý trong việc được tham vấn, tiếp cận các quá trình phân tích rủi ro, việc xây dựng các thành phần khung của hệ thống và tiếp cận tất cả các thông tin cần thiết để phát triển tiêu chuẩn.

Tự nguyện hay bắt buộc: PSM buộc các giới chủ phải bảo đảm an toàn và sức khỏe của người lao động khi làm việc và phải tổ chức và cung cấp các phương tiện cần thiết để thực hiện việc đó theo quy định của luật pháp Hoa Kỳ. Các hệ thống còn lại áp dụng trên cơ sở tự nguyện nếu giới chủ thấy được lợi ích của việc áp dụng.

Đối tượng áp dụng: PSM được soạn thảo để áp dụng riêng cho các quá trình công nghiệp có liên quan đến các hoạt động sử dụng, tàng trữ, sản xuất, vận chuyển các hóa chất có mức độ nguy hại cao được định nghĩa theo OSHA và EPA (Hoa Kỳ). Các hệ thống khác có thể áp dụng cho bất

kỳ một tổ chức, doanh nghiệp nào có mong muốn giảm thiểu rủi ro lao động.

Khả năng tích hợp với ISO 9001 và ISO 14001: Trừ PSM, các hệ thống quản lý qua quá trình phát triển đều được chỉnh sửa, cải biên để có khả năng tích hợp với hệ thống quản lý chất lượng ISO 9001 và quản lý môi trường ISO 14001.

Cấp chứng chỉ: Với các hệ thống quản lý tự nguyện, các tổ chức, doanh nghiệp có thể được các nhà tư vấn độc lập hay hiệp hội cấp chứng chỉ công nhận sự phù hợp dựa trên các thủ tục đánh giá khá chặt chẽ. Với các hệ thống bắt buộc (PSM), các chứng chỉ không thay thế cho quá trình thanh tra, giám sát theo quy định của luật pháp nước sở tại.

Mức độ phổ biến: Cho đến nay, OHSAS 18001 mặc dù không do một tổ chức quốc tế nào soạn thảo và ban hành nhưng là hệ thống quản lý an toàn sức khỏe lao động được áp dụng rộng rãi nhất trên thế giới. ISO 45001 do Tổ chức Tiêu chuẩn hóa Quốc tế dự kiến ban hành tháng 10/2016 công nhận sự tương thích với OHSAS 18001 và kỳ vọng sẽ được áp dụng rộng rãi như các hệ thống ban hành trước đây (ISO 9001 và ISO 14001). Tuy PSM thuộc hệ thống văn bản luật của Hoa Kỳ, nhưng được nhiều nước thừa nhận và áp dụng do tính hiệu quả của hệ thống và quá trình tiếp nhận công nghệ, thiết bị có nguồn gốc từ Hoa Kỳ. ANSI Z10 mặc dù được Viện Tiêu chuẩn Quốc gia Hoa Kỳ biên soạn theo hình mẫu để có thể tích hợp với ISO 9001 và ISO 14001 nhưng do ra đời chưa lâu nên chưa được phổ biến rộng rãi. Các hệ thống khác như AS/NZS 4801, UNE 819001, ILO-OSH 2001, NEN

NPR 5001... không vượt ra ngoài phạm vi một quốc gia hay một nhóm nước.

4. Tình hình áp dụng các hệ thống quản lý an toàn sức khỏe trong Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) là tập đoàn có cơ hội và điều kiện tiếp cận với những công nghệ, kỹ thuật, hệ thống quản lý tiên tiến trên thế giới, trong đó có hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường. Trong khi phần lớn các đơn vị ngoài ngành dầu khí, việc quản lý an toàn sức khỏe theo phương thức truyền thống, chủ yếu dựa trên các quy chế, quy định, văn bản luật chung và văn bản luật chuyên ngành liên quan thì PVN và các đơn vị thành viên đã áp dụng các hệ thống quản lý an toàn hiện đại trên cơ sở quản lý rủi ro.

Cho đến nay, đã có 13 tổng công ty/công ty con trong PVN được các tổ chức quốc tế cấp chứng chỉ OHSAS 18001, bao gồm PTSC, PV GAS, PVFCCo, PV Drilling, PVC, DMC, Vietsovetro, PV Power, BSR, PV OIL, DQS, Bien Dong POC và PVCFC. Riêng PV Trans, do đặc thù, xây dựng hệ thống ISM Code (Bộ luật quản lý an toàn quốc tế) [8].

Một số đơn vị đã tích hợp OHSAS 18001 với ISO 9001 và ISO 14001 thành một hệ thống quản lý duy nhất như PV GAS, PV Power, BSR, PV OIL, PVFCCo, PV Drilling...

Trong quá trình tiếp nhận công nghệ, thiết bị giai đoạn xây dựng nhà máy, một số đơn vị như BSR, PVFCCo... được đào tạo, tư vấn, tiếp nhận tài liệu về hệ thống PSM, tuy nhiên, trong quá trình phát triển chuyển sang áp dụng OHSAS 18001.

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" trong giai đoạn đầu hoạt động, công tác an toàn sức khỏe chủ yếu áp dụng theo các tiêu chuẩn của Liên Xô, sau này đã xây dựng và áp dụng OHSAS 18001. Đã có 4 đơn vị của Vietsovetro đã tích hợp thành công hệ thống OHSAS 18001 - ISO 9001 - ISO 14001 [9].

5. Lựa chọn hệ thống quản lý phù hợp

Hiện nay, OHSAS 18001 dường như là lựa chọn số một của nhiều đơn vị trong và ngoài ngành dầu khí. Việc nhận được chứng chỉ OHSAS 18001 sẽ mang lại uy tín và tiết kiệm chi phí cho doanh nghiệp do giảm thiệt hại từ các tai nạn, sự cố. Câu hỏi đặt ra là tại sao OHSAS 18001 do viện tiêu chuẩn của một quốc gia ban hành nhưng lại có giá trị phổ biến quốc tế như vậy? Lý do là, về mặt lịch sử, trong thời gian từ năm 1996 đến 2000, ISO đã 3 lần thất bại do không lấy đủ 2/3 số phiếu cần thiết của các thành viên để ban hành bổ sung bộ tiêu chuẩn về quản lý về an

toàn sức khỏe tiếp theo 2 tiêu chuẩn rất thành công trước đây là ISO 9001 và ISO 14001. Trong tình hình như vậy, BSI, một thành viên của ISO, đã phối hợp với 13 tổ chức tiêu chuẩn quốc gia, một số công ty hoạt động về lĩnh vực an toàn (trong đó có DNV - Det Norske Veritas) tổ chức soạn thảo OHSAS 18001 dưới dạng một "bán tiêu chuẩn" tồn tại song hành trên phạm vi toàn cầu với hướng dẫn của ILO và chương trình STOP của DuPont. Do vậy, thành công của OHSAS 18001 là đã đưa ra đúng lúc, đúng chỗ còn thiếu về quản lý an toàn sức khỏe của ISO [3]. Trong một tương lai rất gần, ISO 45001 sẽ được ban hành, với kỳ vọng sẽ khắc phục các hạn chế của OHSAS 18001, cùng với ISO 9001 và ISO 14001 hình thành bộ 3 tiêu chuẩn có thể tích hợp trong một hệ thống quản lý duy nhất và áp dụng cho mọi loại hình đối tượng.

PSM là quy chế soạn riêng cho các quá trình công nghiệp đặc thù, thiên về quản lý công nghệ, do vậy các đối tượng doanh nghiệp có thể áp dụng được bị thu hẹp, ngoài ra còn bị hạn chế bởi khả năng tích hợp với ISO 9001 và ISO 14001. Tuy nhiên, PSM đưa ra các hướng dẫn khá chi tiết, cụ thể trong việc xây dựng các tiêu chí, thủ tục, hướng dẫn, hồ sơ... do vậy các tổ chức, doanh nghiệp hoàn toàn có thể tham khảo để xây dựng hệ thống quản lý an toàn cho mình dù với mô hình quản lý khác. Hơn nữa, nếu các đơn vị của PVN có dự án liên quan đến các quá trình hóa chất công nghiệp trên lãnh thổ Hoa Kỳ hay lãnh thổ các quốc gia vận dụng PSM như một văn bản luật của mình thì bắt buộc phải áp dụng quy chế này.

Các hệ thống quản lý khác như hướng dẫn ILO-OHS 2001, ANSI Z10, NEN NPR 5001... do tính hiệu quả và tính phổ biến chỉ nên tham khảo.

6. Kết luận

OHSAS 18001 cho đến nay vẫn là hệ thống được nhiều tổ chức, doanh nghiệp lựa chọn áp dụng do tính hiệu quả, tính phổ biến và khả năng tích hợp với các hệ thống quản lý ISO khác. Trong tương lai gần, ISO 45001 sẽ là một thay thế được kỳ vọng hiệu quả và thân thiện hơn trong quá trình xây dựng và vận hành.

Nên sử dụng PSM như một tham khảo tốt khi xây dựng các hệ thống quản lý an toàn lao động có liên quan đến các quá trình hóa học đặc thù.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) trong khuôn khổ đề tài mã số GV1523. Nhóm nghiên cứu trân trọng cảm ơn Ban Giám

hiệu, ThS. Cao Chí Kiên (Ban An toàn Sức khỏe Môi trường, PVN), ThS. Vương Thành Sơn (Premire Oil VN), ThS. Lê Đăng Tâm (Vietsovpetro) đã giúp đỡ, động viên kịp thời nhóm nghiên cứu trong suốt quá trình thực hiện đề tài.

Tài liệu tham khảo

1. EU-OSHA. *Management of occupational safety and health: An analysis of the findings of the European Survey of Enterprises on New and Emerging Risks (ESENER)*. European risk observatory report. 2012.
2. B.Bottomley. *Occupational health and safety management systems: Information paper*. Canberra, Australia: National Occupational Health and Safety Commission. 1999.
3. K.Frick, V.Kempa. *Occupational health & safety management systems - When are they good for your health, Report 11*. European Trade Union Institute, aisbl, Brussels. 2011.
4. Joel M.Haight et al. *Safety management systems comparing content and impact*. Professional safety of the American Society of Safety Engineer. May, 2014; 59(5): p. 44 - 51.
5. R.H.Perry and D.W.Green. *Perry's chemical engineers' Handbook*. 8th edition, McGraw-Hill. 2007.
6. Bruce Lyon et al. *Improving ergo IQ: A practical ergonomics risk assessment model*. Professional Safety Journal of the American Society of Safety Engineer. December 2013; 58(12): p. 26 - 34.
7. <http://www.iso.org/iso/home/standards/management-standards/iso45001.htm>.
8. Ban An toàn Sức khỏe Môi trường. *Báo cáo tổng kết công tác An toàn Sức khỏe Môi trường năm 2014 và phương hướng nhiệm vụ năm 2015 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Petrovietnam. 2015.
9. <http://www.vietsov.com.vn/pages/antoan.aspx>.
10. Bruce K.Lyon and Bruce Hollcroft. *Risk assessments - Top 10 pitfalls & tips for improvement*. Professional Safety Journal of the American Society of Safety Engineer. December 2012; 57(12): p. 28 - 34.
11. US Standard number 1910.119. *Process safety management of highly hazardous chemicals*.
12. https://en.wikipedia.org/wiki/OHSAS_18001.

