DầuKhí

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 11 - 2015

ISSN-0866-854X



PHÁT HUY TRUYỀN THỐNG HƠN NỬA THẾ KỶ,

PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM

TẠP CHÍ Dầu Khí



TỔNG BIÊN TẬP
TS. Nguyễn Quốc Thập

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

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

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

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT
Lê Hồng Văn

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

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ
Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
*Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn*
Ảnh bìa: Mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long. Ảnh: Vietsovpetro

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

TIÊU ĐIỂM

PETROVIETNAM TĂNG CƯỜNG ÁP DỤNG KHOA HỌC KỸ THUẬT TIÊN TIẾN VÀ CÔNG NGHỆ MỚI

Tại Lễ khai mạc Hội nghị và Triển lãm với chủ đề "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển", Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải nhấn mạnh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cần tăng cường áp dụng khoa học kỹ thuật tiên tiến và công nghệ mới vào sản xuất kinh doanh và coi đó là một trong những giải pháp hiệu quả, bền vững nhằm cắt giảm chi phí sản xuất, nâng cao năng suất lao động, hạ giá thành sản phẩm, dịch vụ và sử dụng hiệu quả các nguồn lực hiện có. Đồng thời, Tập đoàn cần sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ một cách hiệu quả, triển khai các đề tài nghiên cứu khoa học, cải tiến kỹ thuật, đổi mới và hiện đại hóa công nghệ trong lĩnh vực sản xuất kinh doanh.



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và các đại biểu cắt băng khai mạc Hội nghị và Triển lãm "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển". Ảnh: PVN

Theo Quyền Chủ tịch HĐTV, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, sau 40 năm đồng hành cùng đất nước từ chỗ có sở vật chất thiếu thốn, thiếu kinh nghiệm và nguồn lực, đến nay Tập đoàn đã từng bước trưởng thành, đủ năng lực triển khai hoạt động dầu khí rộng khắp toàn thềm lục địa Việt Nam và từng bước mở rộng ra nước ngoài, sản xuất kinh doanh không ngừng phát triển, từng bước khẳng định vai trò, vị trí đầu tàu trong nền kinh tế đất nước.

Những thành tựu nổi bật nhất làm nên thương hiệu Dầu khí Việt Nam là Tập đoàn đã xây dựng được ngành công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ dầu khí chất lượng cao, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực của đất nước. Các hoạt động sản xuất kinh doanh đạt hiệu quả cao, đóng góp to lớn cho ngân sách, tăng trưởng GDP và phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Tập đoàn tiên phong trong hợp tác, hội nhập quốc tế và mở rộng đầu tư ra nước ngoài; xây dựng được đội ngũ những người làm dầu khí hùng hậu, có trình độ cao, từng bước làm chủ các hoạt động dầu khí ở trong và ngoài nước. Tập đoàn tích cực phát huy và thực hiện hiệu quả vai trò đầu tàu kinh tế của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ; tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển Đông; đóng góp thiết thực vào công tác an sinh xã hội.

Quyền Chủ tịch HĐTV, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho rằng, để đạt được những thành tựu này, Tập đoàn đã chú trọng phát triển và nâng cao tiềm lực khoa học công nghệ, ứng dụng và chuyển giao công nghệ trong hoạt động sản xuất, chủ động áp dụng công nghệ mới nhằm giảm thiểu rủi ro, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, các công nghệ địa vật lý, công nghệ khoan, khai thác mới, hiện đại phù hợp với điều kiện thực tế. Khoa học công nghệ được xác định là một trong ba nhóm giải pháp đột phá, góp phần xây dựng Tập đoàn phát triển nhanh và bền vững trong những năm tiếp theo.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định trong giai đoạn

TIÊU ĐIỂM

TĂNG CƯỜNG TIẾT KIỆM
VÀ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ CÁC NGUỒN LỰC

Để đối phó với các thách thức trong thời gian tới do giá dầu giảm sâu, kéo dài, khó có dấu hiệu phục hồi nhanh do dư thừa nguồn cung, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã và đang tập trung thực hiện Nghị quyết số 13-NQ/ĐU tăng cường tiết kiệm, sử dụng hiệu quả các nguồn lực nhằm củng cố tiềm lực để Tập đoàn phát triển bền vững, nâng cao năng lực cạnh tranh, đảm bảo thực hiện thắng lợi mục tiêu Chiến lược phát triển đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035.



Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã và đang tập trung thực hiện Nghị quyết số 13-NQ/ĐU tăng cường tiết kiệm, sử dụng hiệu quả các nguồn lực. Ảnh: CTV

Hoàn thiện hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật, quy trình sản xuất

Tập đoàn yêu cầu các đơn vị tổ chức rà soát để hoàn thiện, bổ sung hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật, làm cơ sở xây dựng, kiểm soát và thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh, đầu tư; làm căn cứ đánh giá, xác định các chỉ tiêu chống lãng phí, đảm bảo phù hợp với yêu cầu thực tế, sự tiến bộ của khoa học, công nghệ, cũng như khả năng cân đối các nguồn lực của từng đơn vị; rà soát hoàn chỉnh các quy trình kỹ thuật trong sản xuất kinh doanh để hạn chế lãng phí do sản xuất lỗi hay lỗi khuyết tật, sản xuất dư thừa; lãng phí về thời gian vận chuyển; lãng phí do tồn kho; lãng phí do thao tác thừa…

Quản lý và sử dụng hiệu quả tài sản, vật tư, thiết bị. Phân loại và xác định các vật tư thiết bị tồn đọng không hoặc chưa có nhu cầu sử dụng để có kế hoạch điều phối, chuyển nhượng giữa các đơn vị nhằm sử dụng có hiệu quả nguồn lực chung trong Tập đoàn, tránh tình trạng nơi thừa, nơi thiếu, gây lãng phí. Công khai, minh bạch việc sử dụng các nguồn lực. Phát động các phong trào thi đua tăng năng suất lao động, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, giảm giá thành sản phẩm, dịch vụ và chi phí đầu tư các công trình, dự án đầu tư.

Đảm bảo tiến độ, chất lượng các dự án đầu tư

Tập đoàn yêu cầu các đơn vị đầu tư theo trọng tâm, trọng điểm, đảm bảo tiến độ, chất lượng các dự án đầu tư. Theo đó, cần tranh thủ hiệu quả các cơ hội đầu tư tốt; triển khai nhanh nhất các bước thủ tục trong tất cả các khâu đầu tư dự án/công trình, hạng mục công việc theo quy định. Sử dụng tối đa các nguồn lực của các đơn vị trong Tập đoàn trong quá trình thực hiện đầu tư dự án/công trình; kiểm soát chặt chẽ tiến độ, chi phí, chất lượng các dự án/công trình. Chỉ triển khai các dự án trong quy hoạch, kế hoạch được cấp có thẩm quyền phê duyệt; thường xuyên rà soát, đánh giá để có giải pháp kịp thời, cắt giảm, tạm ngừng các hạng mục công trình/dự án không thu xếp được nguồn vốn…

Nâng cao chất lượng công tác dự báo, nghiên cứu thị trường, lập và thẩm định dự án, công tác khảo sát, thiết kế, giải pháp thi công để phấn đấu tiết kiệm tối đa chi phí đầu tư của các dự án/công trình. Đẩy mạnh công tác quyết toán vốn đầu tư, các dự án đã hoàn thành theo đúng quy định. Tổ chức đánh giá, định lượng cụ thể về tiết kiệm do việc đầu tư đúng tiến độ và vượt tiến độ; đồng thời đánh giá mức độ thiệt hại, lãng phí do việc bỏ lỡ cơ hội đầu tư, chậm tiến độ, chất lượng công trình không đảm bảo gây ra, kiểm điểm rõ trách nhiệm và có biện pháp xử lý kịp thời. Tổ chức đánh giá lại hiệu quả đầu tư tất cả các dự án/công trình khi hoàn thành đưa vào vận hành.

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Nghiên cứu xác định nồng độ bromide và iodide trong nước vỉa dầu khí bằng phương pháp phân tích trắc quang

20. Đặc điểm địa hóa của than và sét than trong trầm tích Oligocene khu vực Lô 06, 07, 12 bể Nam Côn Sơn

30. Xác định loại vật liệu hữu cơ ban đầu và độ trưởng thành dầu bể Cửu Long dựa vào chỉ số heptane và iso heptane

HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

35. Nghiên cứu phát triển phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn nhằm giả lập xúc tác cracking cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

43. Nghiên cứu quá trình hấp phụ các chất hoạt động bề mặt anion trên bề mặt đất đá vỉa mỏ Bạch Hổ

KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

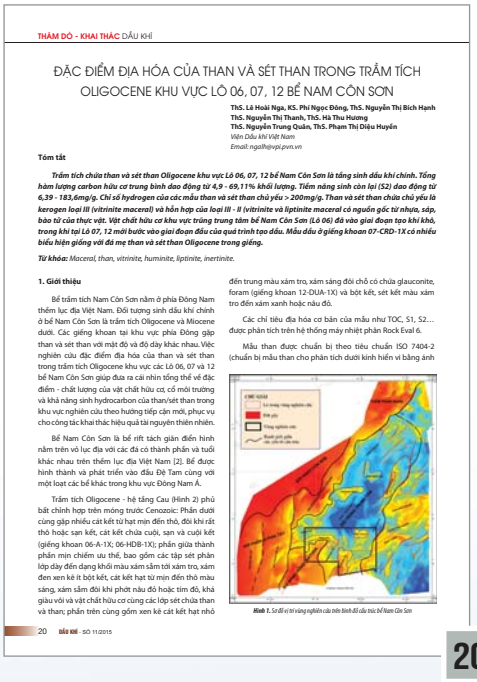
51. Định hướng về cơ chế chính sách cho việc phát triển các mỏ dầu cận biên ở Việt Nam

NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

56. Bàn về đổi mới sáng tạo trong doanh nghiệp



CONTENTS



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA CỦA THAN VÀ SÉT THAN TRONG TRẦM TÍCH OLIGOCENE KHU VỰC LÔ 06, 07, 12 BỂ NAM CÔN SƠN

ThS. Lê Hoài Nga, KS. Phí Ngọc Đông, ThS. Nguyễn Thị Bích Hạnh
ThS. Nguyễn Thị Thanh, ThS. Hà Thu Hương
ThS. Nguyễn Trung Quân, ThS. Phạm Thị Diệu Huyền
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: ngalh@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trầm tích chứa than và sét than Oligocene khu vực Lô 06, 07, 12 bể Nam Côn Sơn là tầng sinh dầu khí chính. Tổng hàm lượng carbon hữu cơ trung bình dao động từ 4,9 - 69,11% khối lượng. Tiềm năng sinh còn lại (S2) dao động từ 6,39 - 183,6mg/g. Chỉ số hydrogen của các mẫu than và sét than chứa chủ yếu > 200mg/g. Than và sét than chứa chủ yếu là kerogen loại III (vitrinite maceral) và hỗn hợp của loại III - II (vitrinite và liptinite maceral có nguồn gốc từ nhựa, sáp, bào tử của thực vật. Vật chất hữu cơ khu vực trũng trung tâm bể Nam Côn Sơn (Lô 06) đã vào giai đoạn tạo khí khô, trong khi tại Lô 07, 12 mới bước vào giai đoạn đầu của quá trình tạo dầu. Mẫu dầu ở giếng khoan 07-CRD-1X có nhiều biểu hiện giống với đá mẹ than và sét than Oligocene trong giếng.

Từ khóa: *Maceral, than, vitrinite, huminite, liptinite, inertinite.*

1. Giới thiệu

Bể trầm tích Nam Côn Sơn nằm ở phía Đông Nam thềm lục địa Việt Nam. Đối tượng sinh dầu khí chính ở bể Nam Côn Sơn là trầm tích Oligocene và Miocene dưới. Các giếng khoan tại khu vực phía Đông gặp than và sét than với mật độ và độ dày khác nhau. Việc nghiên cứu đặc điểm địa hóa của than và sét than trong trầm tích Oligocene khu vực các Lô 06, 07 và 12 bể Nam Côn Sơn giúp đưa ra cái nhìn tổng thể về đặc điểm - chất lượng của vật chất hữu cơ, cổ môi trường và khả năng sinh hydrocarbon của than/sét than trong khu vực nghiên cứu theo hướng tiếp cận mới, phục vụ cho công tác khai thác hiệu quả tài nguyên thiên nhiên.

Bể Nam Côn Sơn là bể rift tách giãn điển hình nằm trên vỏ lục địa với các đá có thành phần và tuổi khác nhau trên thềm lục địa Việt Nam [2]. Bể được hình thành và phát triển vào đầu Đệ Tam cùng với một loạt các bể khác trong khu vực Đông Nam Á.

Trầm tích Oligocene - hệ tầng Cau (Hình 2) phủ bất chỉnh hợp trên móng trước Cenozoic: Phần dưới cùng gặp nhiều cát kết từ hạt mịn đến thô, đôi khi rất thô hoặc sạn kết, cát kết chứa cuội, sạn và cuội kết (giếng khoan 06-A-1X; 06-HDB-1X); phần giữa thành phần mịn chiếm ưu thế, bao gồm các tập sét phân lớp dày đến dạng khối màu xám sẫm tới xám trọ, xám đen xen kẽ ít bột kết, cát kết hạt từ mịn đến thô màu sáng, xám sẫm đôi khi phớt nâu đỏ hoặc tím đỏ, khá giàu vôi và vật chất hữu cơ cùng các lớp sét chứa than và than; phần trên cùng gồm xen kẽ cát kết hạt nhỏ đến trung màu xám trọ, xám sáng đôi chỗ có chứa glauconite, foram (giếng khoan 12-DUA-1X) và bột kết, sét kết màu xám trọ đến xám xanh hoặc nâu đỏ.

Các chỉ tiêu địa hóa cơ bản của mẫu như TOC, S1, S2... được phân tích trên hệ thống máy nhiệt phân Rock Eval 6.