Comparing some popular occupational safety and health management systems

Vu Cong Thang, Tran Van Ty, Tran Thi Oanh
PetroVietnam University
Email: thangvc@pvu.edu.vn

Summary

The paper presents the historical changes in strategies of occupational safety and health management, outlines nowadays' situation of application of the occupational safety and health management systems in the world, reviews and assesses the features, capabilities and applicable subjects of some management systems which are popularly applied in many countries. The paper also recommends tips for businesses and organisations which are anxious to choose a suitable management model for themselves.

Key words: System, management, safety, health, standard.

TIN TRONG NGÀNH

Thúc đẩy quan hệ hợp tác dầu khí Việt Nam - Kuwait



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và KPI. Ảnh: PVN

Ngày 6/5/2016, tại Hà Nội, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Kuwait Sheikh Jaber Al-Mubarak Al-Hamad Al-Sabah trong chuyến thăm chính thức Việt Nam. Lãnh đạo hai nước khẳng định quyết tâm tăng cường hợp tác trong thời gian tới, đặc biệt trong các lĩnh vực

thương mại, dầu khí, đầu tư... Thủ tướng Kuwait đánh giá cao hiệu quả hợp tác dầu khí giữa 2 nước, mong muốn 2 bên cùng nỗ lực để sớm đưa Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn vận hành thương mại đúng tiến độ.

Sau hội đàm, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng

Kuwait Sheikh Jaber Al-Mubarak Al-Hamad Al-Sabah đã chứng kiến Lễ ký Thỏa thuận tiếp tục hợp tác trong khuôn khổ của Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty Dầu khí Quốc tế Kuwait (KPI), đơn vị thành viên của Tổng công ty Dầu khí Quốc gia Kuwait (KPC). Đây là dự án trọng điểm về dầu khí được xây dựng tại Khu kinh tế Nghi Sơn (Thanh Hóa). Dự kiến Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn sẽ đi vào vận hành thương mại trong Quý III/2017, đáp ứng khoảng 40% nhu cầu xăng dầu trong nước.

Việc ký kết Thỏa thuận trong lĩnh vực dầu khí tạo bước tiến mới trong quan hệ hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và KPI/KPC, đồng thời góp phần quan trọng thúc đẩy quan hệ hợp tác kinh tế song phương giữa Việt Nam và Kuwait với trọng tâm là lĩnh vực năng lượng, dầu khí.

Nguyễn Hoàng

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Petronas

Ngày 9 - 10/5/2016, tại Malaysia, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã làm việc với ông Datuk Wan Zulkiflee Wan Ariffin - Tổng giám đốc Petronas để thúc đẩy quan hệ đối tác chiến lược. Hai bên nhất trí triển khai các giải pháp để đảm bảo hiệu quả các dự án hiện có, đồng thời chia sẻ, tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới; thống nhất các điểm chính trong việc đàm phán các thỏa thuận thương mại liên quan đến xuất mua khí từ Malaysia về Việt Nam.

Nhân dịp này, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Lễ chào mừng sự kiện Chính phủ Việt Nam và Malaysia phê duyệt đề nghị gia hạn 10 năm Hợp đồng chia sản phẩm Lô PM3-CAA. Đây là dự án mang lại lợi ích thương mại cho Việt Nam và Malaysia, các đối tác tham gia hợp đồng và có đóng góp quan trọng trong việc phát triển ngành công nghiệp khí của Việt Nam. Trong bối cảnh giá dầu đang ở mức thấp, việc Hợp đồng chia sản phẩm Lô PM3-CAA được gia hạn đến ngày 31/12/2027 là



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác tham dự Lễ chào mừng sự kiện Chính phủ Việt Nam và Malaysia phê duyệt đề nghị gia hạn 10 năm Hợp đồng chia sản phẩm Lô PM3-CAA. Ảnh: PVN

yêu cầu để nhà thầu bắt đầu triển khai dự án phát triển mỏ khí Pakma theo cam kết.

Hương Giang

Tạp chí Dầu khí công bố giải “Bài báo khoa học có chất lượng” năm 2015

Ngày 19/5/2016, Tạp chí Dầu khí đã công bố kết quả bình chọn “Bài báo khoa học có chất lượng” năm 2015 nhằm tôn vinh các tác giả trong và ngoài Ngành Dầu khí Việt Nam đã đóng góp các thông tin khoa học công nghệ giá trị, góp phần nâng cao chất lượng nội dung và uy tín của Tạp chí Dầu khí. Từ gần 100 bài báo khoa học công bố trên Tạp chí Dầu khí trong năm 2015, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí đã lựa chọn 1 giải Nhất, 2 giải Nhì, 3 giải Ba và 2 giải Khuyến khích.

Đây là lần thứ ba Tạp chí Dầu khí tổ chức bình chọn “Bài báo khoa học có chất lượng” trên cơ sở các tiêu chí: Bài báo có tính định hướng cao, chỉ đạo ở tầm vĩ mô cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam; giới thiệu các nghiên cứu mới, có tính sáng tạo và ứng dụng cao; giới thiệu các thành tựu khoa học kỹ thuật mới, phương thức quản lý - quản trị tiên tiến trong các lĩnh vực hoạt động công nghệ dầu khí... nhằm mục tiêu nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

TT	Giải	Tên bài báo	Tác giả
1	Nhất (5.000.000đ)	Motivating enhanced oil recovery (EOR) projects in Vietnam - A regulatory approach	TS. Phan Ngọc Trung¹, ThS. Phạm Kiều Quang², ThS. Lê Ngọc Anh² ¹ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ² Viện Dầu khí Việt Nam
2	Nhì (3.000.000đ/giải)	Đánh giá hiệu quả của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn cho hệ thống đường ống dẫn dầu	TS. Hoàng Linh Lan, ThS. Phan Công Thành, ThS. Phạm Vũ Dũng ThS. Lê Thị Phương Nhung, ThS. Phạm Thị Hương, KS. Lê Thị Hồng Giang Viện Dầu khí Việt Nam
		Triển vọng áp dụng polymer biến tính bức xạ trong bơm ép nâng cao thu hồi dầu cho tầng Miocene mở Bạch Hổ	ThS. Lê Hải¹, KS. Nguyễn Thị Bích Hà², ThS. Hà Thu Hương² CN. Nguyễn Trọng Hoàn Phong¹, CN. Lê Xuân Cường¹ CN. Lê Văn Toàn¹ KS. Lê Đình Lăng³, KS. Nguyễn Minh Toàn³, TS. Phạm Anh Tuấn³ ¹ Viện Nghiên cứu Hạt nhân ² Viện Dầu khí Việt Nam ³ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
3	Ba (2.000.000đ/giải)	Nghiên cứu sử dụng phương pháp mô hình hóa thực nghiệm nhằm xác định điều kiện tối ưu cho quá trình tách nước từ dầu thô bằng công nghệ bức xạ vi sóng	ThS. Lê Thị Thu Hương, ThS. Hoàng Linh, ThS. Hoàng Long ThS. Trương Văn Dũng, KS. Lương Văn Tuyên Viện Dầu khí Việt Nam
		Phương pháp tiếp cận mới trong đánh giá hiệu suất làm việc của chèo khoan bằng “Nguyên lý năng lượng cơ học riêng” Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"	TSKH. Trần Xuân Đào¹, ThS. Nguyễn Thái Sơn¹, TS. Nguyễn Thế Vinh² ¹ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" ² Đại học Mở - Địa chất
4	Khuyến khích (1.000.000đ/giải)	Nghiên cứu phát triển phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn nhằm giảm lập xúc tác cracking cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	ThS. Trần Văn Trí, TS. Nguyễn Hoài Thu, TS. Nguyễn Hữu Lương TS. Lê Phúc Nguyên Viện Dầu khí Việt Nam
		Industrial scale experience on steam reforming of CO ₂ -rich gas	Peter Mølgaard Mortensen, Ib Dybkjær, Gabriel Antberg Haldor Topsøe A/S, Denmark

Hồng Ngọc

PVEP ủy quyền điều hành Lô 16-2 cho PVEP Overseas



Tổng giám đốc PVEP Ngô Hữu Hải và Giám đốc PVEP Overseas Cù Minh Hoàng ký hợp đồng ủy quyền điều hành Lô 16-2. Ảnh: PVEP

Ngày 10/5/2016, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ký Hợp đồng ủy quyền điều hành Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 16-2, ngoài khơi Việt Nam cho Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí nước ngoài (PVEP Overseas).

Tổng giám đốc PVEP Ngô Hữu Hải nhấn mạnh việc giao điều hành dự án Lô 16-2 thể hiện sự quan tâm, chung tay tháo gỡ khó khăn của Tổng công ty đối với PVEP Overseas trong bối cảnh nhiều dự án nước ngoài đang phải dừng, giãn tiến độ do ảnh hưởng của giá dầu suy giảm. Đây là giải pháp giúp đội ngũ PVEP Overseas nâng cao năng lực quản lý, điều hành các hợp đồng dầu khí để có thể sẵn sàng triển khai các dự án trong tương lai.

Mạnh Hòa

Nghiên cứu thu hồi và sản xuất CO₂ lỏng thương mại từ khí thải Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2

Ngày 5/5/2016, Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (PV Power NT2) và Công ty CP Thiết kế Công nghiệp Hóa chất (CECO) đã ký Hợp đồng gói thầu tư vấn lập báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) dự án thu hồi và sản xuất CO₂ lỏng thương mại từ khí thải Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2.

Theo đó, CECO sẽ triển khai khảo sát, thu thập số liệu, tính toán, phân tích lựa chọn công nghệ phù hợp, lập thuyết minh, lập thiết kế cơ sở, xác định tổng mức đầu tư và tính toán hiệu quả kinh tế của dự án.

Việt Nam có tiềm năng sản xuất CO₂ lỏng, song chủ yếu đang phải nhập khẩu từ Trung Quốc với chi phí vận chuyển cao. Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 có nguồn khí thải không lẫn



Tổng giám đốc PV Power NT2 Hoàng Xuân Quốc và Giám đốc CECO Nguyễn Mạnh Hùng ký kết Hợp đồng. Ảnh: CECO

tạp chất và tro bụi, cơ sở hạ tầng kỹ thuật đồng bộ, vị trí gần khu vực Đông Nam Bộ - thị trường tiêu thụ CO₂ lỏng chủ yếu của Việt Nam. Việc triển khai dự án thu hồi và sản xuất

CO₂ lỏng thương mại từ khí thải sẽ góp phần bảo vệ môi trường, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và đẩy chuyển công nghệ của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2.

Thúy Hằng

PVEP đẩy mạnh hoạt động sáng kiến



Lãnh đạo PVEP trao tặng chứng nhận sáng kiến cho các cá nhân tiêu biểu. Ảnh: PVEP

Ngày 13/5/2016, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã tổ chức Hội nghị trực tuyến Hội đồng Khoa học Công nghệ nhiệm kỳ 2014 - 2017 và Hội nghị sáng kiến năm 2016.

Hội nghị đã tổng kết tình hình triển khai công tác nghiên cứu khoa

học công nghệ; việc trích lập, quản lý và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ; thảo luận các vấn đề liên quan đến công tác nghiên cứu quy hoạch phát triển tổng thể mỏ và thăm dò địa chất. Hội nghị cũng tập trung chia sẻ kinh nghiệm về hoạt động sáng kiến cũng như việc áp dụng hiệu quả sáng kiến vào hoạt động sản xuất kinh doanh. Trong Quý I/2016, PVEP đã xét duyệt và công nhận 5 sáng kiến, 2 giải pháp kỹ thuật, với tổng số tiền làm lợi ước tính đạt 22 triệu USD.

Nguyễn Hòa

PV POWER ĐÃ CUNG CẤP TRÊN 117 TỶ KWH ĐIỆN

Ngày 17/5/2016, tại Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đã kỷ niệm 9 năm ngày thành lập Tổng công ty (17/5/2007 - 17/5/2016). Sau 9 năm xây dựng và phát triển, PV Power đã trở thành đơn vị cung cấp điện lớn thứ 2 của Việt Nam; tính đến ngày 17/5/2016 PV Power đã cung cấp cho lưới điện quốc gia 117,3 tỷ kWh điện, tổng doanh thu đạt trên 125 nghìn tỷ đồng và đóng góp cho ngân sách Nhà nước trên 7 nghìn tỷ đồng.

Trong năm 2016, PV Power phấn đấu sản lượng điện sản xuất đạt 21 tỷ kWh, doanh thu đạt 29.445 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 676,8 tỷ đồng. Tổng công ty đang phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0), Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền Nam (A2)... để đảm bảo huy động tối đa công suất của các nhà máy điện, cung cấp điện cho lưới điện quốc gia theo đúng kế hoạch đề ra.

Thúy Hằng

PVC ký hợp đồng 2 gói thầu thuộc Dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1

Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) cho biết đã ký hợp đồng 2 gói thầu thuộc Dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 với Công ty CP Xây dựng Công nghiệp và Dân dụng Dầu khí (PVC-IC) và Công ty CP Đầu tư và Thương mại Dầu khí Sông Đà (PVSD). Trên cơ sở đánh giá năng lực, kinh nghiệm của các nhà thầu, PVC đã lựa chọn PVSD làm nhà thầu phụ thực hiện gói thầu "Cung cấp và thi công cọc nhà máy chính, bãi thải xỉ, kho than" và PVC-IC làm nhà thầu phụ thực hiện gói thầu "Thi công xây dựng các hạng mục thuộc nhà máy chính, bãi thải xỉ, hệ thống cảng và một phần kho than từ trục 01 đến 14". Tổng giá trị 2 gói thầu gần 1.400 tỷ đồng.

Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 (gồm 2 tổ máy có tổng công suất 1.200MW) là dự án trọng điểm quốc gia thuộc Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và được phép áp dụng cơ chế, chính



Phó Tổng giám đốc PVC Trần Quốc Hoàn ký Hợp đồng với Giám đốc PVC-IC Hồ Sỹ Hoàng.
Ảnh: PVC

sách đặc thù để đầu tư xây dựng các công trình điện cấp bách theo Quyết định số 2414/QĐ-TTg ngày 11/12/2013. Dự kiến sau khi hoàn thành và đưa vào vận hành từ năm 2019, Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 sẽ cung cấp cho lưới điện quốc gia khoảng 7,8 tỷ kWh/năm.

Hồng Minh

Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã đạt mốc sản lượng 9 triệu tấn



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết vào 23 giờ ngày 6/5/2016, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã đạt mốc sản lượng 9 triệu tấn - ghi dấu mốc quan trọng trong quá trình hình thành và phát triển của PVFCCo cũng như ngành công nghiệp phân bón trong nước.

Tổng công ty đang tập trung tiêu thụ tại thị trường nội địa với kế hoạch cung ứng ra thị trường 365.500 tấn phân bón Phú Mỹ các loại trong Quý

II/2016. Cụ thể, PVFCCo dự kiến sẽ cung cấp cho thị trường 260.000 tấn Đạm Phú Mỹ, 51.000 tấn NPK Phú Mỹ, 41.000 tấn Kali Phú Mỹ, 13.500 DAP Phú Mỹ, đáp ứng khoảng 40% nhu cầu phân đạm cho vụ hè thu.

Các sản phẩm phân bón Phú Mỹ do PVFCCo cung cấp có chất lượng cao, đạt tiêu chuẩn quốc tế, được kiểm nghiệm, chứng nhận bởi Trung tâm Kỹ thuật Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng 3 (QUATEST 3) và Trung tâm Phân tích và Thử nghiệm 2 - VINACONTROL. Từ năm 2015, các sản phẩm phân bón Phú Mỹ đã được Bộ Nông lâm Thủy sản Nhật Bản cấp giấy chứng nhận đạt tiêu chuẩn chất lượng sau quá trình kiểm nghiệm khắt khe tại các cơ quan kiểm tra chất lượng của Nhật Bản.

Thủy Anh

BSR KÝ THỎA THUẬN HỢP TÁC VỚI VIETCOMBANK, PVI VÀ PV POWER



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa BSR và PVI Insurance.
Ảnh: PVI

Ngày 7/5/2016, tại Đà Nẵng, Công ty TNHH MTV Lộc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã ký Thỏa thuận hợp tác với Ngân hàng TMCP Ngoại thương Việt Nam (Vietcombank), Tổng công ty Bảo hiểm PVI (PVI Insurance) và Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power).

Với việc ký kết các thỏa thuận hợp tác toàn diện, BSR sẽ đẩy mạnh hợp tác với Vietcombank, PVI (dịch vụ tư vấn và quản lý rủi ro trong bảo hiểm), PV Power (cung cấp vật tư, dịch vụ kỹ thuật bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị điện và cung cấp giải pháp kỹ thuật, tư vấn công tác bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị)... Các thỏa thuận hợp tác được ký sẽ tạo tiền đề và định hướng để các đơn vị khai thác thể mạnh, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh trong thời gian tới.

Trần Minh

Chia sẻ kinh nghiệm bảo dưỡng, sửa chữa và vận hành



Trao đổi kinh nghiệm sửa chữa và vận hành tại Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Ngày 6/5/2016, tại Nhà máy Đạm Cà Mau đã diễn ra Hội thảo chia sẻ kinh nghiệm bảo dưỡng, sửa chữa và vận hành trong các nhà máy khâu sau năm 2016 với chủ đề

“Điều khiển - tự động hóa và cải tạo, nâng cấp, tăng độ an toàn cho hệ thống nổi đất, chống sét”. Tại Hội thảo, các đơn vị đã thảo luận, trao đổi kinh nghiệm về các vấn đề kỹ thuật

trong quá trình triển khai, vận hành, bảo dưỡng hệ thống điều khiển và tự động hóa.

Theo kế hoạch, Hội thảo chia sẻ kinh nghiệm bảo dưỡng, sửa chữa và vận hành trong các nhà máy khâu sau sẽ tiếp tục được tổ chức với chủ đề “Tối ưu hóa và tiết kiệm năng lượng trong vận hành” (do PV GAS tổ chức trong tháng 7/2016, tại Tp. Vũng Tàu) và “Áp dụng các công cụ phục vụ quản lý và lên kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa, xây dựng và duy trì hệ thống bảo dưỡng tập trung độ tin cậy” (do BSR tổ chức trong tháng 10/2016, tại Tp. Đà Nẵng).

Bùi Hà

PV OIL Nam Định đón nhận Huân chương Lao động hạng Ba



PV OIL Nam Định đón nhận Huân chương Lao động hạng Ba. Ảnh: PV OIL

Ngày 14/5/2016, Công ty CP Xăng dầu Dầu khí Nam Định (PV OIL Nam Định) đã đón nhận Huân chương Lao động hạng Ba. Sau 15 năm xây dựng và phát triển, PV OIL Nam Định đã sở hữu 1 kho trung chuyển xăng dầu công suất 6.000m³, 26 cửa hàng xăng dầu...

Trong thời gian tới, PV OIL Nam Định tập trung phát triển mạnh lĩnh vực

kinh doanh xăng dầu; các chỉ tiêu sản lượng, doanh thu, lợi nhuận, nộp ngân sách Nhà nước phấn đấu đạt mức tăng trưởng trung bình trên 6%/năm; tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên vốn chủ sở hữu đạt trung bình trên 9%/năm. Công ty đặt mục tiêu đến năm 2020 chiếm lĩnh trên 30% thị phần xăng dầu trên địa bàn Nam Định, Hà Nam, Ninh Bình và khu vực phụ cận.