Mẫu than được chuẩn bị theo tiêu chuẩn ISO 7404-2 (chuẩn bị mẫu than cho phân tích dưới kính hiển vi bằng ánh

Hình 1. *Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu trên bình đồ cấu trúc bể Nam Côn Sơn*

20



DẦU KHÍ THẾ GIỚI

60. Lộ trình 100% năng lượng sạch và có khả năng tái tạo của Mỹ

FOCUS

Petrovietnam increases application of scientific and technical advances and new technologies 4

Remarkable scientific and technological works of Vietnam's oil and gas industry 7

Saving and efficient use of resources to be promoted 8

First million barrels of oil safely produced from Bir Seba field 10

BSR meets production target 50 days in advance 12

SCIENTIFIC RESEARCH

Determination of bromide and iodide in formation water by spectrophotometric method 14

Geochemical characteristics of Oligocene coal and coaly mudstones in Blocks 06, 07 and 12, Nam Con Son basin 20

Determination of organic matter and thermal maturity of Cuu Long basin's oil based on heptane and isoheptane values 30

Developing a catalyst deactivation method by cyclic metal deposition protocol (CMD) for simulating equilibrium fluid cracking catalyst in Dung Quat refinery 35

Study on the static and dynamic adsorption of anionic surfactants onto the sandstone of Bach Ho oil field 43

Proposing incentive policies and regulatory framework for the development of marginal fields in Vietnam 51

Discussion on innovation in enterprises 56

NEWS

DPM Nguyen Xuan Phuc visits Ca Mau Fertilizer Plant 69

Production output of Te Giac Trang field exceeds 40 thousand barrels/day 70

Launch of RC9 wellhead platform 71

PVFCCo receives ASEAN Corporate Governance Award 73

Potential for co-operation in LNG export and import 73

Shaping the future of Southeast Asia's energy system 74

Cuba has tapped only 5% of its hydrocarbon reserves 75

PETROVIETNAM TĂNG CƯỜNG ÁP DỤNG KHOA HỌC KỸ THUẬT TIÊN TIẾN VÀ CÔNG NGHỆ MỚI

Tại Lễ khai mạc Hội nghị và Triển lãm với chủ đề "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển", Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải nhấn mạnh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cần tăng cường áp dụng khoa học kỹ thuật tiên tiến và công nghệ mới vào sản xuất kinh doanh và coi đó là một trong những giải pháp hiệu quả, bền vững nhằm cắt giảm chi phí sản xuất, nâng cao năng suất lao động, hạ giá thành sản phẩm, dịch vụ và sử dụng hiệu quả các nguồn lực hiện có. Đồng thời, Tập đoàn cần sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ một cách hiệu quả, triển khai các đề tài nghiên cứu khoa học, cải tiến kỹ thuật, đổi mới và hiện đại hóa công nghệ trong lĩnh vực sản xuất kinh doanh.



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và các đại biểu cắt băng khai mạc Hội nghị và Triển lãm "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển". Ảnh: PVN

Theo Quyền Chủ tịch HĐTV, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, sau 40 năm đồng hành cùng đất nước từ chỗ cơ sở vật chất thiếu thốn, thiếu kinh nghiệm và nguồn lực, đến nay Tập đoàn đã từng bước trưởng thành, đủ năng lực triển khai hoạt động dầu khí rộng khắp toàn thềm lục địa Việt Nam và từng bước mở rộng ra nước ngoài, sản xuất kinh doanh không ngừng phát triển, từng bước khẳng định vai trò, vị trí đầu tàu trong nền kinh tế đất nước.

Những thành tựu nổi bật nhất làm nên thương hiệu Dầu khí Việt Nam là Tập đoàn đã xây dựng được ngành công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ dầu khí chất lượng cao, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực của đất nước. Các hoạt động sản xuất kinh doanh đạt hiệu quả cao, đóng góp to lớn cho ngân sách, tăng trưởng GDP và phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Tập đoàn tiên phong trong hợp tác, hội nhập quốc tế và mở rộng đầu tư ra nước ngoài; xây dựng được đội ngũ những người làm dầu khí hùng hậu, có trình độ cao, từng bước làm chủ các hoạt động dầu khí ở trong và ngoài nước. Tập đoàn tích cực phát huy và thực hiện hiệu quả vai trò đầu tàu kinh tế của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ; tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển Đông; đóng góp thiết thực vào công tác an sinh xã hội.

Quyền Chủ tịch HĐTV, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho rằng, để đạt được những thành tựu này, Tập đoàn đã chú trọng phát triển và nâng cao tiềm lực khoa học công nghệ, ứng dụng và chuyển giao công nghệ trong hoạt động sản xuất, chủ động áp dụng công nghệ mới nhằm giảm thiểu rủi ro, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, các công nghệ địa vật lý, công nghệ khoan, khai thác mới, hiện đại phù hợp với điều kiện thực tế. Khoa học công nghệ được xác định là một trong ba nhóm giải pháp đột phá, góp phần xây dựng Tập đoàn phát triển nhanh và bền vững trong những năm trước đây và những năm tiếp theo.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định trong giai đoạn



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và các đại biểu thăm gian trưng bày của các đơn vị thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tại Triển lãm "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển". Ảnh: Lê Khoa

tới sẽ tập trung phát triển tiềm lực khoa học công nghệ, áp dụng công nghệ mới, đổi mới, sáng tạo công nghệ trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi. Trong đó, trọng tâm là các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu, phát triển các mỏ nhỏ, cận biên, hoàn thiện công nghệ khai thác để đảm bảo khai thác hiệu quả và kiềm chế đà suy giảm sản lượng của các mỏ hiện có, nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh.

Phát biểu tại Lễ khai mạc Hội nghị và Triển lãm với chủ đề "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển", Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá với nội dung thảo luận đa dạng, chuyên sâu của các lãnh đạo, chuyên gia đầu ngành trình bày về các vấn đề nóng bỏng nhất hiện nay trong lĩnh vực dầu khí, Hội nghị mang lại cái nhìn sâu sắc, kịp thời đánh giá tình hình thị trường, dự báo xu thế phát triển của khoa học và công nghệ dầu khí cũng như tình hình phát triển thị trường trong nước và quốc tế. Từ đó, đánh giá được điểm mạnh cần phát huy, đưa ra giải pháp để giải quyết các thách thức, đưa Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam phát triển nhanh, mạnh và bền vững hơn nữa. Phó Thủ tướng cho rằng với sự tham gia tích cực của các tập đoàn/công ty dầu khí lớn, Hội nghị đã khẳng định tầm ảnh hưởng, uy tín của Ngành Dầu khí Việt Nam trong khu vực và trên thế giới; đồng thời mở ra nhiều triển vọng và cơ hội hợp tác mới.

Về các nhiệm vụ trọng tâm trong thời gian tới, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu Tập đoàn phối hợp với các đối tác để áp dụng khoa học kỹ thuật tiên tiến và công nghệ mới vào sản xuất kinh doanh và coi đó là một trong những giải pháp hiệu quả, bền vững nhằm cắt giảm chi phí sản xuất, nâng cao năng suất lao động, hạ giá thành sản phẩm, dịch vụ và sử dụng hiệu quả các nguồn lực hiện có. Đồng thời, Tập đoàn cần sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ một cách hiệu quả, triển khai các đề tài nghiên cứu khoa học, cải tiến kỹ thuật, đổi mới và hiện đại hóa công nghệ trong lĩnh vực sản xuất kinh doanh. Chú trọng công tác bồi dưỡng và đào tạo đội ngũ cán bộ để thực hiện công tác khoa học công nghệ, có thể đảm nhiệm, chủ trì dự án công nghệ phức tạp và có quy mô lớn.



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

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đề nghị Tập đoàn tiếp tục duy trì, mở rộng hợp tác quốc tế trong nghiên cứu đào tạo, hợp tác với các công ty dầu khí trong và ngoài nước, với các tổ chức quốc tế song phương và đa phương, phấn đấu trong giai đoạn 2016 - 2020, đến năm 2025 có những sáng tạo công nghệ mang tính đột phá, tạo ra những sản phẩm có hàm lượng khoa học công nghệ gắn với thương hiệu Petrovietnam và tiến tới xuất khẩu công nghệ ra nước ngoài.

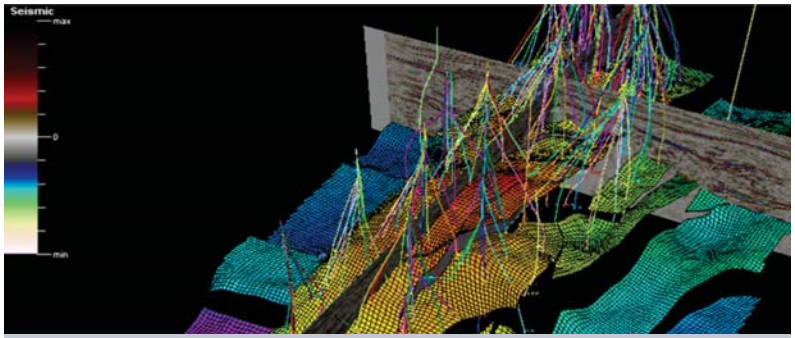
Tại Hội nghị và Triển lãm với chủ đề "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển", trên 80 doanh nghiệp dầu khí trong nước và quốc tế đã giới thiệu và quảng bá các thành tựu khoa học, công nghệ mới nhất trong lĩnh vực dầu khí; trao đổi kinh nghiệm, mở rộng quan hệ hợp tác, tìm kiếm cơ hội đầu tư và thúc đẩy chuyển giao công nghệ.

Trong Phiên toàn thể, các nhà khoa học trong và ngoài nước đã tập trung thảo luận 2 nội dung "Sự phát triển bền vững của Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam" và "Xu hướng đổi mới và công nghệ mới cho ngành công nghiệp dầu khí trong tương lai". Đồng thời, Hội nghị thảo luận các chuyên đề: Giải mã nguồn tài nguyên dầu khí từ vùng nước sâu; Thách thức trong công tác phát triển mỏ; Tiềm năng và phát triển tài nguyên dầu khí phi truyền thống; Nâng cao hiệu quả các nhà máy lọc hóa dầu; Chế biến sâu khí tự nhiên; Công nghiệp khí: từ tiềm năng đến hiện thực; Quản trị doanh nghiệp và danh mục đầu tư…

Lê Khoa

CÔNG TRÌNH KHOA HỌC CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ TIÊU BIỂU

Hội nghị và Triển lãm với chủ đề "Petrovietnam - 40 năm hội nhập và phát triển" là dịp để nhìn lại những thành tựu nổi bật của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong quá trình xây dựng và phát triển, đặc biệt là những thành tựu về khoa học công nghệ, từ đó tìm ra những giải pháp mới trong việc áp dụng khoa học kỹ thuật tiên tiến trong thời gian tới.



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

Thành tựu khoa học công nghệ quan trọng nhất của Petrovietnam trong 40 năm xây dựng và phát triển là 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", đã được trao tặng giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học công nghệ. Cụm công trình này mang ý nghĩa to lớn, không những tạo ra bước ngoặt trong sự phát triển của Tập đoàn mà còn thay đổi quan điểm truyền thống về đối tượng thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam, góp phần quan trọng vào sự phát triển khoa học công nghệ dầu khí thế giới và mang lại giá trị kinh tế lớn, khai thác tối ưu và có hiệu quả gần 220 triệu tấn dầu (tương đương 80% tổng sản lượng dầu khai thác đến ngày nay) và thu gom trên 26 tỷ m^3 khí, gần 8 triệu tấn LPG và condensate với tổng doanh thu khai thác từ tầng móng trên 7 tỷ USD.

ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG DẦU KHÍ TRÊN VÙNG BIỂN VÀ THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện, có nhiều đóng góp mới, quan trọng cho khoa học địa chất dầu khí. Lần đầu tiên ranh giới giữa các bể trầm tích Cenozoic (Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu - Phú Quốc, Trường Sa - Tư Chính - Vũng Mây) được xác định trên cơ sở xử lý, minh giải một khối lượng lớn tài liệu, số liệu khảo sát địa chất - địa vật lý, có đủ các luận cứ khoa học và độ tin cậy cần thiết nhằm định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền Quốc gia. Dự án đã cung cấp các dữ liệu phục vụ việc hoạch định chính sách và xây dựng chiến lược tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; đề xuất các giải pháp quản lý và khai thác hợp lý tài nguyên môi trường biển của Việt Nam một cách khoa học, hiệu quả; đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế bền vững, góp phần bảo vệ chủ quyền Quốc gia và an ninh quốc phòng.

CÔNG NGHỆ THU GOM, XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU THÔ TRONG ĐIỀU KIỆN ĐẶC THÙ CỦA CÁC MỎ VIETSOVPETRO VÀ CÁC MỎ KẾT NỐI TRÊN THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Đồng hành với sự phát triển của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trong hơn 30 năm hoạt động là quá trình nghiên cứu, phát triển công nghệ và hoàn thiện liên tục hệ thống thu gom, xử lý, vận chuyển dầu ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ lân cận. Từ kết quả nghiên cứu của công trình "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Vietsovpetro và các mỏ kết nối tại thềm lục địa Nam Việt Nam", Vietsovpetro đã phát triển sáng tạo công nghệ xử lý vận chuyển dầu đạt hiệu quả kinh tế cao, chi phí thấp, phù hợp với điều kiện thực tế. Công nghệ này bao gồm tổ hợp các giải pháp như: Gia nhiệt kết hợp với hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc; Sử dụng condensate để tăng độ linh động của chất lưu; Công nghệ tách khí sơ bộ để vận chuyển dầu bão hòa khí giảm xung động và áp suất trong đường ống; Công nghệ tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý dầu bằng hóa phẩm.

MỘT SỐ CÔNG TRÌNH KHOA HỌC CÔNG NGHỆ TIÊU BIỂU KHÁC:

- *Quy hoạch, phát triển tổng thể các mỏ bể Cửu Long;*
- *Thăm dò, phát triển và khai thác hiệu quả mỏ khí - condensate áp suất cao, nhiệt độ cao khu vực nước sâu xa bờ;*
- *Thiết kế và chế tạo máy tách khí dung tích không đổi;*
- *Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét Glytrol;*
- *Nghiên cứu, chế tạo cung cấp các cụm thiết bị và đổi mới công nghệ thi công giàn đầu giếng;*
- *Nghiên cứu phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng độ nước sâu trên 100m nước với điều kiện ở Việt Nam;*
- *Nghiên cứu thiết kế chi tiết và công nghệ chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam.*

TĂNG CƯỜNG TIẾT KIỆM VÀ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ CÁC NGUỒN LỰC

Để đối phó với các thách thức trong thời gian tới do giá dầu giảm sâu, kéo dài, khó có dấu hiệu phục hồi nhanh do dư thừa nguồn cung, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã và đang tập trung thực hiện Nghị quyết số 13-NQ/ĐU tăng cường tiết kiệm, sử dụng hiệu quả các nguồn lực nhằm củng cố tiềm lực để Tập đoàn phát triển bền vững, nâng cao năng lực cạnh tranh, đảm bảo thực hiện thắng lợi mục tiêu Chiến lược phát triển đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035.



Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã và đang tập trung thực hiện Nghị quyết số 13-NQ/ĐU tăng cường tiết kiệm, sử dụng hiệu quả các nguồn lực. Ảnh: CTV

Hoàn thiện hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật, quy trình sản xuất

Tập đoàn yêu cầu các đơn vị tổ chức rà soát để hoàn thiện, bổ sung hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật, làm cơ sở xây dựng, kiểm soát và thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh, đầu tư; làm căn cứ đánh giá, xác định các chỉ tiêu chống lãng phí, đảm bảo phù hợp với yêu cầu thực tế, sự tiến bộ của khoa học, công nghệ, cũng như khả năng cân đối các nguồn lực của từng đơn vị; rà soát hoàn chỉnh các quy trình kỹ thuật trong sản xuất kinh doanh để hạn chế lãng phí do sản xuất lỗi hay lỗi khuyết tật, sản xuất dư thừa; lãng phí về thời gian vận chuyển; lãng phí do tồn kho; lãng phí do thao tác thừa…

Quản lý và sử dụng hiệu quả tài sản, vật tư, thiết bị. Phân loại và xác định các vật tư thiết bị tồn đọng không hoặc chưa có nhu cầu sử dụng để có kế hoạch điều phối, chuyển nhượng giữa các đơn vị nhằm sử dụng có hiệu quả nguồn lực chung trong Tập đoàn, tránh tình trạng nơi thừa, nơi thiếu, gây lãng phí. Công khai, minh bạch việc sử dụng các nguồn lực. Phát động các phong trào thi đua tăng năng suất lao động, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, giảm giá thành sản phẩm, dịch vụ và chi phí đầu tư các công trình, dự án đầu tư.

Đảm bảo tiến độ, chất lượng các dự án đầu tư

Tập đoàn yêu cầu các đơn vị đầu tư theo trọng tâm, trọng điểm, đảm bảo tiến độ, chất lượng các dự án đầu tư. Theo đó, cần tranh thủ hiệu quả các cơ hội đầu tư tốt; triển khai nhanh nhất các bước thủ tục trong tất cả các khâu đầu tư dự án/công trình, hạng mục công việc theo quy định. Sử dụng tối đa các nguồn lực của các đơn vị trong Tập đoàn trong quá trình thực hiện đầu tư dự án/công trình; kiểm soát chặt chẽ tiến độ, chi phí, chất lượng các dự án/công trình. Chỉ triển khai các dự án trong quy hoạch, kế hoạch được cấp có thẩm quyền phê duyệt; thường xuyên rà soát, đánh giá để có giải pháp kịp thời, cắt giảm, tạm ngừng các hạng mục công trình/dự án không thu xếp được nguồn vốn…

Nâng cao chất lượng công tác dự báo, nghiên cứu thị trường, lập và thẩm định dự án, công tác khảo sát, thiết kế, giải pháp thi công để phấn đấu tiết kiệm tối đa chi phí đầu tư của các dự án/công trình. Đẩy mạnh công tác quyết toán vốn đầu tư, các dự án đã hoàn thành theo đúng quy định. Tổ chức đánh giá, định lượng cụ thể về tiết kiệm do việc đầu tư đúng tiến độ và vượt tiến độ; đồng thời đánh giá mức độ thiệt hại, lãng phí do việc bỏ lỡ cơ hội đầu tư, chậm tiến độ, chất lượng công trình không đảm bảo gây ra, kiểm điểm rõ trách nhiệm và có biện pháp xử lý kịp thời. Tổ chức đánh giá lại hiệu quả đầu tư tất cả các dự án/công trình khi hoàn thành đầu tư đưa vào vận hành.

Sử dụng hiệu quả nguồn vốn, quản lý chặt chẽ chi phí

Các đơn vị trong toàn Tập đoàn tập trung hoàn thành kế hoạch tái cơ cấu và cổ phần hóa doanh nghiệp theo Đề án được phê duyệt để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và đầu tư, giảm cạnh tranh nội bộ, tạo nguồn lực mạnh cho sự phát triển của Tập đoàn. Cân đối đủ nhu cầu nguồn vốn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển; rà soát lại các khoản vay ngoại tệ, nhu cầu ngoại tệ để có các giải pháp lựa chọn, hoán đổi, sử dụng loại ngoại tệ ít chịu biến động của tỷ giá.

Tập đoàn yêu cầu các đơn vị triệt để tiết kiệm các khoản chi phí đầu vào để hạ giá thành sản phẩm; rà soát lại các quy định, quy chế chi tiêu nội bộ của đơn vị đang áp dụng, trên cơ sở đó tiến hành sửa đổi, bổ sung những điểm chưa phù hợp để tăng cường kiểm soát chi phí, ngăn chặn kịp thời các khoản chi không đúng mục đích, chưa thật sự cần thiết, gây lãng phí. Đồng thời, củng cố công tác dự báo rủi ro để kịp thời nhận diện những tình huống có thể gây rủi ro cho đơn vị, từ đó có các giải pháp, nhiệm vụ nhanh chóng, để đảm bảo an toàn và ổn định trong các quá trình hoạt động sản xuất kinh doanh, đầu tư.

Nâng cao chất lượng và sử dụng có hiệu quả nguồn nhân lực

Các đơn vị rà soát mô hình tổ chức, quản lý, định biên lao động theo hướng tinh nhuệ, gọn nhẹ, chuyên nghiệp; khuyến khích thu hút nguồn lao động chất lượng cao, đáp ứng yêu cầu phát triển của đơn vị, bố trí đúng người đúng việc. Rà soát, chuẩn hóa lại tiêu chuẩn chức danh; xây dựng kế hoạch và tổ chức đào tạo thường xuyên để cập nhật kịp thời kiến thức mới, khoa học kỹ thuật mới cho đội ngũ cán bộ quản lý và người lao động. Đẩy mạnh phong trào "lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến", áp dụng hiệu quả chương trình đánh giá kết quả thực hiện công việc (KPI) hằng quý, hằng năm.

Chấn chỉnh, kiểm soát giờ giấc làm việc, xử lý công việc khoa học, hợp lý, khuyến khích người lao động tăng năng suất lao động bằng quy chế lương/thưởng; xử lý nghiêm các trường hợp vi phạm kỷ luật lao động.

Trong thời gian qua, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam luôn chú trọng thực hiện công tác thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, sử dụng hiệu quả các nguồn lực thông qua việc tiết giảm chi phí quản lý, tối ưu hóa sản xuất, tăng cường áp dụng khoa học công nghệ mới, hạ giá thành sản phẩm, nâng cao sức cạnh tranh… Tổng số sáng kiến cải tiến kỹ thuật cấp đơn vị trực thuộc có 1.482 sáng kiến đã làm lợi 5.426 triệu USD và 3.626 tỷ đồng; cấp Tập đoàn có 30 sáng kiến đã làm lợi 23,95 triệu USD và 2.532 tỷ đồng.

Chỉ tính riêng 9 tháng đầu năm 2015, các đơn vị trong toàn Tập đoàn đã chủ động rà soát tiết giảm chi phí ứng phó với diễn biến giá dầu suy giảm 60,4 nghìn tỷ đồng. Trong đó, tiết giảm chi phí quản lý 544 tỷ đồng; giảm giá dịch vụ 5,95 nghìn tỷ đồng và cơ cấu lại nhiệm vụ 53,9 nghìn tỷ đồng. Khối các đơn vị thăm dò khai thác dầu khí (Vietsovpetro và PVEP, Biển Đông POC) tiết giảm trên 15,65 nghìn tỷ đồng. Khối các đơn vị sản xuất (PV Power, PVFCCo, PVCFC, BSR) tiết giảm 43,98 nghìn tỷ đồng. Khối các đơn vị dịch vụ tiết giảm 755 tỷ đồng. Kết quả công tác rà soát, tiết giảm chi phí có tác động đến việc hạ giá thành sản xuất các sản phẩm chủ yếu của Tập đoàn: dầu thô (giảm 24%), khí (giảm 9,6%), điện (giảm 18,7%), đạm (giảm 8,4%), xăng dầu (giảm 39,5%)…

Ngọc Linh



Phong trào "Lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến" được đẩy mạnh trong toàn Tập đoàn. Ảnh: PV GAS



KHAI THÁC AN TOÀN 1 TRIỆU THÙNG DẦU ĐẦU TIÊN TỪ MỎ BIR SEBA

Sau 85 ngày khai thác dòng dầu đầu tiên và vận hành thử hệ thống khai thác, mỏ Bir Seba (Lô 433a & 416b, Algeria) đã đạt mốc khai thác 1 triệu thùng dầu. Vượt qua mọi khó khăn, thử thách và sự khắc nghiệt của thời tiết tại sa mạc Sahara, việc đảm bảo khai thác an toàn từ mỏ Bir Seba thể hiện bản lĩnh, trí tuệ của những người đi tìm lửa.

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết đã khai thác an toàn 1 triệu thùng dầu thô đầu tiên từ sa mạc Sahara vào 19 giờ ngày 4/11/2015 (giờ Algeria). Dự án thăm dò khai thác dầu khí Lô 433a & 416b - Algeria với sự tham gia của PVEP (40%), PTTEP Algeria Ltd. (35%), Sonatrach (25%), do Công ty Liên doanh Điều hành chung Groupement Bir Seba (GBRS) điều hành trong giai đoạn phát triển khai thác. Đây là dự án đầu tiên của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam/ PVEP triển khai tại nước ngoài từ khâu tham gia đấu thầu quốc tế đến khâu thăm dò, do PVEP trực tiếp điều hành trong giai đoạn thăm dò thẩm lượng.

Kết quả khoan phát triển trong giai đoạn 1 của Dự án cho thấy các giếng khoan có kết quả tốt hơn dự kiến (ngoại trừ giếng BRS-11). Mỏ Bir Seba được mở rộng về phía Tây Bắc, cho trữ lượng cao hơn 53% so với



Ngọn lửa của dự án Bir Seba rực cháy trên sa mạc Sahara. Ảnh: PVEP

Kế hoạch Phát triển mỏ được phê duyệt (FDR). Vào 10 giờ 45 phút ngày 12/8/2015, Hệ thống xử lý trung tâm (CPF) Dự án phát triển khai thác mỏ Bir Seba đã tiếp nhận dòng dầu đầu tiên sau 12 năm triển khai công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí.

Trong thời gian qua, GBRS đã tiếp tục thực hiện căn chỉnh hệ thống, đảm bảo mục tiêu duy trì sản lượng khai thác ổn định đạt công suất thiết kế ở mức 20.000 thùng dầu/ngày trong Quý IV/2015. Dầu thương phẩm của mỏ Bir Seba được bơm xuất, chuyển về trung tâm lưu trữ và vận chuyển dầu Haoud El Hamra (HEH), cách mỏ Bir Seba khoảng 130km và ngày 10/9/2015 đã chính thức xuất dầu của mỏ từ HEH vào đường ống quốc gia của Algeria để vận chuyển về các cảng Arzew, Bejaia, Skikda cho bên nước ngoài trong liên doanh gồm: PVEP và PTTEP. Dự kiến, PVEP sẽ xuất bán chuyến dầu đầu tiên vào ngày 24/12/2015 với khối lượng 250.000 thùng.

Bên cạnh việc phối hợp với nhà thầu JGC (Nhật Bản) để hoàn thiện các hệ thống của hợp đồng EPC-1 để đảm bảo công suất thiết kế, Nhà điều hành GBRS đang tích cực triển khai các công việc liên quan của hợp đồng EPC-2 và EPC-3 cũng như chuẩn bị cho giai đoạn 2 của Dự án.

Với việc cán mốc khai thác 1 triệu thùng dầu lần này, hệ thống tổ hợp thiết bị khai thác cũng đã vượt qua các yêu cầu trong thời gian chạy thử liên tục 96 giờ. Thành công bước đầu của Dự án Lô 433a & 416b là thành quả của sự hợp tác kiên trì và lâu dài giữa các doanh nghiệp Việt Nam - Algeria, đóng góp thiết thực vào việc tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và hợp tác tốt đẹp giữa hai nước, tạo động lực để hai bên tiếp tục mở rộng hợp tác nhiều lĩnh vực mới.

Mạnh Hòa



BSR VỀ ĐÍCH SỚM CHỈ TIÊU SẢN LƯỢNG SẢN XUẤT TRƯỚC 50 NGÀY

Vào 19 giờ 30 phút ngày 11/11/2015, đồng hồ đo sản lượng chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã đạt mốc 5,86 triệu tấn sản phẩm, đánh dấu sự kiện Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã "về đích sớm" chỉ tiêu sản lượng sản xuất trước 50 ngày. Song song với việc đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, BSR đang tích cực triển khai công tác cổ phần hóa, nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các giải pháp tối ưu hóa, nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp.

Sản lượng xăng dầu năm 2015 ước đạt 6,8 triệu tấn

Mặc dù phải đối diện với thách thức trong năm 2015 sự biến động của giá dầu thô, chính sách thuế xuất nhập khẩu, chênh lệch tỷ giá ngoại tệ... nhưng BSR đã nỗ lực vượt qua khó khăn, vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn và ổn định ở 103 - 107% công suất thiết kế. Vào 19 giờ 30 phút ngày 11/11/2015, sản lượng chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã đạt mốc 5,86 triệu tấn sản phẩm, đánh dấu sự kiện BSR đã "về đích sớm" chỉ tiêu sản lượng sản xuất năm 2015 trước 50 ngày. Trong 11 tháng đầu năm 2015, BSR ước đạt doanh thu 88,25 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 19,5 nghìn tỷ đồng, nhập khoảng 86 chuyến dầu thô và đạt trên 5 triệu giờ làm việc an toàn. Dự kiến năm 2015, BSR sẽ sản xuất 6,8 triệu tấn xăng dầu các loại, vượt 16,1% kế hoạch năm.

Nhiệm vụ trọng tâm của BSR trong cuối năm 2015 và trong năm 2016 là tiếp tục tổ chức quản lý vận



hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, hiệu quả ở công suất thiết kế; tiếp tục áp dụng những giải pháp đồng bộ, xây dựng các kịch bản cụ thể để chủ động đối phó và khắc phục khó khăn do sự biến động của giá dầu thô; tối ưu hóa chi phí sản xuất; triển khai công tác cổ phần hóa; đẩy nhanh tiến độ thực hiện Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Liên quan đến Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, BSR/DQRE đang tích cực thực hiện các hạng mục, gói thầu theo tiến độ tổng thể đã được phê duyệt. Trong năm 2015, BSR đã ký 2 gói thầu quan trọng là Hợp đồng tư vấn thiết kế tổng thể (FEED) với Amec Foster Wheeler Energy Limited và Hợp đồng tư vấn giám sát (PC) giai đoạn thiết kế tổng thể (FEED) với Liên danh Quad Personnel Consultants. Mới đây, BSR/Ban Quản lý Dự án (DQRE) đã tổ chức họp khởi động (kick off meeting) Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với Amec Foster Wheeler Energy Limited. Hai bên đã tập trung thảo luận, thống nhất các mục tiêu chính của dự án; phương thức triển khai tối ưu hóa cấu hình và công suất Nhà máy; chiến lược hợp đồng cho giai đoạn lựa chọn nhà bản quyền công nghệ; kế hoạch triển khai dự án; kế hoạch huy động nhân sự cho dự án; các vấn đề liên quan đến công tác quản lý dự án (quản lý chất lượng, quản lý rủi ro, quản lý tiến độ, quản lý tài liệu)...