Trần Thu

KÝ HỢP ĐỒNG BẢO HIỂM XÂY DỰNG LẮP ĐẶT CÔNG TRÌNH NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SÔNG HẬU 1



Lễ ký Hợp đồng bảo hiểm xây dựng lắp đặt công trình Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Ảnh: PVI

Tổng công ty Bảo hiểm PVI (PVI Insurance) cho biết vừa ký Hợp đồng bảo hiểm xây dựng lắp đặt công trình Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 với Ban Quản lý Dự án Điện lực Dầu khí Sông Hậu 1. Trước đó, Tổng công ty Trục thẳng Việt Nam đã ký Hợp đồng bảo hiểm hàng không năm 2016 - 2017 với Liên danh gồm PVI Insurance, Tổng công ty Bảo hiểm Bảo Việt và Tổng công ty CP Bảo hiểm Quân đội. Trong đó, PVI Insurance tiếp tục được Tổng công ty Trục thẳng Việt Nam lựa chọn là nhà bảo hiểm gốc.

Phương Thảo

TIN THẾ GIỚI

Empty Quarter - hy vọng của ngành dầu mỏ Saudi Arabia

Sa mạc Empty Quarter rộng lớn nhưng khô cằn và nằm biệt lập ở phía Nam bán đảo Ả-rập được đánh giá sẽ đem lại vị thế vững chắc cho Saudi Aramco. Trong đó, mỏ dầu Shaybah được coi là nhân tố sống còn đối với tương lai phát triển của Tập đoàn này.

Sản lượng khai thác dầu tại mỏ Shaybah liên tục tăng trong thời gian gần đây dù giá dầu thế giới đã rơi xuống mức rất thấp. Giám đốc phụ trách sản xuất Anwar al-Hejazi cho biết Saudi Aramco đang hướng tới mục tiêu sản lượng khai thác đạt 1 triệu thùng/ngày vào cuối tháng 5/2016. Hiện nay, sản lượng khai thác tại mỏ Shaybah đạt 750.000 thùng/ngày trong khi tổng sản lượng của Saudi Arabia lên tới hơn 10 triệu thùng/ngày.

Nhà máy chế biến Shaybah bắt đầu vận hành vào cuối năm 2015. Sản phẩm của nhà máy gồm propane và butane được thu hồi từ khí tự nhiên. Saudi Aramco dự kiến tăng công suất xử lý khí vào năm 2020 lên gấp 3 lần so với năm 2000. Khí đốt sẽ giúp Saudi Arabia giảm lượng dầu sử dụng để sản xuất điện và là nguyên liệu cho các ngành công nghiệp khác nhằm tăng cường đa dạng hóa



Sản lượng khai thác tại mỏ Shaybah đạt 750.000 thùng/ngày. Nguồn: Asa-agency

nguồn năng lượng - phù hợp với mục tiêu của kế hoạch "Tầm nhìn kinh tế 2030".

Trước đó, ngày 8/5/2016, ông Khalid al-Falih - Bộ trưởng Năng lượng, Công nghiệp và Tài nguyên Saudi Arabia, Chủ tịch Saudi Aramco cho biết quốc gia xuất khẩu dầu thô lớn nhất thế giới này sẽ duy trì chính sách dầu lửa ổn định và đóng vai trò là nhà cung cấp năng lượng tin cậy.

Minh Anh (TTXVN/Dailymail)

Iran sẵn sàng tham gia đóng băng sản lượng dầu mỏ



Iran đang xuất khẩu 2,45 triệu thùng dầu/ngày. Nguồn: Iran-daily

Ngày 6/5/2016, ông Mohsen Qamsari - phụ trách đối ngoại của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Iran (NIOC) cho biết nước này đã sẵn sàng tham gia vào kế hoạch đóng băng sản lượng, vừa được các cường quốc dầu mỏ đề xuất nhằm giúp ổn định giá dầu.

đang đạt 2,45 triệu thùng/ngày, tăng gần gấp đôi so với thời điểm trước khi các lệnh cấm vận kinh tế chưa được dỡ bỏ (1,35 triệu thùng/ngày). Trong số đó, có ít nhất 500.000 thùng dầu/ngày được xuất sang thị trường các nước thuộc Liên minh châu Âu (EU).

Thu Trà (TTXVN)

PFLNG ĐẦU TIÊN CỦA PETRONAS KHỞI HÀNH TỚI MALAYSIA



PFLNG SATU sẽ khai thác mỏ khí Kanowit, ngoài khơi Sarawak, Malaysia. Nguồn: Petronas

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas) cho biết từ ngày 14/5/2016, PFLNG SATU (Petronas' Floating Liquefied Natural Gas facility) đã khởi hành từ xưởng đóng tàu Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co Ltd (DSME), Hàn Quốc đến mỏ khí Kanowit, ngoài khơi Sarawak, Malaysia thực hiện chuyến hành trình dài 2.120 hải lý. Ngay khi tới mỏ khí Kanowit, PFLNG SATU sẽ được tiến hành lắp đặt, kết nối và vận hành thử.

PFLNG SATU dài 365m và trọng lượng khô 132.000 tấn. Tàu được thiết kế để vận hành ở độ sâu từ 70m đến 200m nước, công suất chế biến 1,2 triệu tấn LNG/năm. PFLNG đầu tiên này sẽ hỗ trợ Petronas nâng cao uy tín trong vai trò là nhà cung cấp LNG đáng tin cậy.

Hiền Trang (Petronas)

Nhà máy khí đốt Shetland đáp ứng 8% nhu cầu khí đốt của Anh



Nhà máy khí đốt Shetland xử lý khí khai thác từ cụm mỏ Laggan - Tormore. Nguồn: Total

Ngày 16/5/2016, Total SA (Pháp) đã khánh thành nhà máy khí đốt khổng lồ, với chi phí xây dựng 3,5 tỷ Bảng Anh, tại Quần đảo Shetland (Vương quốc Anh). Nhà máy khí đốt Shetland xử lý khí từ cụm mỏ Laggan - Tormore. Với công suất xử lý tối đa 500 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày, nhà máy khí đốt Shetland có thể đáp ứng 8% nhu

cầu khí đốt hàng ngày của nước Anh và mở ra những cơ hội cho sự phát triển hơn nữa trong khu vực. Cụm mỏ Laggan - Tormore bắt đầu đi vào khai thác từ ngày 7/2/2016, do Total (60%) làm nhà điều hành cùng với DONG E&P (20%) và SSE E&P (20%).

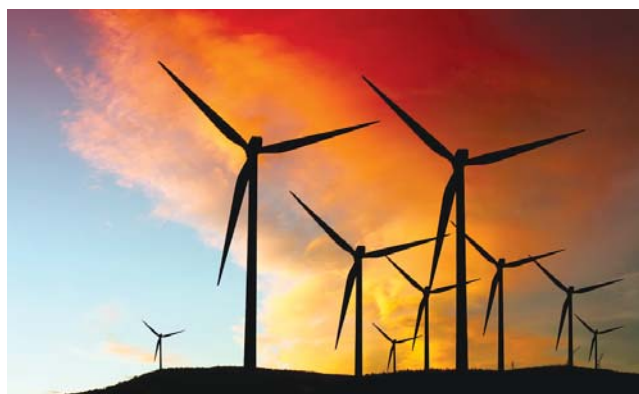
Bà Amber Rudd, Bộ trưởng Năng lượng và Biến đổi Khí hậu

Vương quốc Anh cho rằng Dự án này sẽ tạo ra việc làm và cung cấp nguồn năng lượng cho các hộ gia đình và doanh nghiệp của Anh trong các thập kỷ tới. Chính phủ Anh cam kết hỗ trợ ngành công nghiệp dầu mỏ và khí đốt thu hút đầu tư, khai thác tiềm năng mới và duy trì cạnh tranh trong tương lai.

Total đã có mặt tại Vương quốc Anh hơn 50 năm và là một trong những nhà khai thác dầu khí hàng đầu tại đây, với sản lượng khai thác 107.000 thùng qui dầu/ngày trong năm 2015 và dự kiến đạt 260.000 thùng qui dầu/ngày trong năm 2016. Sản lượng khai thác của Total ở Vương quốc Anh đến từ các mỏ ngoài khơi trong 3 khu vực chính: Alwyn/Dunbar ở Bắc biển Bắc, Elgin/Franklin ở Trung tâm biển Bắc và Laggan - Tormore ở phía Tây của quần đảo Shetland.

Trang Hiền (Total)

Cuba phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo



Cuba sẽ xây dựng thêm 13 trang trại phong điện với tổng công suất 633MW. Nguồn: Havana-live

Giam đốc Chính sách và Chiến lược của Bộ Năng lượng và Mỏ Cuba Ransés Montes cho biết đến năm 2030, tổng sản lượng điện sản xuất từ các nguồn năng lượng tái tạo của nước này sẽ đạt 7.245GW. Để đạt mục tiêu này, Cuba sẽ xây dựng thêm 19 cơ sở sản xuất điện sinh học, chủ yếu từ sinh khối mía đường, với tổng công suất 755MW. Quốc đảo Caribe cũng dự kiến xây dựng 13 trang trại phong điện với tổng công suất 633MW

và lắp đặt thêm các tấm pin năng lượng mặt trời với tổng công suất 700MW. Ngoài ra, Cuba sẽ xây dựng 74 nhà máy thủy điện cỡ nhỏ có tổng công suất 56MW.

Song song với việc tăng cường năng lực sản xuất điện, Cuba cũng tích cực triển khai chiến lược tiết kiệm năng lượng bằng việc chuyển dịch dần hệ thống chiếu sáng tại các hộ gia đình sang hệ thống đèn huỳnh quang tiết kiệm điện (LED). Dự kiến, Cuba sẽ tiêu thụ khoảng 13 triệu bóng đèn LED cho tới năm 2030, qua đó tiết kiệm khoảng 50% lượng điện tiêu thụ; đồng thời khuyến khích người dân sử dụng rộng rãi bếp từ thay cho bếp điện sợi đốt để giảm khoảng 30% lượng điện tiêu thụ hiện nay.

Ông Ransés Montes cho biết các chương trình phát triển nguồn năng lượng mới và tiết kiệm điện triển khai từ năm 2006 đến nay đã đem lại hiệu quả tích cực, giúp kinh tế Cuba liên tục tăng trưởng (trung bình 2,5%/năm trong 5 năm qua) với mức tiêu thụ điện năng giảm 0,6% so với trước đây.

Thanh Phương (TTXVN/Cadenagramonte)



Diễn biến giá dầu

Từ giữa tháng 1/2016 cho đến nay, giá dầu diễn biến theo xu hướng tăng. Trong đầu tháng 5/2016, giá dầu dao động xung quanh mức 40USD/thùng; chênh lệch giữa giá dầu Brent và WTI giữ ở mức 1 - 2USD/thùng (Hình 1).

Để lý giải diễn biến giá dầu, các nhà phân tích thị trường luôn xét mối quan hệ cung - cầu, các yếu tố địa chính trị - an ninh trên thế giới, tình trạng phát triển kinh tế và trạng thái diễn biến của các thị trường khác có liên quan. Một số nhà phân tích thị trường nhấn mạnh thêm các yếu tố sau:

- Sự thay đổi tỷ giá hối đoái giữa đồng USD với các đồng tiền khác: Dầu thô thế giới được định giá bằng đồng đô-la Mỹ (USD) nên giá dầu thô biến thiên hàng ngày theo mối quan hệ giữa các đồng tiền chính dùng trong thương mại quốc tế, chủ yếu là đồng Euro, Yên Nhật, Bảng Anh và có thể cả đồng Nhân dân tệ - Trung Quốc. Nếu đồng USD giảm hay tăng giá thì giá dầu tính theo đồng nội tệ của nước tiêu thụ cũng thay đổi nhưng điều này không nhất thiết nói lên lượng dầu trên thị trường thừa hay thiếu. Giá trị đồng USD tăng hay giảm phụ thuộc vào quyết định của Cục Dự trữ Liên bang Mỹ. Quyết định này tác động đến giá hàng hóa nói chung và giá dầu nói riêng tùy thuộc vào mối liên quan giữa lãi suất ngân hàng và sức mạnh của đồng USD.

Với quyết định hạ thấp giá USD, giá dầu Brent giao sau cuối tháng 4/2016 tăng lên mức cao nhất kể từ đầu tháng, đạt 47,9USD/thùng và tính trong cả tháng thì giá dầu Brent tăng 20% so với giá trung bình trong tháng 3/2016. Giá dầu WTI cũng tăng đến 45,33USD/thùng, vượt xa mức giá 30USD/thùng trong tháng 3/2016. Ngay sau đó, Cục Dự trữ Liên bang Mỹ dùng hạ giá USD để ngăn ngừa rủi ro tài chính, giá dầu lại giảm xuống vào tuần đầu tháng 5/2016, tạo điều kiện cho kinh tế phát triển và lúc đó nhu cầu dầu mỏ sẽ gia tăng và thị

trường sẽ đưa giá dầu tăng trở lại. Ngân hàng thế giới cũng làm tương tự và dự báo giá dầu WTI năm 2016 sẽ ở mức 41USD/thùng, cao hơn mức dự báo 37USD/thùng vào tháng 4/2016. Phân tích này cho thấy cơ chế kiểm soát giá dầu bằng cách kiểm soát giá USD cũng hiệu quả không kém cơ chế tăng/giảm sản lượng khai thác dầu của OPEC.

- Kiểm kê dầu tồn kho và quyết định lượng dầu dự trữ Mỹ: Cũng là yếu tố tác động trực tiếp đến diễn biến giá dầu. Giữa tháng 4/2016, American Petroleum Industry thông báo có sự giảm sút đáng kể trong cung cấp các thiết bị chứa dầu và thông tin này cho thấy lượng dầu dư thừa trên thị trường đang giảm xuống. Trong 2 ngày sau đó giá dầu tăng 5%. Điều mà thông tin trên không đề cập đến là lượng dầu dự trữ không tăng nữa, tức là tín hiệu thị trường Mỹ cho biết cung đã vượt cầu và các kho dự trữ đã đầy, kéo theo chi phí dự trữ tăng.

Chi phí dự trữ cao làm giảm nhu cầu mua dầu ngay và để giảm chi phí này, người mua dùng hợp đồng giao sau. Các nhà đầu cơ đàm phán với nhà sản xuất dầu về giá phải trả trước và thời hạn giao hàng, chịu rủi ro về giá trong tương lai ngắn hạn, thường là 3 tháng.

- Quan hệ cung - cầu: Giữa năm 2010 và 2015, sản lượng dầu phi truyền thống Mỹ tăng vọt, cùng với sản lượng của OPEC và Nga góp phần làm cho nguồn cung vượt quá cầu (Bảng 1). Ngoài ra, các mục tiêu kinh tế - chính trị của các nước sản xuất chính và các nước tiêu thụ dầu khí trong tình trạng thế giới thiếu an ninh và khủng hoảng kinh tế chưa hồi phục khiến cho quan hệ cung - cầu trong thị trường dầu mỏ trở nên đầy rủi ro, khó dự báo.



Hầu hết các nước xuất khẩu dầu ròng đều muốn giá dầu cao còn các nước nhập khẩu dầu ròng thì ngược lại. Mặc dù chiến thuật chi phối giá dầu của mỗi nước trong từng giai đoạn có những khác nhau nhưng hiện nay Mỹ, Saudi Arabia, Nga, Iran, Trung Quốc đều chưa có đủ khả năng điều khiển thị trường theo ý mình trong khi nhu cầu dầu mỏ vẫn nằm trong xu thế ngày một tăng với tốc độ thấp trong dài hạn.

Sau khi xét chi tiết tác động của các yếu tố trên, phần lớn các nhà dự báo thị trường đều cho rằng giá dầu trung bình của năm 2016 sẽ nằm trong khoảng 40 - 50USD/thùng và giá sẽ tăng nhiều hơn vào các tháng cuối năm.

- Sản lượng dầu khí thế giới đầu năm 2016: Mặc dù giá dầu thô vẫn ở mức thấp nhưng trong 2 tháng đầu năm 2016 sản lượng dầu toàn cầu vẫn đạt trung bình 78.281 nghìn thùng/ngày, tăng 1.450 thùng/ngày (tương đương 1,9%) so với trung bình năm 2015 và sản lượng khí đốt đạt khoảng 11.200 tỷ ft³/tháng.

Hai khu vực có sản lượng dầu thô giảm mạnh là Tây bán cầu (Bắc Mỹ và Mỹ Latinh) chỉ đạt 22.269 nghìn thùng/ngày, thấp hơn so với mức trung bình của năm 2015 khoảng 2% và khu vực châu Phi chỉ đạt 7.226 nghìn thùng/ngày, giảm 0,4% so với năm 2015.

Trung Đông có mức tăng cao nhất 7,6% và Nga tăng 2,1% so với năm 2015. Sản lượng dầu thô ở khu vực Tây Âu và châu Á - Thái Bình Dương chỉ tăng dưới 0,2% (Bảng 1).

Hoạt động hạ nguồn

Dự báo thị trường diesel thế giới

Từ năm 1985 đến nay, diesel là nhiên liệu sử dụng



Nguồn: oil-price.net, 15/5/2016

Hình 1. Diễn biến giá dầu thô từ 15/4/2016 - 15/5/2016

trong ngành vận tải được ưa chuộng ở các nước phát triển, nhất là ở châu Âu. Tuy nhiên, vài năm gần đây ở thị trường này đã xuất hiện khuynh hướng sử dụng xăng thay cho diesel ngày càng mạnh vì loại xe chở hàng cùng với xe chở khách loại nhỏ rất phổ biến, thêm vào đó là giá xăng thấp kéo dài cùng với những yêu cầu bảo vệ môi trường ngày càng cao.

Năm 2015 nhu cầu dầu mỏ của các nước OECD tạm thời có gia tăng so với năm trước do giá dầu thô sụt giảm gần đến đáy đã khuyến khích các nước tăng cường mua

Bảng 1. Sản lượng dầu khí thế giới hai tháng đầu năm 2016

TT	Nước	Dầu thô (nghìn thùng/ngày)						Khí đốt (tỷ ft ³)		
		Tháng 2/2016	Tháng 1/2016	Trung bình khai thác 2 tháng		Thay đổi so với năm trước		Tháng 2/2016	Tháng 1/2016	Tổng cộng năm 2016
				2016	2015	Sản lượng	%			
1	Tây bán cầu	22.318	22.308	22.269	22.724	-455	-2	3.472,40	3.627,70	7.100,17
	Argentina	518	518	518	531	-13	-2,5	99,4	105,1	204,47
	Bolivia	50	50	50	50	-	0,5	65	65	130
	Brazil	2.380	2.358	2.369	2.450	-81	-3,3	80	80	160
	Canada	3.860	3.860	3.860	3.890	-30	-0,8	485	483,7	968,73
	Colombia	950	990	970	1.032	-62	-6	30	30	60
	Ecuador ¹	550	530	540	545	-5	-0,9	1	1	2
	Mexico	2.214	2.259	2.237	2.292	-55	-2,4	189,8	191	380,8
	Peru	47	51	49	63	-14	-21,9	30,8	31	61,79
	Trinidad	75	74	75	84	-9	-10,9	96,9	118,4	215,24
	Mỹ	9.129	9.179	9.154	9.311	-157	-1,7	2.322,00	2.449,80	4.771,84
	Venezuela ¹	2.370	2.350	2.360	2.390	-30	-1,3	68	68	136
	Mỹ Latinh khác	88	89	88	89	-1	-0,6	4,5	4,8	9,3
2	Tây Âu	2.807	2.960	2.879	2.865	14	0,5	756,2	777,8	1.534,02
	Austria	15	16	16	17	-2	-8,8	3,5	4	7,45
	Đan Mạch	110	137	124	160	-36	-22,6	9,1	11,7	20,8
	Pháp	17	17	17	16	2	9,7	0,1	0,1	0,21
	Đức	51	46	49	47	2	4,3	23,8	24,4	48,13
	Italy	80	103	92	89	3	2,8	17,3	19,5	36,8
	Hà Lan	25	23	24	31	-7	-22,6	202	201,2	403,22
	Na Uy	1.650	1.654	1.652	1.602	50	3,1	374,3	392	766,31
	Thổ Nhĩ Kỳ	49	48	49	47	2	3,2	1,1	1,3	2,4
	Vương quốc Anh	800	906	853	850	4	0,4	121,8	120,5	242,34
	Tây Âu khác	5	5	5	8	-3	-33,3	3,2	3,2	6,35
3	Đông Âu & Liên Xô cũ	13.226	12.929	13.077	12.941	137	1,1	2.613,00	2.985,70	5.598,67
	Azerbaijan	825	779	802	857	-55	-6,5	56	56,6	112,57
	Croatia	13	13	13	12	1	8,3	5,2	5,7	10,91
	Hungary	14	14	14	12	2	16,7	5,3	5,4	10,66
	Kazakhstan	1.360	1.360	1.360	1.373	-13	-1	145	144,8	289,79
	Romania	75	75	75	80	-5	-6,3	32,7	35,7	68,44
	Nga	10.476	10.227	10.352	10.139	213	2,1	1.826,00	2.195,40	4.021,35
	Liên Xô cũ khác	400	398	399	408	-9	-2,3	516	515,2	1.031,23
	Đông Âu khác	63	63	63	59	4	6,8	26,8	26,9	53,72
4	Châu Phi	7.171	7.281	7.226	7.255	-29	-0,4	493,6	493,7	987,29
	Algeria ¹	1.100	1.100	1.100	1.100	-	-	230	230	460
	Angola ¹	1.760	1.750	1.755	1.780	-25	-1,4	4	4	8
	Cameroon	82	82	82	82	-	-	2	2	4
	Congo (Zaire)	28	28	28	28	-	-	-	-	-
	Congo (Brazzaville)	290	290	290	290	-	-	-	-	-
	Âi Cập	684	684	684	690	-6	-0,9	127	127	254
	Equatorial Guinea	248	248	248	248	-	-	0,1	0,1	0,12
	Gabon	260	260	260	260	-	-	0,3	0,3	0,6
	Libya ¹	370	380	375	305	70	23	45	45	90
	Nigeria ¹	1.760	1.870	1.815	1.875	-60	-3,2	70	70	140
	Sudan	258	258	258	258	-	-	-	-	-
	Tunisia	46	46	46	54	-8	-14	7,5	7,5	15,02
	Châu Phi khác	285	285	285	285	-	0	7,8	7,8	15,55
5	Trung Đông	25.159	25.254	25.206	23.424	1.783	7,6	1.718,60	1.725,20	3.443,76
	Bahrain	49	50	50	49	1	2,1	32	32	64
	Iran ¹	3.220	3.000	3.110	2.830	280	9,9	465	465	930
	Iraq ¹	4.220	4.430	4.325	3.380	945	28	82	87,4	169,37