Tăng cường công tác quản trị, nâng cao khả năng cạnh tranh

Trong giai đoạn 2015 - 2020, BSR tập trung mọi nguồn lực, triển khai đồng bộ các giải pháp để hoàn thành chỉ tiêu sản xuất kinh doanh và nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Trong đó, BSR chủ động xây dựng phương án vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định trong điều kiện cùng lúc triển khai dự án nâng cấp, mở rộng; đặc biệt giải quyết tốt các giao diện, kết nối giữa các hạng mục cũ và mới trong quá trình nâng cấp, mở rộng Nhà máy. Tiếp tục hoàn thiện mô hình và hệ thống quản lý, nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp hướng tới hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh cao và bền vững. Công ty tập trung xây dựng mô hình quản trị theo hướng chuyên nghiệp, hiện đại; nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp; hoàn thiện quy trình hệ thống phục vụ công tác quản trị điều hành, nâng cao khả năng dự báo, lập kế hoạch. Đẩy mạnh công tác khoa học công nghệ, cải thiện độ tin cậy vận hành thiết bị, giảm chi phí đầu vào; thực hành tiết kiệm, phát huy sáng kiến, giảm thiểu lượng hàng tồn kho, cải thiện tỷ lệ hao hụt dầu thô trong khâu vận chuyển.

Đồng thời, Công ty tiếp tục tối ưu hóa quy trình sản xuất, mở rộng và nâng công suất gắn liền với phát triển công nghệ để có thể chế biến các loại dầu chua nhập khẩu; thực hiện bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên đạt chất lượng cao, an toàn và đúng tiến độ; triển khai bảo dưỡng tổng thể lần thứ 3 (năm 2017) và lần thứ 4 (năm 2020) đảm bảo chỉ tiêu KPI; tiếp tục hoàn thiện các kỹ thuật chẩn đoán, bảo dưỡng sửa chữa tiên tiến, hiệu quả.

Theo quyết định số 2665/QĐ-DKVN ngày 6/11/2015 của Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, BSR sẽ được cổ phần hóa và thời điểm xác định giá trị doanh nghiệp được Tập đoàn quy định đến hết ngày 31/12/2015.

Từ khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đi vào hoạt động đến nay, BSR đã sản xuất 36,283 triệu tấn sản phẩm xăng dầu; đạt doanh thu trên 710 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 120,3 nghìn tỷ đồng. Con số này sẽ tiếp tục tăng sau khi BSR hoàn thành công tác cổ phần hóa và Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lên công suất 8,5 triệu tấn/năm.

Trần Minh

NGHIÊN CỨU XÁC ĐỊNH NỒNG ĐỘ BROMIDE VÀ IODIDE TRONG NƯỚC VỈA DẦU KHÍ BẰNG PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH TRẮC QUANG

ThS. Hoàng Nhật Hưng, KS. Phan Văn Thắng
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: hunghn@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Nghiên cứu tính chất của nước vỉa có thể đánh giá triển vọng của dầu cũng như nhận diện các vỉa dầu và vỉa nước. Trong số các ion thành phần của nước vỉa, bromide và iodide là hai nguyên tố quan trọng phản ánh môi trường, độ khoáng hóa cũng như mức độ khép kín của vỉa chứa. Nhóm tác giả tập trung nghiên cứu xác định nồng độ bromide và iodide trong nước vỉa bằng phương pháp phân tích trắc quang UV-Vis. Đây là phương pháp đã được đề cập trong bộ tiêu chuẩn "Các phương pháp phân tích tiêu chuẩn cho nước và nước thải" được sử dụng trên thế giới nhưng lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam trên đối tượng nước vỉa dầu khí. Phương pháp này cho giới hạn phát hiện thấp đến 0,1mg/L, độ tái lặp trên 10 mẫu đo cũng như độ lệch so với 10 mẫu gửi phân tích đối chứng bằng cả 2 phương pháp (phân tích đối chứng bằng phương pháp sắc kí ion đối với Br^- và chuẩn độ điện thế đối với ion I^-) đều nhỏ hơn 5%. Kết quả phân tích được kiểm chứng với đơn vị phân tích độc lập khác và qua đó cho phép ứng dụng rộng rãi trong phân tích nước vỉa dầu khí nói riêng và phân tích nước nói chung.

Từ khóa: *Nước vỉa, bromide, iodide, phương pháp trắc quang (UV-Vis).*

1. Nguồn gốc và ý nghĩa của bromide và iodide trong nước vỉa [1, 2]

Iodide và bromide là các nguyên tố giải phóng từ động thực vật trôi nổi và bám đáy ở vùng biển nóng và kín, khó tồn tại ở điều kiện nhiệt độ cao mà thường ở dưới dạng hợp chất với các nguyên tố khác trong đất.

Bromide thường được tìm thấy trong nước biển, rong biển và cỏ biển. Trong nước vỉa, bromide phản ánh mức độ khép kín của mỏ. Sau khi phân hủy vật liệu hữu cơ đặc biệt là rong tảo, cỏ biển, bromide tiếp tục tồn tại trong bùn ở giai đoạn tạo đá (diagenes) và sau đó tách ra khỏi bùn rồi hòa tan vào nước ngầm. Trong nước biển, bromide thường có giá trị khoảng 64mg/L.

Iodide thường được tìm thấy trong nước biển với nồng độ rất thấp (khoảng 0,05mg/L) chủ yếu do sự phân hủy từ vật liệu hữu cơ. Theo A.V.Cudelskii, iodide có nồng độ cao khi độ khoáng hóa của nước cao và tỷ lệ nghịch với nồng độ ion SO_4^{2-}. Iodide có nguồn gốc từ rong tảo, cỏ biển và thường đi kèm với các nguyên tố khác như: Al, Si, Mn, P, Br.

Quá trình tích lũy, bảo tồn iodide thường đi kèm với sự hình thành của dầu khí nên việc xuất hiện iodide có thể là dấu hiệu để nhận biết dầu khí. Iodide tồn tại trong sinh vật ở dạng iodine, sau khi phân hủy vật liệu hữu cơ tạo thành iodide được tích lũy trong nước, thường dưới dạng muối hay hỗn hợp với khoáng vật, ít khi ở trạng thái tự do. Bể Trầm tích càng dày thì càng có điều kiện tích lũy nhiều nồng độ iodide [1]. Ví dụ: bể có bề dày trầm tích < 4 - 5km thì iodide thường chỉ có giá trị rất thấp (2,9mg/L đến < 10mg/L). Nếu bề dày trầm tích lớn hơn 7km thì có khả năng giàu iodide.

2. Phương pháp trắc quang xác định nồng độ bromide và iodide trong nước vỉa

2.1. Phương pháp trắc quang với chỉ thị phenol đỏ nhằm xác định bromide [3]

Khi mẫu chứa ion Br^- được thêm dung dịch chloramine-T với sự có mặt của chỉ thị phenol đỏ, quá trình oxy hóa ion Br^- xảy ra ngay lập tức. Nếu khống chế pH của phản ứng trong khoảng 4,5 - 4,7 thì màu của phản ứng sẽ chuyển từ đỏ cam sang ánh tím tùy thuộc vào nồng độ ion Br^- trong dung dịch. Trong phương pháp này, nồng độ chloramine-T và thời gian phản ứng là hai yếu tố quan trọng giúp cho sự tạo màu và định lượng chính xác nồng độ ion Br^-.

2.2. Phương pháp trắc quang với chỉ thị leuco crystal violet nhằm xác định iodide [4]

Iodide (I^-) sẽ bị oxy hóa thành iodine (I_2) với tác nhân oxy hóa mạnh là $KHSO_5$. Iodine tạo thành sẽ phản ứng với thuốc thử không màu 4,4′,4″-methylidynetris (N,N-

dimethylaniline) (thuốc thử leuco crystal violet) để tạo thành hợp chất màu violet đặc trưng. Phương pháp cho hợp chất phức tạo thành có sắc độ màu ổn định và tuân theo định luật hấp thụ Bugar-Lambert-Beer trong khoảng nồng độ I^- tương đối lớn. Độ hấp thụ quang đo được phụ thuộc rất lớn vào giá trị pH của dung dịch đo và giá trị này phải được giữ ổn định từ 3,5 - 4,0 ở bước sóng 592nm. Việc điều chỉnh giá trị pH chính xác có ảnh hưởng lớn đến độ chính xác của phép đo, quyết định tính chính xác của phương pháp đo.

2.3. Ưu điểm, hạn chế

Phương pháp trắc quang xác định bromide sử dụng chỉ thị phenol đỏ hiện cũng được sử dụng khá phổ biến. Phương pháp cho giới hạn phát hiện thấp (khoảng 0,1mg/L, tương đương với phương pháp sắc ký ion - chi phí đầu tư trang thiết bị cao), thao tác chuẩn bị hóa chất tiền thí nghiệm cũng như các bước thí nghiệm được thực hiện đơn giản; giá thành thiết bị phân tích trắc quang tương đối thấp, có thể sử dụng thiết bị để phân tích nhiều thành phần khác nhau trong nước (anion, cation, phức chất...). Tuy nhiên, phương pháp này có hạn chế nhất định: sự ảnh hưởng lớn từ màu dung dịch gốc và yếu tố pha loãng mẫu...

Phương pháp trắc quang xác định iodide với chỉ thị leuco crystal violet có tính ứng dụng cao với ưu điểm: chi phí đầu tư thiết bị thấp, thao tác chuẩn bị hóa chất và thực hiện thí nghiệm tương đối đơn giản. Tuy nhiên, phương pháp này cũng có hạn chế nhất định như: độ nhạy phát hiện không cao bằng các phương pháp điện thế, khử xúc tác…; yếu tố pha loãng mẫu và màu sắc của dung dịch gốc ban đầu cũng ảnh hưởng lớn đến quá trình phát triển màu khi thêm thuốc thử, từ đó ảnh hưởng đến độ chính xác của phép đo. Đây cũng chính là nguyên nhân dẫn đến việc một số mẫu nước vỉa có màu cường độ mạnh có thể sẽ không thể phân tích được bằng phương pháp này.

3. Thực nghiệm

3.1. Dụng cụ, thiết bị

- Máy trắc quang UV-Vis Cary 50, dùng đo ở bước sóng 590nm và 592nm (Hình 1).

Bảng 1. *So sánh các phương pháp xác định nồng độ bromide*

Phương pháp / Tiêu chí	So màu dùng chỉ thị phenol đỏ	ISE (điện cực chọn lọc ion)	IC (sắc ký ion)
Khoảng xác định	Thấp nhất là 0,1mg/L	0,08 - 0,8mg/L	0,1mg/L
Khả năng xác định các dạng Bromide	Br^-	Br^-	Br^-
Tác nhân cản trở	- Màu dung dịch gốc - Pha loãng mẫu	- Ion Ag^+, S^{2-}, CN^-, I^- và Cl^- trong dung dịch	- Các anion có cùng thời gian lưu với Br^- trên sắc ký đồ - Nồng độ Cl^- cao (> 1.000mg/L)
Thiết bị yêu cầu	- Máy phân tích trắc quang	- Máy đo điện thế kết hợp với điện cực chọn lọc ion Br^-	- Hệ thống phân tích sắc ký ion gồm bơm gradient, đầu dò độ dẫn điện, hệ bơm mẫu tự động, hệ thống valve khóa và phần mềm điều khiển
Giá thiết bị phân tích	Thấp	Trung bình	Cao
Độ phức tạp trong việc chuẩn bị hóa chất thí nghiệm	Đơn giản	Trung bình	Đơn giản
Độ phức tạp trong quá trình thao tác thí nghiệm	Trung bình	Phức tạp	Đơn giản

Bảng 2. *So sánh các phương pháp xác định nồng độ iodine*

Phương pháp / Tiêu chí	Leuco crystal violet	Khử xúc tác	Điện thế
Khoảng xác định	50 - 6.000ppb	< 80ppb	0,3 - 10,2ppb
Khả năng xác định các dạng iodine	Chỉ xác định I^-	Tất cả các dạng vô cơ của iodine	Chỉ xác định được I^-
Tác nhân cản trở	- Màu dung dịch gốc - Nồng độ ion Cl^- cao (> 200mg/L) - Pha loãng mẫu	- Sự hình thành các dạng không xúc tác của iodine và hiệu ứng cản trở của Ag và Hg trong mẫu - Pha loãng mẫu	- Ion sulfide (S^{2-})
Thiết bị yêu cầu	- Máy phân tích trắc quang	- Máy phân tích trắc quang - Bể ổn nhiệt	- Máy đo điện thế gắn kèm điện cực giọt thủy ngân treo (SMDE) - Điện cực calomen bão hòa
Giá thiết bị phân tích	Thấp	Trung bình	Cao
Độ phức tạp trong việc chuẩn bị hóa chất thí nghiệm	Đơn giản	Trung bình	Phức tạp
Độ phức tạp trong quá trình thao tác thí nghiệm	Trung bình	Phức tạp	Đơn giản

- Dụng cụ thủy tinh sử dụng trong thí nghiệm như: cốc 100ml, bình tam giác, pipet... được rửa bằng dung dịch acid HNO_3 1:6 (v/v) và tráng lại bằng nước cất để loại bỏ các tạp chất còn lưu lại.

3.2. Hóa chất

- Dung dịch đệm acetate
- Dung dịch chỉ thị phenol đỏ
- Dung dịch chloramine-T
- Dung dịch sodium thiosulfate, 2M
- Dung dịch gốc Br^-
- Nước cất loại I_2
- Dung dịch gốc I^-
- Dung dịch đệm citric pH 3,8
- Chỉ thị leuco crystal violet
- Dung dịch potassium peroxymonosulfate

3.3. Lập đường chuẩn và phân tích mẫu

3.3.1. Phương pháp xác định nồng độ bromide

Chuẩn bị tối thiểu 6 dung dịch chuẩn có nồng độ Br^- tăng dần (0mg, 0,2mg, 0,4mg, 0,6mg, 0,8mg, 1mg Br^-/L) nằm trong khoảng tuyến tính của đường chuẩn [3]. Trong thực tế, mẫu nước vỉa hoặc nước biển sẽ được pha loãng để nồng độ Br^- rơi vào trong khoảng tuyến tính của đường chuẩn. Cho dung dịch đệm, dung dịch chỉ thị phenol đỏ và dung dịch chloramine-T vào các mẫu dung dịch chuẩn rồi lắc đều. Sau 20 phút, cho thêm dung dịch Sodium thiosulfate ($Na_2S_2O_3$) vào các mẫu dung dịch chuẩn, lắc đều rồi đem đo độ hấp thụ quang A_m ở bước sóng 590nm với mẫu nền là nước cất được xử lý lên màu và lập đường chuẩn cùng hệ số tương quan R^2.