Bảng 1. Sản lượng dầu khí thế giới hai tháng đầu năm 2016 (tiếp)

TT	Nước	Dầu thô (nghìn thùng/ngày)						Khí đốt (tỷ ft ³)		
		Tháng 2/2016	Tháng 1/2016	Trung bình khai thác 2 tháng		Thay đổi so với năm trước		Tháng 2/2016	Tháng 1/2016	Tổng cộng năm 2016
				2016	2015	Sản lượng	%			
	Kuwait ^{1,2}	2.810	2.810	2.810	2.800	10	0,4	48,1	49,3	97,4
	Oman	1.019	1.012	1.016	964	52	5,3	86	86	172
	Qatar ¹	670	640	655	670	-15	-2,2	550	550	1.100,00
	Saudi Arabia ^{1,2}	10.200	10.190	10.195	9.700	495	5,1	250	250	500
	Syria	30	30	30	30	-	-	14	14	28
	United Arab Emirates ¹	2.780	2.930	2.855	2.840	15	0,5	165	165	330
	Yemen	160	160	160	160	-	-	-	-	-
	Trung Đông khác	1	1	1	1	-	-	26,5	26,5	53
6	Châu Á - Thái Bình Dương	7.636	7.610	7.623	7.623	-	-	1.499,40	1.571,10	3.070,50
	Australia	299	310	305	319	-14	-4,5	153	154,4	307,34
	Brunei	123	130	127	112	15	13	36,7	41,4	78,04
	Trung Quốc	4.310	4.287	4.298	4.248	50	1,2	420,1	465,1	885,22
	Ấn Độ	743	729	736	765	-29	-3,7	90,6	86,4	176,99
	Indonesia	794	794	794	794	1	0,1	213	213	426
	Nhật Bản	11	11	11	11	-	-	13,5	14,8	28,36
	Malaysia	600	600	600	647	-47	-7,2	185	185	370
	New Zealand	38	39	39	34	4	11,9	14,2	15,2	29,42
	Pakistan	87	87	87	95	-8	-8,5	113,5	125,7	239,14
	Papua New Guinea	30	30	30	30	-	-	0,5	0,5	1
	Thái Lan	271	273	272	234	38	16,4	113,1	122,9	236
	Việt Nam	300	300	300	300	-	-	33	33	66
	Châu Á - Thái Bình Dương khác	30	20	25	35	-10	-28,9	113,2	113,8	226,99
	Tổng toàn cầu	78.317	78.342	78.281	76.831	1.450	1,9	10.553,20	11.181,2	21.734,41
	OPEC	32.604	32.774	32.689	31.009	1.681	5,4	1.978,10	1.984,70	3.962,76
	Thêm lục địa châu Âu	2.587	2.724	2.655	2.638	18	0,7	505,2	584,5	1.089,69

¹: Thành viên của OPEC; ²: Sản lượng của Kuwait và Saudi Arabia mỗi loại chiếm một nửa sản lượng của các nước trung lập
 Nguồn: Oil & Gas Journal 9/5/2016

vào để dự trữ cũng như mở rộng các ngành sản xuất hàng hóa và cải thiện mức sống xã hội. Nhưng đến Quý IV/2015, khuynh hướng này lại bắt đầu đổi chiều, nhu cầu dầu thô của khối các nước OECD giảm khoảng 375.000 thùng/ngày so với quý trước mặc dù bình quân trong 5 năm 2010 - 2015 mức tăng hàng quý gần như ổn định ở mức 190.000 thùng/ngày. Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho rằng sự suy giảm nhu cầu diesel và dầu mazut cùng với mùa đông vừa qua ấm là nguyên nhân của hiện tượng nói trên. EIA cho rằng nhu cầu dầu thô năm 2016 của OECD cũng tương tự như năm 2015, tức là khoảng 46,2 triệu thùng/ngày và mức tiêu thụ xăng ô tô, xăng máy bay, dầu đốt lò cũng không có yếu tố nào tác động đột biến làm cho thị trường thay đổi.

Thị trường châu Âu, nhu cầu gia tăng diesel đã giảm ở 5 nước tiêu thụ sản phẩm dầu lớn nhất là Đức, Anh, Pháp, Italy và Tây Ban Nha. Theo dự báo của hãng tư vấn JBC Energy, năm 2016 châu Âu chỉ tiêu thụ cả xăng và diesel khoảng 6,7 triệu thùng/ngày và từ nay đến năm 2020 mỗi

năm chỉ tăng 15.000 thùng/ngày, một mức tăng không đáng kể. Tuy nhiên đây không phải là thông tin đáng lo ngại cho diesel vì nhu cầu nhiên liệu này cho lĩnh vực vận tải sử dụng loại xe cỡ lớn và các tàu chở hàng container trên sông, trên biển vẫn tăng, nhất là ở châu Á. Nói chung nhu cầu dầu mỏ trong vận tải toàn cầu sẽ tăng khoảng 11 triệu thùng/ngày từ nay đến năm 2040, trong đó vận tải đường bộ chiếm khoảng 60%.

ExxonMobil cho rằng trong 25 năm tới tất cả các loại sản phẩm lọc dầu dùng trong vận tải sẽ “dịch chuyển đáng kể về hướng diesel” vì hoạt động thương mại thế giới tăng, còn nhu cầu xăng hầu như không tăng như trước nữa. Hiện nay diesel đáp ứng được 35% nhu cầu nhiên liệu cho ngành vận tải toàn cầu và sẵn sàng nâng lên mức 40% trong thời gian tới. Có đến 80% lượng diesel có mặt trên thị trường được các xe vận tải cỡ lớn tiêu thụ và diesel là loại nhiên liệu đang được ưa chuộng của khách hàng. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), dù tình hình ở châu Âu như thế nào đi nữa thì sự dịch

chuyển về hướng sử dụng diesel vẫn là xu thế chính trên thị trường thế giới và vị trí thống trị của xăng trong lĩnh vực vận tải hiện nay cũng sẽ bị mất. Lượng diesel tiêu thụ vào năm 2030 sẽ đạt 24 triệu thùng/ngày, nói cách khác, mức tăng hàng năm từ nay đến 2040 sẽ đạt 1 triệu thùng/ngày. Trong lúc đó, mức tăng lượng xăng tiêu thụ ở các nước ngoài khối OECD sẽ chỉ đủ bù cho sự sụt giảm của loại nhiên liệu này trong thế giới người giàu. Ngược lại, nhu cầu diesel trong ngành vận tải sẽ tăng nhanh hơn xăng nên vào năm 2040 sẽ vượt mức 24 triệu thùng/ngày nhưng các ngành ngoài vận tải thì nhu cầu lại giảm khoảng 2,1 triệu thùng/ngày.

Mức tiêu thụ diesel trong các lĩnh vực khác nhau cũng không đồng đều. Trong vận tải biển, nhu cầu diesel hàm lượng lưu huỳnh thấp của các nước châu Âu vào khoảng năm 2020 sẽ tăng khi các quy chế quản lý phát thải ô nhiễm của Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) thắt khe hơn sẽ bắt đầu có hiệu lực. Michael Dei-Michei, chuyên gia phân tích của JBC Energy cho rằng trong thập niên sau năm 2020, nhu cầu diesel của châu Âu sẽ giảm khoảng 90.000 thùng/ngày mỗi năm, chủ yếu do lượng phương tiện vận tải của các đoàn thương thuyền suy giảm. Ông hy vọng nhu cầu diesel và mazut năm nay và các năm tiếp theo sẽ không đổi trước khi bước vào giai đoạn giảm nhẹ của những năm kể cận 2040.

Các nhà dự báo khác cũng có cùng quan điểm. Công ty tư vấn IHS cho rằng nhu cầu diesel của các xe vận tải nhỏ (dưới 6 tấn hàng) trên thế giới sẽ giảm trong thập kỷ tới và mức giảm mạnh nhất là ở châu Âu. Hiện nay, các phương tiện dùng nhiên liệu diesel chiếm hơn một nửa trong tổng số phương tiện vận tải nhưng sẽ giảm 38% đến năm 2028. Riêng châu Âu, số xe chạy xăng sẽ vượt số xe chạy diesel vào khoảng năm 2018 - 2019.