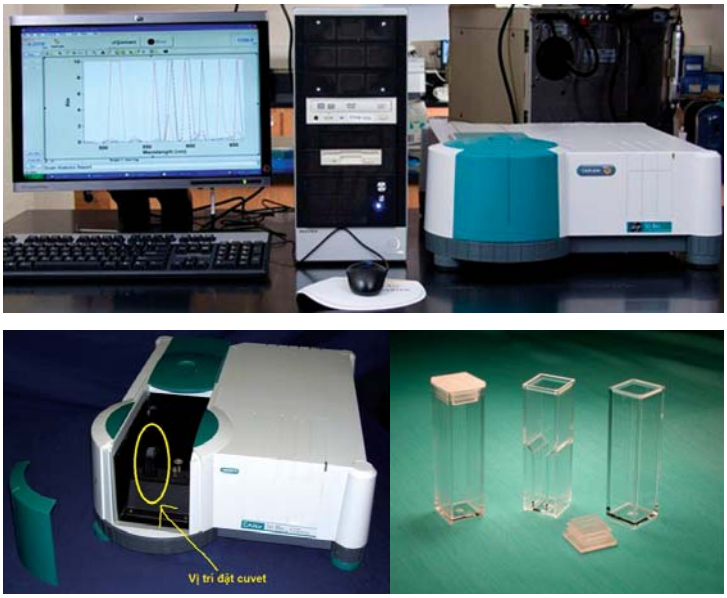
Thực tế, sau khi lập dãy dung dịch chuẩn (Hình 2) và tiến hành đo độ hấp thụ quang ở bước sóng 590nm với các nồng độ khác nhau của dãy dung dịch chuẩn, thu được đồ thị và phương trình tương quan tuyến tính như sau:

$$A = 0{,}2410 \times C_m + 0{,}0495 \ (R^2 = 0{,}9796) \quad (1)$$

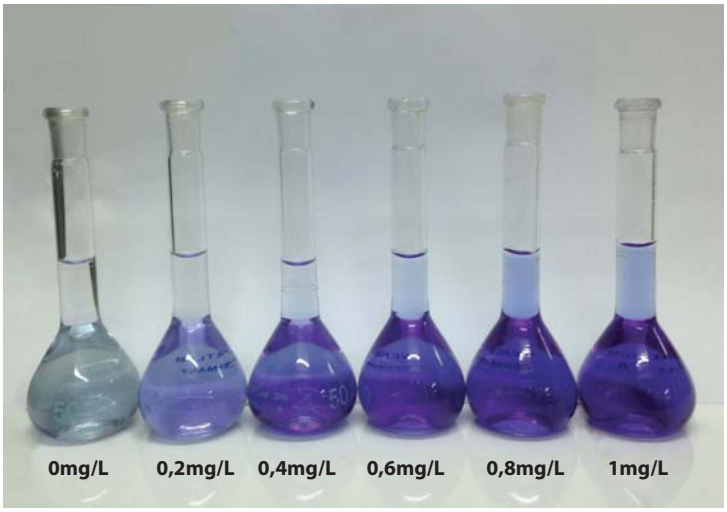
Trong đó:

A: Độ hấp thụ quang của mẫu đo;

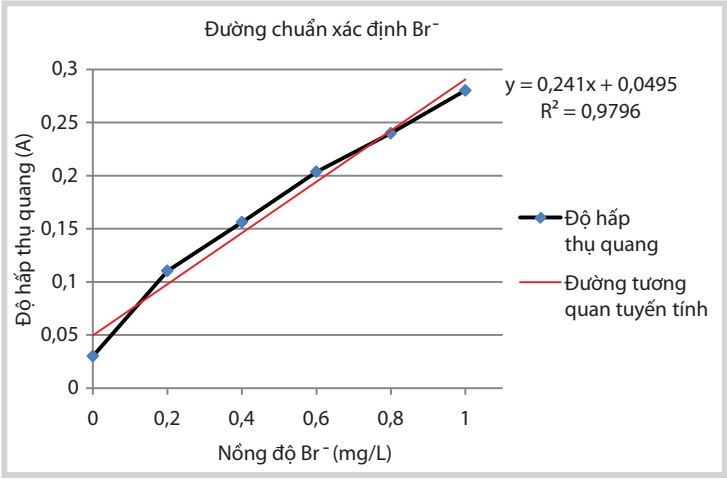
C_m: Nồng độ (mg/L hoặc ppm).



Hình 1. *Hệ thống máy phân tích trắc quang UV-Vis Cary 50 kết hợp với máy tính và bộ cuvet đo mẫu tại Phòng thí nghiệm địa hóa - Viện Dầu khí Việt Nam*



Hình 2. *Dãy dung dịch chuẩn có nồng độ Br- tăng dần từ 0 - 1mg/L lập tại Phòng thí nghiệm địa hóa - Viện Dầu khí Việt Nam*



Hình 3. *Đường chuẩn xác định Br- bằng phương pháp trắc quang lập tại Phòng thí nghiệm địa hóa - Viện Dầu khí Việt Nam*

Biểu diễn các giá trị lên đồ thị có được đường chuẩn như Hình 3.

Hình 3 và phương trình (1) cho thấy quan hệ giữa nồng độ dung dịch Br^- khảo sát (0 - 1mg Br^-/L) với độ hấp thụ quang có mối quan hệ tuyến tính tốt ($R^2 > 0,95$) nên có thể sử dụng khoảng nồng độ khảo sát này để phân tích nồng độ Br^- thực tế trong mẫu.

Phân tích mẫu thực tế bằng cách cho thêm dung dịch đệm, dung dịch chỉ thị phenol đỏ và dung dịch chloramine-T vào mẫu rồi lắc đều. Sau 20 phút, cho thêm dung dịch $Na_2S_2O_3$ vào mẫu, lắc đều rồi đem đo độ hấp thụ quang A_m ở bước sóng 590nm. Từ giá trị độ hấp thụ quang đo được, kết hợp với phương trình (1) có thể tính toán chính xác nồng độ Br^- trong mẫu. Công thức tính có dạng như sau:

$$C_m = \frac{A_m - 0,0495}{0,2410} \times K_m \quad (2)$$

Trong đó:

C_m: Nồng độ Br^- trong mẫu phân tích (mg/L hoặc ppm);

A_m: Độ hấp thụ quang của dung dịch phân tích tại bước sóng 590nm;

K_m: Hệ số pha loãng mẫu. Hệ số này thay đổi tùy theo nồng độ thực tế của mẫu phân tích sao cho giá trị cuối rơi vào khoảng tuyến tính của đường chuẩn đã lập.

3.3.2. Phương pháp xác định nồng độ iodide

Chuẩn bị dãy dung dịch chuẩn có nồng độ I^- tăng dần từ 0 - 6mg I^-/L với mức tăng khoảng 0,5mg/L hoặc lớn hơn. Quá trình lên màu đối với từng mẫu dung dịch chuẩn được thực hiện như sau:

Cho 50ml dung dịch chuẩn vào bình định mức 100ml, cho tiếp dung dịch đệm citric và $KHSO_5$. Lắc đều và để yên trong khoảng 1 phút. Sau đó, cho tiếp chỉ thị leuco crystal violet để dung dịch trong bình định mức đạt 100ml và lắc đều. Sau 5 phút, tiến hành đọc độ hấp thụ của dung dịch trên máy phân tích trắc quang tại bước sóng 592nm (Hình 4).

Cơ chế phản ứng được mô tả như sau:

Tác nhân tạo màu chính với thuốc thử không màu leuco crystal violet trong dung dịch là iodine (I_2). Sử dụng tác nhân oxy hóa mạnh như $KHSO_5$ để oxy hóa I^- thành I_2. Phương trình phản ứng dạng ion được mô tả như sau:

$$HSO_5^- + 2H^+ + 2I^- = HSO_4^- + I_2 + H_2O$$

I_2 tạo thành lập tức phản ứng với thuốc thử cho màu đặc trưng của phẩm màu crystal violet (màu tím hoa cà). Như vậy, bản chất của việc xác định nồng độ I^- bằng phương pháp này chính là thông qua việc xác định nồng độ I_2 tạo thành trung gian do kết quả của quá trình oxy hóa I^- thành I_2 với tác nhân oxy hóa $KHSO_5$.

Trên thực tế, sau khi lập dãy dung dịch chuẩn và tiến hành đo độ hấp thụ quang ở 592nm ở các nồng độ khác nhau của dãy dung dịch chuẩn, thu được đồ thị và phương trình tương quan tuyến tính như sau:

$$A = 0,0833 \times C_m + 0,0299 \ (R^2 = 0,9859) \quad (3)$$

Trong đó:

A: Độ hấp thụ quang của mẫu đo;

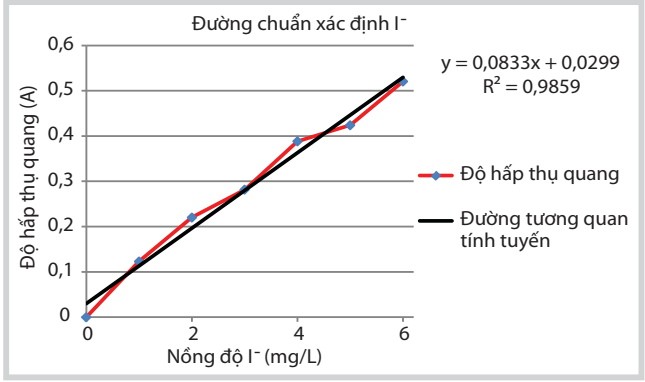
C_m: Nồng độ (mg/L hoặc ppm).

Biểu diễn các giá trị lên đồ thị có được đường chuẩn như Hình 5.

Hình 5 và phương trình (3) cho thấy giữa nồng độ dung dịch I^- trong khoảng khảo sát (0 - 6mg I^-/L) và độ hấp thụ quang có mối quan hệ tuyến tính tốt ($R^2 > 0,95$) nên có thể sử dụng khoảng nồng độ khảo sát này để phân tích nồng độ I^- thực tế có trong mẫu theo phương pháp đường chuẩn tương quan tuyến tính.



Hình 4. *Dãy dung dịch chuẩn có nồng độ I^- tăng dần từ 0 - 6mg/L lập tại Phòng thí nghiệm địa hóa - Viện Dầu khí Việt Nam*



Hình 5. *Đường chuẩn xác định I- bằng phương pháp trắc quang lập tại Phòng thí nghiệm địa hóa - Viện Dầu khí Việt Nam*

Phân tích mẫu thực tế bằng cách cho 50ml mẫu dung dịch chuẩn vào bình định mức 100ml, tiến hành các bước lên màu và đọc độ hấp thụ quang A_{m1}. Kết hợp với phương trình (2) để xác định nồng độ I^- ban đầu. Trường hợp dung dịch mẫu phân tích có nồng độ $I^- > 6mg/L$, tiến hành cho 25ml mẫu vào bình định mức 100ml rồi thực hiện các bước lên màu như bình thường. Sử dụng Bảng 3 để biết thể tích mẫu cần thiết cho việc phân tích I^- ở các nồng độ khác nhau.

Bước tiếp theo, cho 50ml mẫu vào bình định mức 100ml, tiến hành các bước lên màu như trên nhưng không cho $KHSO_5$. Tiến hành đọc độ hấp thụ quang A_{m2}. Từ phương trình (3) và độ hấp thụ quang đo được trên mẫu cho và không cho $KHSO_5$ tại bước sóng 592nm tính được nồng độ I^- trong dung dịch theo công thức (4):

Bảng 3. *Thể tích mẫu thích hợp cho phân tích I- ở các nồng độ khác nhau*

Iodide (I^-) (mg/L)	Thể tích mẫu (mL)
6 - 12	25,0
12 - 30	10,0
30 - 60	5,0

$$C_m = \frac{(A_{m1} - A_{m2}) - 0,0299}{0,0833} \times K_m \quad (4)$$

Trong đó:

C_m: Nồng độ I^- trong mẫu phân tích (mg/L hoặc ppm);

A_{m1}, A_{m2}: Độ hấp thụ quang của dung dịch phân tích khi cho và không cho $KHSO_5$ tại bước sóng 592nm;

K_m: Hệ số pha loãng mẫu. Hệ số này thay đổi tùy theo nồng độ thực tế của mẫu phân tích sao cho giá trị cuối rơi vào khoảng tuyến tính của đường chuẩn đã lập.

3.4. Đánh giá kết quả phân tích

Bảng 4 thể hiện đầy đủ các thông tin về độ tái lặp cũng như độ đúng (đối chiếu với đơn vị phân tích bên ngoài) đối với phương pháp xác định nồng độ Br^- bằng phân tích trắc quang trên 10 mẫu nước vỉa tại phòng thí nghiệm. Từ đây, có thể nhận thấy độ tái lặp rất tốt đối với 10 mẫu phân tích. Các giá trị RSD% đều thấp hơn giá trị TRSD% tương ứng. Điều này cho thấy độ ổn định của phương pháp phân tích, đồng thời khẳng định độ tái lặp của các kết quả phân tích là chấp nhận được. Độ đúng được đánh giá qua độ

Bảng 4. *Kết quả phân tích nồng độ Br- trên 10 mẫu nước vỉa tại Phòng thí nghiệm và gửi phân tích đối chứng tại QUATEST 3*

Ký hiệu mẫu	Nồng độ Br^- (mg/L)*	RSD% (độ lệch chuẩn tương đối)	TRSD% (độ lệch chuẩn chấp nhận được)	Nồng độ Br^- (gửi phân tích đối chứng bằng phương pháp sắc ký ion, mg/L)	Độ lệch (△R)
W-455	144,5	1,47	3,77	150	3,67
W-456	87,5	4,04	4,06	88	0,57
W-463	53	2,67	4,38	54	1,85
W-466	50,3	0,84	4,41	52	3,27
W-479	116,5	1,82	3,89	122	4,51
W-480	117,5	0,60	3,89	118	0,42
W-481	123	1,15	3,86	126	2,38
W-482	100	0,00	3,98	104	3,85
W-488	96,5	2,20	4,00	98	1,53
W-489	91,5	0,77	4,03	94	2,66

(*): n = 2

Bảng 5. *Kết quả phân tích nồng độ I^- trên 10 mẫu nước vỉa tại Phòng thí nghiệm và gửi phân tích đối chứng tại QUATEST 3*

Ký hiệu mẫu	Nồng độ I^- (mg/L)*	RSD% (độ lệch chuẩn tương đối)	TRSD% (độ lệch chuẩn chấp nhận được)	Nồng độ I^- (gửi phân tích đối chứng bằng phương pháp khử xúc tác, mg/L)	Độ lệch (△R)
W-455	1,81	0,78	7,27	1,9	4,74
W-456	1,14	7,44	7,79	1,1	3,64
W-463	2,3	6,15	7,01	1,9	21,05
W-466	1,14	4,96	7,79	1,2	5,00
W-479	1,1	12,86	7,83	1,1	0,00
W-480	1,05	6,73	7,89	1,1	4,55
W-481	1,35	5,24	7,59	1,3	3,85
W-482	1,3	0,00	7,64	1,3	0,00
W-488	1	0,00	7,94	0,9	11,11
W-489	1,05	6,73	7,89	1	5,00

(*): n = 2

lệch giữa kết quả phân tích tại phòng thí nghiệm với kết quả gửi phân tích đối chứng (sử dụng phương pháp sắc kí ion đối với Br^- và chuẩn độ điện thế đối với ion I^-) đều nằm trong phạm vi cho phép (< 5%). Có 4 trong tổng số 10 mẫu có độ lệch rất thấp như W-456, W-463, W-480, W-488 (< 2%) phản ánh mức độ chính xác của phương pháp thử nghiệm trên các đối tượng mẫu này.

Bảng 5 cho thấy có 9 trong tổng số 10 mẫu đo có các giá trị RSD% thấp hơn giá trị TRSD% chấp nhận được theo hàm Horwitz. Trường hợp mẫu W-479 có giá trị RSD% cao hơn giá trị TRSD% dự báo có thể do sai số ngẫu nhiên của thiết bị đo hoặc cách lấy mẫu. Tuy nhiên, do nồng độ I^- phân tích ở mức rất thấp (1 - 2mg/L) nên sai số phép đo đối với 1 trong tổng số 10 mẫu là có thể chấp nhận được.

Liên quan đến độ đúng của phương pháp, từ Bảng 5 có thể thấy có 8 trong tổng số 10 mẫu cho kết quả phân tích với độ lệch trong khoảng chấp nhận được (≤ 5%).

Mẫu W-463 có kết quả phân tích lệch nhiều so với kết quả đối chứng, nguyên nhân đến từ việc dung dịch gốc ban đầu có màu khá mạnh và điều này ảnh hưởng đến việc đo độ hấp thụ quang bằng phương pháp trắc quang so màu, dẫn đến sai lệch kết quả. Qua đây có thể thấy rõ yếu tố màu sắc của dung dịch gốc là trở ngại lớn đối với phương pháp phân tích trắc quang xác định I^- trong nước vỉa.

4. Kết luận

Bài báo giới thiệu phương pháp nghiên cứu xác định nồng độ bromide và iodide trong nước vỉa bằng phân tích trắc quang được thực hiện dựa trên cơ sở phương pháp phân tích nước đã được chuẩn hóa trên thế giới. Giới hạn phát hiện 2 phương pháp đạt được là 0,1mg/L; độ tái lặp và độ đúng nằm trong phạm vi cho phép và đều nhỏ hơn 5% ở khoảng nồng độ phân tích thấp (< 200mg/L đối với Br^- và < 5mg/L đối với I^-) cho thấy việc áp dụng phương pháp này để xác định nồng độ Br^-, I^- trong nước vỉa là khả thi. Tuy nhiên, cần lưu ý phương pháp bị ảnh hưởng bởi màu dung dịch, độ đục và sự pha loãng mẫu. Nhằm hạn chế sai số phép đo cần loại bỏ hoặc giảm thiểu các yếu tố này bằng cách sử dụng máy pha loãng mẫu tự động cũng như khảo sát các hệ lọc thích hợp nhằm loại bỏ màu và độ đục của dung dịch mẫu gốc.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Đình Tiến. *Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2006: trang 243 - 250.

2. Vũ Thu Hiền. *Giáo trình thủy văn đại cương*. Đại học Mỏ - Địa chất. 2010.

3. American Public Health Association (APHA), American Water Works Association (AWWA), Water Environment Federation (WEF). *4500-Br^- B. Phenol red colorimetric method*. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater (20th edition). 1999.

4. American Public Health Association (APHA), American Water Works Association (AWWA), Water Environment Federation (WEF). *4500-I^- B. Leuco crystal violet method*. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater (20th edition). 1999.

Determination of bromide and iodide in formation water by spectrophotometric method

Hoang Nhat Hung, Phan Van Thang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Learning the nature of formation water helps us evaluate the prospects of oil as well as identify oil and water reservoirs. Among the ions in the composition of the formation water, bromide and iodide are two important elements which reflect the environment and the degree of mineralisation and reservoir closure. The authors focus on determining the concentration of bromide and iodide in the formation water using the spectrophotometric method (UV-Vis). This method was mentioned in the "Standard Methods for Water and Wastewater", however, it was applied in formation water analysis for the first time in Vietnam. The method allows a low detection limit of 0,1mg/L, with the reproducibility of 10 sample analysis and the deviation in comparision to 10 samples in control experiments being lower than 5%. The results are verified with other laboratory's ones and thereby allow a wide use in formation water analysis.

Key words: *Formation water, bromide, iodide, spectrophotometric method (UV-Vis).*

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA CỦA THAN VÀ SÉT THAN TRONG TRẦM TÍCH OLIGOCENE KHU VỰC LÔ 06, 07, 12 BỂ NAM CÔN SƠN

ThS. Lê Hoài Nga, KS. Phí Ngọc Đông, ThS. Nguyễn Thị Bích Hạnh
ThS. Nguyễn Thị Thanh, ThS. Hà Thu Hương
ThS. Nguyễn Trung Quân, ThS. Phạm Thị Diệu Huyền
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: ngalh@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trầm tích chứa than và sét than Oligocene khu vực Lô 06, 07, 12 bể Nam Côn Sơn là tầng sinh dầu khí chính. Tổng hàm lượng carbon hữu cơ trung bình dao động từ 4,9 - 69,11% khối lượng. Tiềm năng sinh còn lại (S2) dao động từ 6,39 - 183,6mg/g. Chỉ số hydrogen của các mẫu than và sét than chủ yếu > 200mg/g. Than và sét than chứa chủ yếu là kerogen loại III (vitrinite maceral) và hỗn hợp của loại III - II (vitrinite và liptinite maceral có nguồn gốc từ nhựa, sáp, bào tử của thực vật. Vật chất hữu cơ khu vực trũng trung tâm bể Nam Côn Sơn (Lô 06) đã vào giai đoạn tạo khí khô, trong khi tại Lô 07, 12 mới bước vào giai đoạn đầu của quá trình tạo dầu. Mẫu dầu ở giếng khoan 07-CRD-1X có nhiều biểu hiện giống với đá mẹ than và sét than Oligocene trong giếng.

Từ khóa: *Maceral, than, vitrinite, huminite, liptinite, inertinite.*

1. Giới thiệu

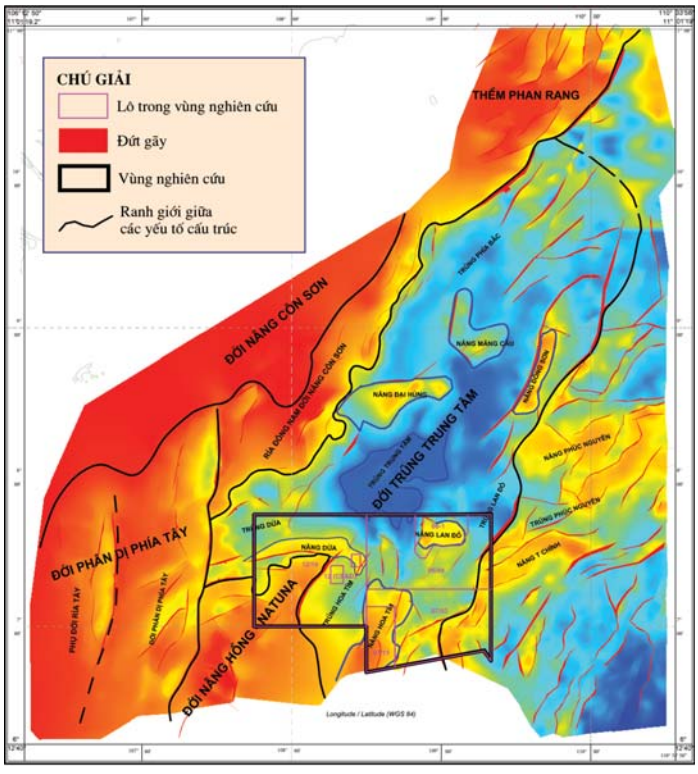
Bể trầm tích Nam Côn Sơn nằm ở phía Đông Nam thềm lục địa Việt Nam. Đối tượng sinh dầu khí chính ở bể Nam Côn Sơn là trầm tích Oligocene và Miocene dưới. Các giếng khoan tại khu vực phía Đông gặp than và sét than với mật độ và độ dày khác nhau. Việc nghiên cứu đặc điểm địa hóa của than và sét than trong trầm tích Oligocene khu vực các Lô 06, 07 và 12 bể Nam Côn Sơn giúp đưa ra cái nhìn tổng thể về đặc điểm - chất lượng của vật chất hữu cơ, cổ môi trường và khả năng sinh hydrocarbon của than/sét than trong khu vực nghiên cứu theo hướng tiếp cận mới, phục vụ cho công tác khai thác hiệu quả tài nguyên thiên nhiên.

Bể Nam Côn Sơn là bể rift tách giãn điển hình nằm trên vỏ lục địa với các đá có thành phần và tuổi khác nhau trên thềm lục địa Việt Nam [2]. Bể được hình thành và phát triển vào đầu Đệ Tam cùng với một loạt các bể khác trong khu vực Đông Nam Á.

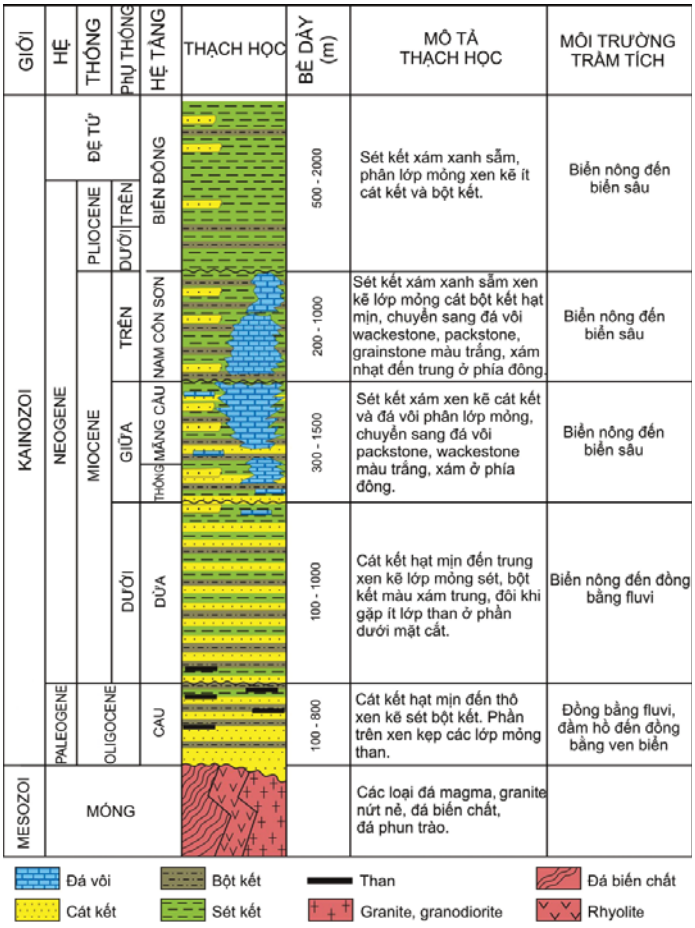
Trầm tích Oligocene - hệ tầng Cau (Hình 2) phủ bất chỉnh hợp trên móng trước Cenozoic: Phần dưới cùng gặp nhiều cát kết từ hạt mịn đến thô, đôi khi rất thô hoặc sạn kết, cát kết chứa cuội, sạn và cuội kết (giếng khoan 06-A-1X; 06-HDB-1X); phần giữa thành phần mịn chiếm ưu thế, bao gồm các tập sét phân lớp dày đến dạng khối màu xám sẫm tới xám tro, xám đen xen kẽ ít bột kết, cát kết hạt từ mịn đến thô màu sáng, xám sẫm đôi khi phớt nâu đỏ hoặc tím đỏ, khá giàu vôi và vật chất hữu cơ cùng các lớp sét chứa than và than; phần trên cùng gồm xen kẽ cát kết hạt nhỏ đến trung màu xám tro, xám sáng đôi chỗ có chứa glauconite, foram (giếng khoan 12-DUA-1X) và bột kết, sét kết màu xám tro đến xám xanh hoặc nâu đỏ.

Các chỉ tiêu địa hóa cơ bản của mẫu như TOC, S1, S2… được phân tích trên hệ thống máy nhiệt phân Rock Eval 6.

Mẫu than được chuẩn bị theo tiêu chuẩn ISO 7404-2 (chuẩn bị mẫu than cho phân tích dưới kính hiển vi bằng ánh



Hình 1. *Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu trên bình đồ cấu trúc bể Nam Côn Sơn*



Hình 2. *Cột địa tầng tổng hợp khu vực nghiên cứu*

sáng phản xạ). Mẫu sét, sét than hoặc than được nghiền nhỏ đến kích thước < 1mm rồi đúc trong nhựa có pha với một tỷ lệ nhất định chất đóng rắn. Phôi mẫu đúc nhựa sau khi được mài bóng tiến hành phân tích thành phần maceral trên hệ thống kính Leica DMR sử dụng ánh sáng phản xạ trắng và ánh sáng huỳnh quang. Nhãn than (mức độ trưởng thành của mẫu) được xác định bằng cách đo độ phản xạ của mảnh vitrinite; giá trị độ phản xạ vitrinite (%Ro) của mẫu là giá trị phổ biến nhất trong tối thiểu 250 điểm đếm trên mỗi mẫu.

2. Kết quả và thảo luận

2.1. Đặc điểm địa hóa hữu cơ

Nhìn chung, các mẫu sét trong trầm tích Oligocene tại các giếng khoan nghiên cứu có tổng hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC) cao, giá trị trung bình dao động từ khoảng 1,08% khối lượng (giếng khoan 07-CRD-1X) đến 4,93% khối lượng (giếng khoan 12-A-1X); tiềm năng sinh còn lại (S2) dao động từ 1,36mg/g (giếng khoan 12-DUA-1X) đến 12,26mg/g (giếng khoan 12E-CS-1X). Chỉ số hydrogen (HI) của các mẫu trong giếng khoan 12-A-1X và 12-DUA-1X rất thấp (<100mg/g); trong khi các mẫu ở giếng khoan 12E-CS-1X, 07-CRD-1X và 06-LT-1RX dao động trong khoảng 246 - 418mg/g.