Sự suy giảm nhu cầu diesel ở thị trường chủng loại xe châu Âu cũng là một vấn đề đối với một số các nhà sản xuất xe ô tô lớn ở châu Âu, đặc biệt sau vấn đề về lượng khí phát thải năm ngoái của hãng Volkswagen. Hãng sản xuất xe của Đức này thừa nhận đã không trung thực về số liệu kiểm tra lượng NOx và hạt bụi phát thải vào tháng 10/2015. Tháng 11/2015 hãng này đã nhận lỗi về lượng phát thải CO₂ và lượng tiết kiệm nhiên liệu không chính xác trên 800.000 xe đã bán ra thị trường. Vụ việc này có thể còn tác động ở những mức độ nhất định đối với nhu cầu diesel trong dài hạn ở châu Âu lẫn ở Mỹ nhất là vấn đề mức thuế đánh vào diesel đang được tranh luận ở các nghị trường. Công ty tư vấn năng lượng Wood Mackenzie ước tính chính phủ các nước đã giảm mức chiết khấu

thuế đánh vào diesel, nên có khoảng 15% số người lái xe đã chuyển sang dùng xăng thay cho diesel. Dựa trên số xe bán ra trên thị trường, Mackenzie cho rằng số lượng xe chạy diesel ở các nước EU giảm từ mức 100 triệu chiếc hiện nay xuống còn 61 triệu chiếc vào năm 2035, trong khi xe chạy xăng sẽ tăng từ 135 triệu chiếc lên 167 triệu chiếc. Hệ quả là vào năm 2035 nhu cầu diesel ở EU sẽ bị giảm 16 triệu tấn, còn nhu cầu xăng sẽ tăng thêm 17 triệu tấn.

Về phương diện các nhà máy lọc dầu, việc nhu cầu diesel giảm đối với các loại xe chở khách loại nhỏ có thể đẩy xu thế giảm sự phụ thuộc giữa hoạt động vận tải và chủng loại nhiên liệu để cải thiện lợi nhuận cho hoạt động lọc dầu đồng thời thúc đẩy tiêu thụ xăng ở các khu vực sản xuất quá nhiều xăng.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Trung Quốc (CNPC) cho biết tổng sản lượng sản phẩm lọc dành cho xuất khẩu năm nay sẽ tăng 31%, đạt 25 triệu tấn (197,5 triệu thùng), tạo áp lực lên lợi nhuận biên của các công ty lọc dầu châu Á. Trong 5 năm nữa, các nhà máy lọc dầu mới ở Trung cận Đông đi vào sản xuất thì lợi nhuận lọc dầu thế giới càng xuống thấp.

Mức tiêu thụ diesel ở châu Mỹ và châu Á là tín hiệu khuyến khích các nhà lọc dầu. JBC Energy hy vọng mức tiêu thụ diesel Mỹ hiện nay khoảng 4 triệu thùng/ngày có thể tăng mỗi năm 14.000 thùng/ngày trong 5 năm nữa. Giữa năm 2020 - 2030 hệ số gia tăng nói trên có thể giảm xuống còn 7.000 thùng/ngày mỗi năm vì những yêu cầu cao về giảm thiểu khí phát thải, sử dụng nhiên liệu sạch, có thể thúc đẩy ngành vận tải phải chuyển sang dùng nhiên liệu khí đốt thay cho nhiên liệu gốc dầu.

Tại thời điểm hiện nay rất khó dự báo điều gì chắc chắn sẽ xảy ra đối với ngành công nghiệp dầu mỏ nói chung và lọc dầu nói riêng. Những nhà buôn nhiên liệu diesel vẫn hy vọng những cố gắng phát triển kinh tế - thương mại với tốc độ cao của các nước châu Á sẽ giúp cho nhu cầu diesel tăng trong trung và dài hạn như dự báo của JBC Energy. Nếu hy vọng này thành sự thật thì trong 5 năm nữa nhu cầu diesel và xăng ở châu Á và châu Mỹ sẽ tăng mỗi năm 125.000 thùng/ngày và trong các thập kỷ tiếp theo có thể tăng lên đến 150.000 thùng/ngày mỗi năm. Nhưng các tín hiệu từ châu Á đều có tính hai mặt. Trung Quốc từ nhiều thập kỷ qua là nước có hệ số tăng trưởng nhu cầu năng lượng cao nhất thế giới thì từ năm 2015 đã bắt đầu chậm lại. Fu Chengyu, Chủ tịch Tập đoàn Sinopec năm 2015 đã dự báo nhu cầu diesel Trung Quốc sẽ đạt đỉnh vào năm 2016 vì từ cuối

năm 2014 nhu cầu loại nhiên liệu này đang dừng tăng. Ô nhiễm không khí do xe chở khách gây ra ở mọi nơi, nhất là ở các đô thị đã đến mức báo động đỏ nên các dự báo lạc quan rất khó được chấp nhận.

Ở Ấn Độ, từ năm 2014 nhiên liệu được trợ giá nên diesel giữ vị trí thống trị trong hệ thống vận tải. Mỗi ngày ngành giao thông tiêu thụ đến 1 triệu thùng diesel, chiếm gần 70% tổng lượng diesel sử dụng trong cả nước. Vận tải đường bộ chiếm 60% lượng xe vận tải hàng hóa dưới dạng container, 35% xe bus và gần 2/3 phương tiện vận tải đường sắt dùng nhiên liệu diesel. Năm 2015 ngành vận tải Ấn Độ tiêu thụ 1,4 triệu thùng diesel/ngày; xăng 400.000 thùng/ngày và tổng sản phẩm lọc dầu 3,8 triệu thùng/ngày. IEA dự báo đến năm 2040, Ấn Độ sẽ tiêu thụ 3,4 triệu thùng diesel/ngày, nhưng nhu cầu xăng chỉ 1,9 triệu thùng/ngày và tổng nhu cầu sản lượng sản phẩm lọc dầu cả nước sẽ đạt 9,8 triệu thùng/ngày. Ở thời điểm đó Ấn Độ có thể vượt qua Trung Quốc về mức tăng nhu cầu năng lượng và sẽ giữ vai trò động lực phát triển năng lượng thế giới trong các thập kỷ tiếp theo.

Với thông tin có được đến cuối năm 2015, có thể kết luận từ nay đến năm 2040, các nước đang phát triển sẽ chiếm toàn bộ mức tăng nhu cầu năng lượng sử dụng toàn thế giới. Vì vậy các công ty lọc dầu cũng như các nhà hoạch định chiến lược phát triển hoạt động hạ nguồn cho ngành dầu khí cần điều chỉnh mục tiêu sao cho phù hợp với khuynh hướng của nhu cầu thị trường trong tương lai.

Thị trường khí đốt hóa lỏng LNG

Theo những nhà kinh doanh nhiên liệu LNG trên thế giới, hiện nay ngành này đang đứng trước một giai đoạn “vừa bùng nổ vừa phá sản” vì nguồn cung dư thừa nhưng giá thì sụt giảm dẫn đến việc đầu tư mở rộng công suất hóa lỏng trở nên khó khăn.

Theo công bố của David Ledesma, chuyên gia tư vấn của Viện Nghiên cứu Năng lượng Oxford, mặc dù các nhà máy hóa lỏng khí mới xây dựng của Mỹ và Australia sắp đi vào hoạt động sẽ cung cấp thêm sản phẩm cho thị trường nhưng mức gia tăng sản lượng sau năm 2020 theo số liệu điều tra vẫn giảm mạnh do nhiều dự án đã và đang bị tạm ngừng xây dựng hoặc sẽ bị hủy bỏ.

Vào năm 2025, sự khan hiếm các đề án mới cho thấy mức thiếu hụt sản lượng LNG khoảng 125 - 150 triệu tấn/năm. Nguyên nhân của tình trạng này là do giá LNG sụt giảm hiện nay. Giá thành xây dựng các nhà máy hóa lỏng mới tương đối cao cũng góp phần làm cho các dự báo đầu tư thêm bị quan. Các đề án xuất khẩu LNG có thể đẩy giá thành xây dựng lên 2.000 - 3.000USD/tấn công suất lắp đặt, trong đó chi phí nhân lực chiếm gần một nửa tổng chi phí công nghiệp LNG.

Shell đã cắt bỏ dự án Arrow LNG giá trị 20 tỷ USD năm 2015 vì giá dầu xuống thấp và đã thông báo kế hoạch cắt giảm đầu tư 20% so với mức của năm 2014. Theo các dự báo ngắn hạn nguồn cung sẽ tăng nhiều hơn trong thị trường. Công ty tư vấn Energy Aspects dự báo sản lượng LNG xuất khẩu toàn cầu năm 2016 sẽ đạt 257,9 triệu tấn/năm, cao hơn mức 233,4 triệu tấn/

Bảng 2. Các nguồn cung mới LNG (triệu tấn/năm)

Khối nước	Năm 2014	Năm 2015	Năm 2016	Năm 2017
Australia - châu Á	71,4	80,0	98,5	125,6
Trung Đông	95,5	89,4	87,8	92,4
Châu Phi	34,3	32,6	36,3	39,1
Châu Âu	18,0	15,4	14,4	14,3
Châu Mỹ	18,6	16,0	20,9	34,3
Tổng cung	237,8	233,4	257,9	305,7

Nguồn: Petroleum Economist.com, 3/2016

Bảng 3. Thị trường nhập khẩu/sử dụng (triệu tấn/năm)

Khu vực	Năm 2014	Năm 2015	Năm 2016	Năm 2017
Châu Á	174,5	170,9	172,6	177,3
Châu Âu	37,9	39,6	49,8	93,9
Mỹ Latinh	20,5	18,2	16,0	13,3
Bắc Mỹ	1,6	2,2	2,0	2,2
Trung Đông	3,8	8,9	17,3	18,6
Tổng tiêu thụ	238,3	239,8	258,0	305,3

Nguồn: Petroleum Economist.com, 3/2016

năm của năm 2015. Năm 2017 còn cao hơn đạt 305,7 triệu tấn/năm.

Trong năm 2016, Australia và châu Á sẽ cung cấp gần 99 triệu tấn LNG, còn Trung Đông, chủ yếu là Qatar, sẽ xuất khẩu 88 triệu tấn. Theo Energy Aspects, nhà máy LNG Sabine Pass của Công ty Cheniere Energy (Mỹ) cũng sẽ xuất khẩu gần 21 triệu tấn. Australia sẽ là một trong số nước xuất LNG lớn nhất trong dự báo ngắn hạn, 62 triệu tấn, toàn bộ đều hướng tới các thị trường châu Á trong các hợp đồng dài hạn và có thể sẽ chiếm vị trí số một thay thế vị trí của các nhà sản xuất LNG Trung Đông.

Chuyến tàu chở LNG xuất khẩu đầu tiên của Nhà máy Sabine Pass đặt tại bang Louisiana (Mỹ) đã xuất bến vào tháng 4/2016. Công suất của nhà máy này trong năm 2017 có thể sẽ đạt đến 18 triệu tấn/năm.