Tổng hàm lượng vật chất hữu cơ của mẫu than và sét than tại các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu dao động từ 4,9% khối lượng (sét than trong giếng khoan 12-A-1X) đến 69,11% khối lượng (than trong giếng khoan 12E-CS-1X). Tiềm năng sinh còn lại (S2) dao động từ 6,39mg/g (sét than trong giếng khoan 12-A-1X) đến 183,6mg/g (than trong giếng khoan 12E-CS-1X). Chỉ số hydrogen trung bình dao động trong khoảng 130 - 280mg/g.

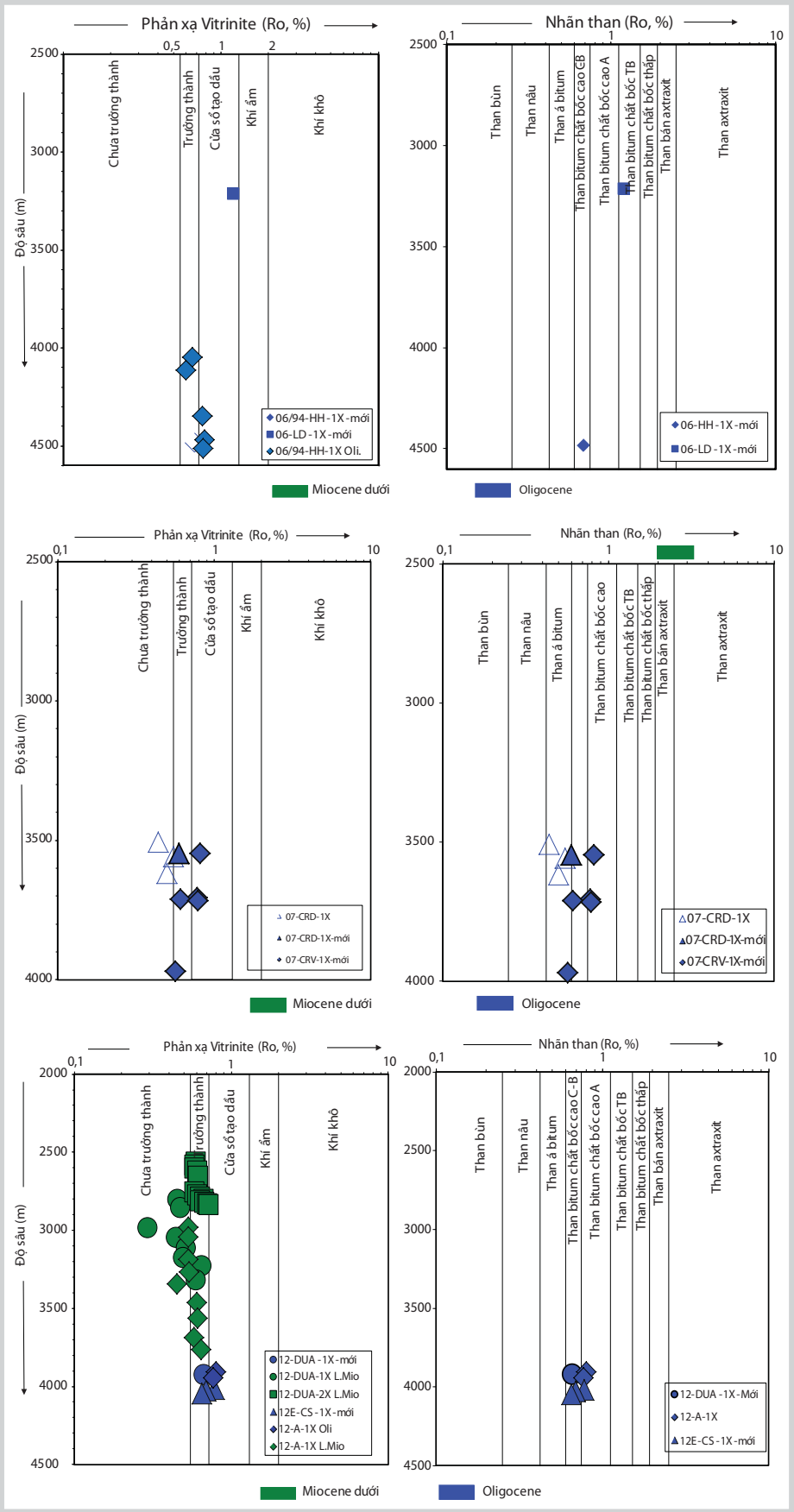
Tmax của các mẫu khu vực Lô 12 và Lô 06 đều có giá trị lớn hơn 440°C tương đương với ngưỡng bắt đầu vào giai đoạn sinh dầu mạnh, một số mẫu có nhiệt độ > 460°C - ngưỡng bắt đầu vào giai đoạn tạo khí ẩm và condensate. Các mẫu khu vực giếng khoan 07-CRD-1X và các giếng khoan khu vực Lô 06/94 có mức nhiệt Tmax thấp hơn, chủ yếu ở khoảng 430 - 435°C, tương đương với mức độ chớm trưởng thành đến trưởng thành thấp.

Hàm lượng chất chiết được trong than ở giếng khoan 07-CRD-1X rất cao, dao động từ 34.090 - 73.560ppm. Trong đó, hợp phần hydrocarbon no và thơm chiếm từ 20,54 - 38,32%; hợp phần phân cực chiếm khoảng 61,68 - 79,46%. Các mẫu chất chiết từ than tại các giếng khoan khu vực Lô 12 có hàm lượng thấp hơn rất nhiều, tổng lượng chất chiết dao động từ 1.716 - 5.174ppm. Trong đó, hợp phần hydrocarbon no chiếm 21,34 - 38,83%, hợp phần hydrocarbon phân cực chiếm 61,17 - 78,14%, do mức độ trưởng thành/mức độ chuyển hóa vật chất hữu cơ của các mẫu than khu vực xung quanh giếng khoan 07-CRD-1X thấp hơn so với các mẫu than khu vực Lô 12.

2.2. Đặc điểm thạch học hữu cơ

- Độ phản xạ vitrinite

Hình 3 thể hiện mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong trầm tích và nhãn than trong các giếng khoan khu vực nghiên cứu. Theo tài liệu độ phản xạ vitrinite, mẫu trong các giếng khoan chủ yếu đều đã trưởng thành và bước vào giai đoạn đầu của quá trình sinh dầu chính, mẫu ở khu vực Lô 07 có độ trưởng thành thấp hơn không nhiều. Chỉ có mẫu khu vực Lô 06 (giếng khoan 06-LT-1RX) đã đạt đến giai đoạn tạo khí ẩm và khí condensate. Nhãn than tương ứng là than bitum chất bốc cao. Mức độ trưởng thành theo tài liệu vitrinite có sự không tương đồng với giá trị Tmax ở một số giếng.



Hình 3. *Nhãn than/mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong mẫu vụn của các giếng khoan khu vực nghiên cứu theo tài liệu vitrinite*

- Thành phần maceral: Không có sự tương đồng về đặc điểm của các thành phần maceral trong mẫu than và sét than ở mỗi lô nghiên cứu.

+ Khu vực Lô 06-1 và 06-94:

Thành phần vitrinite trong than và sét than các giếng khoan tại Lô 06-1 và 06/94 chiếm trên 80%. Đặc biệt, than ở giếng khoan 06-LD-1X chứa đến trên 95% vitrinite, inertinite chiếm tỷ lệ rất ít và gần như không có liptinite (Hình 4). Hiện tượng này do mức độ biến chất của than đã đạt tới ngưỡng than bitum chất bốc trung bình (~1%Ro), các thành phần nhóm liptinite trong than gần như đã chuyển hóa toàn bộ thành dầu - khí để chuyển thành dạng inert kerogen.

Maceral nhóm vitrinite trong than và sét than tại khu vực Lô 06 bao gồm cả dạng có cấu trúc và dạng phi cấu trúc, mức độ bảo tồn cấu trúc trung bình đến tốt (Hình 5). Thành phần inertinite chủ yếu là các thể funginite đa bào giống *Sclerotites brandonianus* (Hình 5). Đây là dạng đặc trưng của bào tử nấm phát triển trong môi trường ẩm, lạnh. Để có thể phát triển trong điều kiện môi trường này, các dạng bào tử nấm sản sinh ra nhiều hạnh nấm (sclerotia) để chống lại sự ảnh hưởng của các tác nhân trên, từ đó tạo nên một thể nấm lớn với rất nhiều ô hình tròn hay elip trong nhân [9].

Tỷ lệ liptinite trong mẫu than giếng khoan 06-LT-1X khoảng 7,8%, chủ yếu là các mảnh bitum và ít sporinite dạng đơn thể nhỏ cùng cutinite. Mức độ bảo tồn của loại maceral này khá tốt; mức độ phát quang trung bình đến yếu.

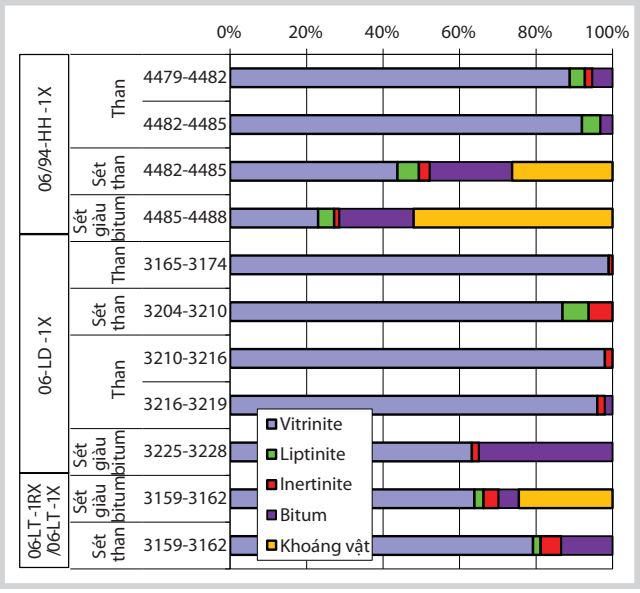
Không thấy có sự tương đồng về tỷ lệ và loại liptinite maceral trong các mẫu sét than ở cả 3 giếng khoan. Mẫu sét than ở giếng khoan 06-LD-1X (độ sâu 3.204 - 3.210m) chứa 6,8% fluorinite - loại maceral chỉ thị cho thực vật họ lá kim giàu chất béo, nhựa và sáp [9]. Các giống thực vật này có thể là nguồn sinh ra một lượng lớn bitum trong mẫu sét than độ sâu 3.225 - 3.228m trong giếng. Lượng bitum trong mẫu sét than giếng khoan 06-LT-1RX ít hơn so với mẫu trong hai giếng khoan còn lại.

+ Khu vực Lô 07

Thành phần maceral nhóm vitrinite chiếm trên 60% trong các mẫu với thành phần gồm cả các maceral nhóm có cấu trúc và nhóm phi cấu trúc. Hình thái cấu trúc của các dạng maceral trên còn được bảo tồn khá rõ do mức độ biến đổi nhiệt của mẫu chưa cao.

Thành phần inertinite trong mẫu ở giếng khoan 07-CRD-1X và 07-CRV-1X gồm: fusinite, funginite và một ít mảnh vụn (Hình 7). Funginite ở mẫu khu vực này gồm cả dạng đơn bào (phát triển mạnh trong môi trường ẩm - nóng) và dạng đa bào (phát triển mạnh trong môi trường lạnh hơn). Điều này cho thấy có sự khác biệt về điều kiện nhiệt độ (ấm hơn) giữa khu vực xung quanh 2 giếng khoan Lô 07/03 với các vùng khác trong phạm vi nghiên cứu.

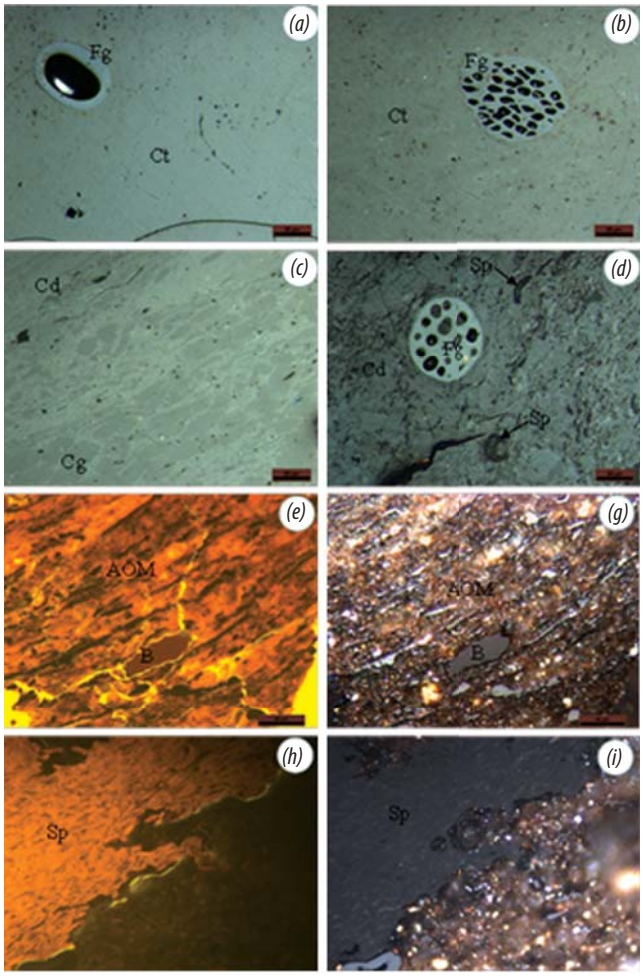
Sự khác biệt về điều kiện khí hậu dẫn đến sự khác biệt của hệ sinh thái thực vật trong đầm lầy tạo than thể hiện khá rõ ràng trên đặc tính quang học của maceral nhóm liptinite trong than khu vực Lô 07/03. Thành phần liptinite trong các mẫu than nghiên cứu rất phong phú về chủng loại, từ thành phần nhựa - sáp - chất béo của thực vật bậc cao như resinite, cutinite, sporinite, suberinite, fluorinite đến maceral thứ sinh như exudatinite (Hình 7).