Nguồn cung từ Angola, có thể cả từ Yemen, cũng sẽ tăng thêm lượng LNG trên thị trường. Theo Energy Aspects, sau năm 2016 - 2017, lượng LNG cung cấp cho châu Âu sẽ tăng khoảng 54 triệu tấn và trong đó thị phần của Mỹ sẽ là 18 triệu tấn. Thị trường tiêu thụ chính của lượng LNG gia tăng sẽ là châu Âu chứ không phải là châu Á. Các hợp đồng giao sau có thể ký tiếp với nhiều nơi khác nhưng chủ yếu vẫn là các nước Tây Bắc Âu (Bảng 2, 3).

Trong lúc nguồn cung LNG tăng mạnh trong ngắn hạn thì nhu cầu tăng chậm hơn, với giá ngày càng thấp. Energy Aspects đã giảm dự báo mức tăng nhu cầu năm nay

khoảng 13%. Năm 2014 tổng nhu cầu khí đốt thế giới chỉ tăng 0,4%, đạt 3,39 nghìn tỷ m³, theo số liệu của Cedigas trong lúc cả thập kỷ qua mức tăng hàng năm trung bình là 2,4%. Trước đây, IEA gọi châu Á là “thời đại vàng của khí đốt tự nhiên” (Golden Age for Gas) thì vài năm gần đây mức tăng nhu cầu đã chậm lại và chỉ tăng 678,6 tỷ m³ năm 2014. Energy Aspects dự báo nhu cầu LNG của châu Á trong năm 2016 - 2017 chỉ tăng gần 7,1 triệu tấn, tức 2% mỗi năm. Mức tăng chủ yếu ở Trung Quốc, Ấn Độ, Pakistan sẽ bù cho mức giảm ở Hàn Quốc và Nhật Bản. Trong khi đó, nhu cầu của châu Âu giảm liên tục trong 4 năm qua, năm 2014 chỉ đạt 1 nghìn tỷ m³, theo Cedigas. Năm 2008, nhu cầu của châu Âu là 1,136 nghìn tỷ m³. Nguyên nhân giảm nhu cầu khí đốt này là do giá than đá rẻ và sự không nhất quán trong quan điểm giảm khí phát thải của các chính phủ. Theo hãng định giá Argus Media, đầu tháng 1/2014, giá LNG giao ngay ở châu Âu là 5,70USD/triệu Btu, ở Đông Á là 6,4 USD/triệu Btu. Tháng 2/2014 giá LNG tăng lên 20 USD/triệu Btu ở Nhật Bản, trong lúc giá khí đốt ở Mỹ chỉ 1,9 USD/triệu Btu, giảm từ mức 2,2 USD/triệu Btu trong tháng 1. Nguyên nhân giá khí sụt giảm ở Mỹ là do mùa đông khá ấm và giá dầu mỏ rẻ.

Energy Aspects dự báo giá khí đốt ở Đông Bắc Á năm 2016 giảm còn 4,3 USD/triệu Btu và năm 2017 còn 3,7 USD/triệu Btu và giá LNG sẽ được chiết khấu bằng với mức giá của Bắc Âu.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)



Nguồn: theconversation.com

Thiết kế, chế tạo hộp nối cáp điện ngầm cao thế 22kV/6,3kV

Thực hiện dự án cung cấp điện trung tâm qua cáp ngầm cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng (giai đoạn 1), các đơn vị thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tiến hành rải các tuyến cáp ngầm 22kV và 6,3kV từ MSP PPD đi MSP9, từ MSP9 đi MSP4 và các giàn khác tại mỏ Bạch Hổ. Sau khi rải tuyến cáp từ MSP PPD đến MSP9 các hộp nối do hãng Seatool (Hà Lan) chế tạo được lắp sẵn trên các cuộn cáp tại nhà máy đã bị nước ngầm vào trong hộp làm ảnh hưởng đến độ cách điện. Nguyên nhân là do 2 đầu côn của hộp nối được liên kết với ống thân hộp bằng 6 bulông kẹp M10 x 20mm không đảm bảo độ cứng vững. Sợi cáp điện có đường kính 73mm rất cứng nên khi có sự tác động của ngoại lực vào sợi cáp thì sợi cáp sẽ truyền lực vào bộ phận đầu côn kẹp cáp, xuất hiện sự di chuyển giữa 2 bộ phận đầu côn kẹp cáp với ống thân hộp và xuất hiện khe hở giữa 2 bộ phận này, từ đó nước biển dưới áp suất 6at sẽ lọt qua khe hở đi vào trong hộp nối. Bên cạnh đó, nguyên lý làm kín mặt đầu bằng một tấm gioăng cao su và làm kín vị trí lắp 6 bulông kẹp M10 x 20mm bằng gioăng sợi gai của hộp nối do hãng Seatool chế tạo chỉ phù hợp với những bộ phận cố định, không di chuyển trong quá trình làm việc và làm việc trong môi trường không có tác dụng của áp suất. Do vậy, khi hộp nối cáp làm việc trong môi trường động (sóng biển) áp suất > 5at (độ sâu 50m nước) với lực kẹp chặt yếu sẽ xuất hiện khe hở giữa đầu côn kẹp cáp và ống thân hộp vì vậy các gioăng này không còn tác dụng làm kín. Ngoài ra, hộp nối của hãng Seatool sử dụng hỗn hợp nhựa compound không tạo được liên kết với kim loại và lớp vỏ trong của cáp nên nước đã thấm vào băng đồng. Để kịp thời đưa hệ thống cung cấp điện trung tâm qua hệ thống cáp ngầm đi vào hoạt động theo đúng kế hoạch, nhóm tác giả Xí nghiệp Cơ điện - Vietsovpetro do ông Trịnh Hoàng Linh làm chủ nhiệm đã nghiên cứu, thiết kế và chế tạo hộp nối cáp biển 22kV (gọi là hộp nối CO DIEN VSP) đưa vào sử dụng thay cho hộp nối của hãng Seatool.

Nhằm khắc phục triệt để các khiếm khuyết của hộp nối do hãng Seatool chế tạo, nhóm tác giả đã tiến hành đồng thời 2 bước làm kín: Làm kín bằng vật liệu cách nhiệt và làm kín bên ngoài bằng kết cấu làm kín cơ khí.

Để làm kín bằng vật liệu cách nhiệt, nhóm tác giả nối các pha và dùng co ngui để tạo lớp cách điện bảo vệ trên mỗi pha và làm kín; tái tạo lại lớp màn chắn đồng trên mỗi pha; làm kín chống nước tầng đầu tiên trên mỗi pha bằng băng chống nước; làm kín chống nước tầng thứ 2 (tầng chống nước chính) trên cả 3 pha bằng co nhiệt; làm kín chống nước tầng thứ 3 trên toàn bộ mối nối bằng hỗn hợp keo resin.

Để làm kín bên ngoài bằng kết cấu làm kín cơ khí, nhóm tác giả đã cố định đầu côn kẹp cáp phải với ống thân hộp bằng 6 bulông M10. Nguyên lý làm việc của 6 bulông này khác với 6 bulông kẹp chặt của hộp nối hãng Seatool. Lực siết bulông bộ gioăng làm kín có tác dụng làm kín chống nước và cố định độ đồng tâm giữa hai bộ phận đầu côn kẹp cáp phải với ống thân hộp. Hộp nối cáp CO DIEN VSP còn bổ sung chốt chống xoay. Với chốt này sẽ không còn khả năng xoay giữa đầu côn kẹp cáp phải và ống thân hộp. Bên cạnh đó, nhóm tác giả cũng cố định đầu côn kẹp cáp trái với ống thân hộp bằng 6 bulông M10. Lực siết căng của các bulông lên 2 mặt bích ép gioăng cao su làm kín tuyệt đối mối ghép mặt đầu và đảm bảo đồng tâm giữa đầu côn kẹp cáp trái với ống thân hộp. Nhóm tác giả đã chọn kiểu gioăng làm kín cho hộp nối cáp CO DIEN VSP giữa cáp và vỏ hộp nối ở 2 đầu giữa vỏ hộp nối và vòng kẹp là loại phớt cao su. Đây là kiểu gioăng làm kín cho các bộ phận cơ khí có di chuyển tương đối với nhau và làm việc trong môi trường có áp suất, đảm bảo khả năng làm kín khoang trong của hộp nối cáp.

Hộp nối cáp điện biển CO DIEN VSP 22kV đã được sử dụng để thay thế thành công cho mối nối bị hỏng trên tuyến cáp PPD40.000-MSP9, là điều kiện cần thiết để đóng điện đưa hệ thống cung cấp điện bằng cáp điện biển cho các tuyến cáp MSP khu vực mỏ Bạch Hổ vào làm việc. Các hộp nối này đã thay thế các hộp nối do hãng Seatool chế tạo và dùng để sửa chữa, thay thế các loại hộp nối cáp ngầm cao thế trong quá trình vận hành hệ thống cáp ngầm trong tương lai.

Nhờ chế tạo thành công hộp nối cáp biển CO DIEN VSP 22kV và thay thế, lắp đặt cho tuyến cáp chính MSP PPD-MSP9, Vietsovpetro đã đưa vào làm việc sớm hệ thống cung cấp điện bằng cáp biển ở mỏ Bạch Hổ, cung cấp cho các công trình biển mỏ Bạch Hổ trung bình khoảng 61.766kWh điện/ngày thay cho việc phải chạy các máy phát điện bằng diesel trên các công trình biển. Nhờ có hộp nối cáp cao thế CO DIEN VSP do Xí nghiệp Cơ điện chế tạo, Vietsovpetro đã tiết kiệm được 427.229USD chi phí dầu diesel do không phải chạy máy phát điện.

Giải pháp "Thiết kế, chế tạo hộp nối cáp điện ngầm cao thế 22kV/6,3kV" được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể được sử dụng để nối các tuyến cáp ngầm 22kV hay 6,3kV phục vụ cho Vietsovpetro và đơn vị khác có nhu cầu.

Lê Thị Phượng (giới thiệu)

THẺ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ ấn phẩm nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa CD/DVD. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo (tiếng Việt và tiếng Anh).
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt bằng tiếng Việt và tiếng Anh, khoảng 100 - 200 từ.
- Từ khóa/keywords.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định vẽ kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).
- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Năm xuất bản. Số xuất bản (tập). Từ trang... đến trang... (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp bài viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo hay".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

Số 167, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107

E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)