Hình 4. *Thành phần maceral trong một số giếng khoan khu vực Lô 06-1 và 06-94*

+ Khu vực Lô 12 và 12E

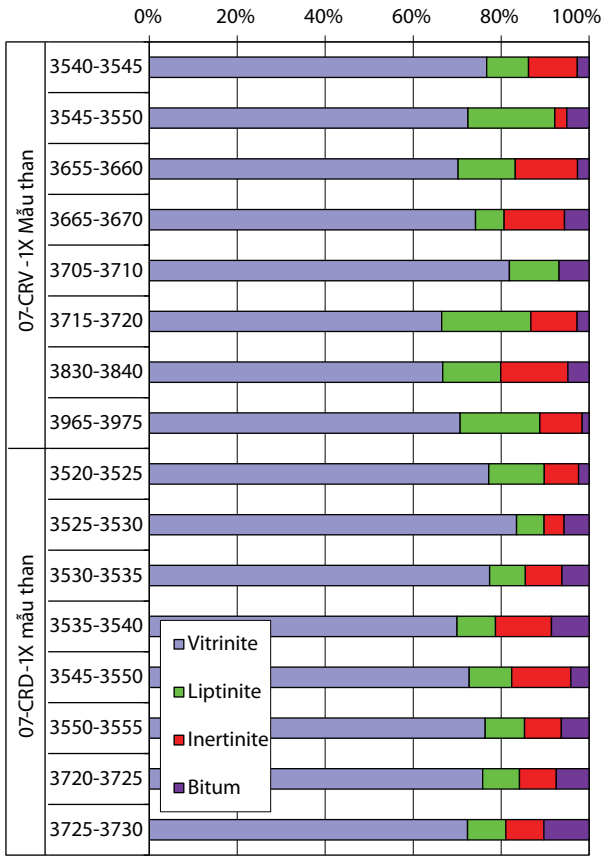
Mẫu phân tích khu vực Lô 12 được thu thập từ 3 giếng khoan 12-A-1X, 12-DUA-1X và 12E-CS-1X (Hình 7). Than tại giếng khoan 12E-CS-1X màu đen, cứng, chắc, vỡ dạng khối, vết vỡ tươi rất nhẵn, ánh mỡ. Thành phần maceral nhóm vitrinite chiếm tỷ lệ lớn nhất, lên đến 80 - 90%. Thành phần telovitrinite - nhóm maceral có cấu trúc chiếm 47,4 - 75,6% trong các mẫu phân tích (Hình 9c, d). Liptinite chiếm tỷ phần không lớn, chủ yếu là sporinite,



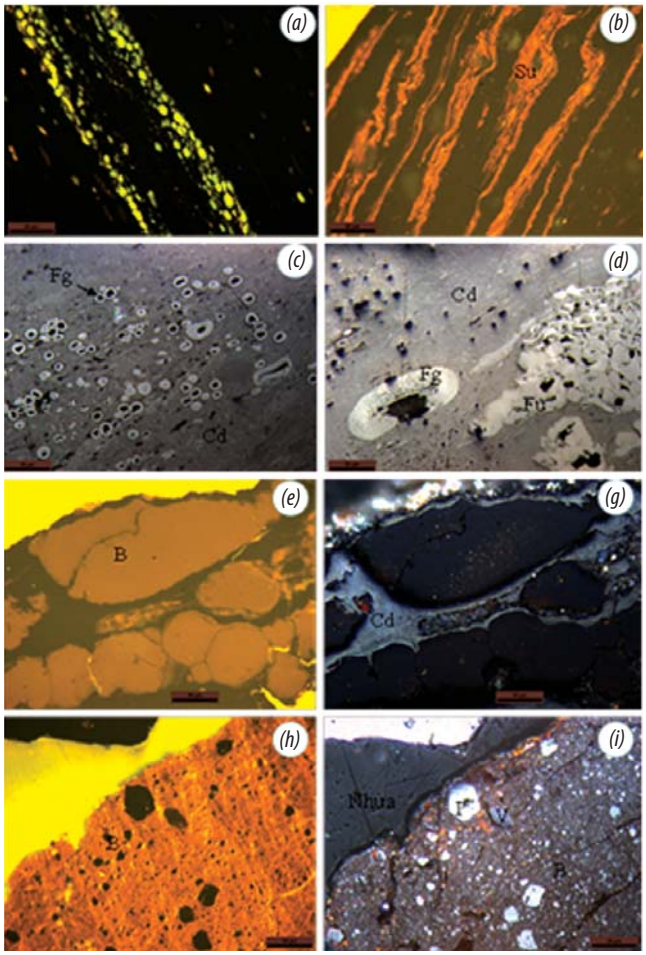
Hình 5. *Thành phần maceral trong than và sét than khu vực Lô 06-1 và 06-94 chụp dưới ánh sáng trắng phản xạ (a, b, c, d, g, i) và chụp dưới ánh sáng huỳnh quang phản xạ (e, h) trong dầu nhúng, độ phóng đại 50 lần. Funginite (Fg) trên nền Collotelinite (Ct) độ đồng nhất khác nhau trong mẫu than humic độ sâu 3.204 - 3.210m và 3.225 - 3.228m giếng khoan 06-LD-1X (a, b). Corpogelinite (Cg) phân bố cộng sinh với Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.159 - 3.162m giếng khoan 06-LT-1X (c). Funginite (Fg) và Sporinite (Sp) phân bố trên nền Collodetrinite (Cd) trong than humic độ sâu 3.159 - 3.162m giếng khoan 06-LT-1RX (d). Các mảnh vụn vitrinite, inertodetrinite và bitum (B) trên nền vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang trong mẫu sét than độ sâu 4.485 - 4.488m giếng khoan 06-94-HH-1X (e, g). Sporinite (Sp) phân bố thành đám dày đặc trên nền vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang trong mẫu sét than độ sâu 4.485 - 4.488m giếng khoan 06-94-HH-1X (h, i)*

cutinite và resinite. Sporinite có hình thái hoàn toàn khác với sporinite trong các mẫu than khác (Hình 9e, g). Dưới ánh sáng huỳnh quang, chúng phát quang màu vàng cam rất rõ nét. Bitum trong mẫu chiếm tỷ lệ từ 2,4 - 9% gồm 2 dạng: dạng phát quang màu vàng cam đậm và dạng phát quang yếu màu vàng nâu. Inertinite trong mẫu gồm 2 loại chính: funginite (dạng đa bào chiếm đa số) và fusinite. Theo phân loại, than tại giếng khoan 12E-CS-1X thuộc loại than humic điển hình.

Thành phần vitrinite nhóm có cấu trúc (telovitrinite) chiếm tỷ lệ lớn trong mẫu than ở độ sâu 3.939 - 3.942m tại giếng khoan 12-A-1X. Trong khi đó, mẫu than ở độ sâu 3.927 - 3.930m có thành phần vitrinite phụ nhóm detro- và telo- tương đương. Điều này cho thấy có sự thay đổi hệ sinh thái thực vật tạo than từ nhóm thực vật thân gỗ thượng đẳng là chính (mẫu than độ sâu 3.939 - 3.942m) sang hệ sinh thái phát triển cả cây thân gỗ và cây bụi nhỏ (mẫu than độ sâu 3.927 - 3.930m). Thành phần liptinite trong mẫu than ở độ sâu 3.927 - 3.930m lên đến 11%, chủ yếu là sporinite, resinite và các mảnh vụn của alginite. Các loại maceral này phân bố cộng sinh hỗn độn với các loại maceral khác và được gắn kết lại bằng xi măng keo humic hoặc các vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang. Hình thái phân bố của liptinite trong mẫu (Hình 9a, b) là dạng phân bố rất điển hình của than sapropelic đã được công bố trong nhiều công trình nghiên cứu trên thế giới. Than sapropelic có tiềm năng sinh dầu rất tốt, thường được thành tạo trong môi trường đầm lầy/hồ có độ ngập nước thường xuyên; có thành phần liptinite gồm cả dạng có nguồn gốc từ thực vật bậc cao (resinite, sporinite) và từ tảo (alginite). Theo phân loại của A.C.Cook và N.R.Sherwood, mẫu than này được xếp vào dạng than hỗn hợp cannel-boghead (tương tự mẫu than ở Hoành Bồ - Quảng Ninh) [1, 3, 4].



Hình 6. *Thành phần maceral trong một số giếng khoan khu vực Lô 07/03*



Hình 7. *Thành phần maceral trong than và sét than khu vực Lô 07 chụp dưới ánh sáng trắng phản xạ (c, d, g, i) và ánh sáng huỳnh quang phản xạ (a, b, e, h) trong dầu nhúng, độ phóng đại 50 lần. Fluorinite (F) màu phát quang vàng xanh đặc trưng và độ nổi âm trong mẫu than humic độ sâu 3.550 - 3.555m giếng khoan 07-CRD-1X (a). Suberinite (Su) phát quang rõ nét phân bố trên nền Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.540 - 3.545m giếng khoan 07-CRV-1X (b). Funginite (Fg) dạng đơn bào, mức độ bảo tồn tốt, độ nổi cao trên nền Collotelinite (Ct) và Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.520 - 3.525m và 3.530 - 3.535m giếng khoan 07-CRD-1X (c). Funginite (Fg) dạng đa bào và Fusinite (Fu) trên nền Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.530 - 3.535m giếng khoan 07-CRD-1X (d). Bitum (B) phát quang yếu trong mẫu than humic độ sâu 3.710 - 3.715m giếng khoan 07-CRV-1X (e, g). Các mảnh vụn maceral trôi nổi trên nền bitum (B) mức độ phát quang khác nhau than humic độ sâu 3.710 - 3.715m giếng khoan 07-CRV-1X (h, i)*

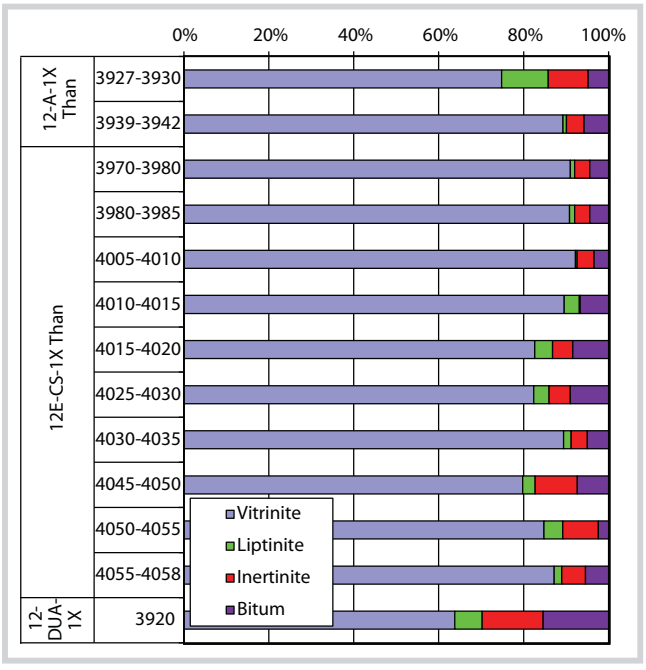
Tỷ lệ các loại maceral trong mẫu than ở độ sâu 3.920m tại giếng khoan 12-DUA-1X tương tự mẫu than sapropelic ở giếng khoan 12-A-1X (giếng khoan 12-DUA-1X cách giếng khoan 12-A-1X khoảng 2,8km), tuy nhiên chỉ quan sát thấy vài mảnh có dạng phân bố đặc trưng như đã nêu trên. Thành phần vitrinite nhóm có cấu trúc bảo tồn khá tốt, độ đồng nhất cao, phản xạ mạnh. Thành phần vitrinite nhóm phi cấu trúc có độ đồng nhất rất kém, thường bị khảm bởi các mảnh vụn và các loại maceral khác. Liptinite chủ yếu là sporinite, resinite và một ít đám vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang yếu. Mẫu than trên được xếp vào loại than humic.

2.3. Tiềm năng sinh và môi trường lắng đọng vật chất hữu cơ của đá mẹ Oligocene

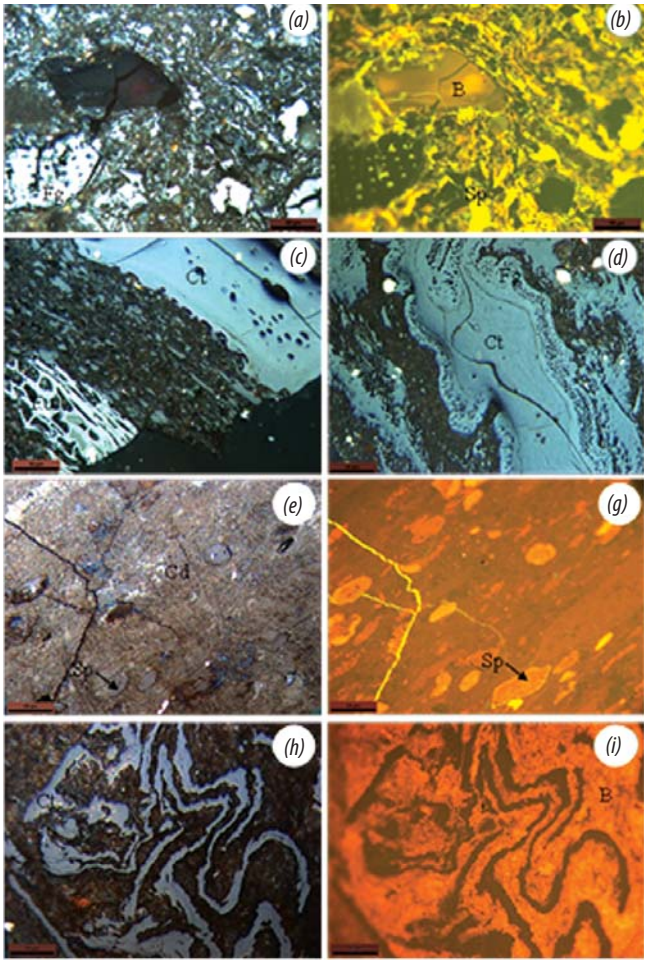
Kết quả nghiên cứu cho thấy trầm tích Oligocene trong khu vực nghiên cứu có tiềm năng sinh khí là chính. Hình 10 biểu diễn mối quan hệ giữa tổng hàm lượng carbon hữu cơ và chỉ số tổng tiềm năng sinh của mẫu. Theo đó, các mẫu sét, than và sét than trong các giếng khoan Lô 12 và 12E có tiềm năng sinh khí rất tốt. Mẫu than cannel-boghead có tiềm năng sinh dầu lớn hơn, tuy nhiên phân bố khá hạn chế. Các mẫu than và sét than khu vực Lô 06-1, 06-94 và Lô 07 phân bố trong vùng có khả năng sinh hỗn hợp dầu - khí rất tốt, trong đó sinh khí nhiều hơn. Mẫu sét khu vực Lô 06-1 và 06-94 có khả năng sinh dầu trung bình.

Đá mẹ Oligocene khu vực nghiên cứu lắng đọng trong môi trường lục địa, một số mẫu có sự ảnh hưởng của yếu tố đầm hồ. Biểu đồ Pristane/nC_{17} và Phytane/nC_{18} (Hình 11) cho thấy hầu hết trầm tích Oligocene chứa vật chất hữu cơ lục địa. Tỷ số Pristane/Phytane của hầu hết các mẫu đều cao (Pristane/Phytane > 3, dao động từ 2,74 - 17,32) chỉ thị cho môi trường mang tính oxy hóa.

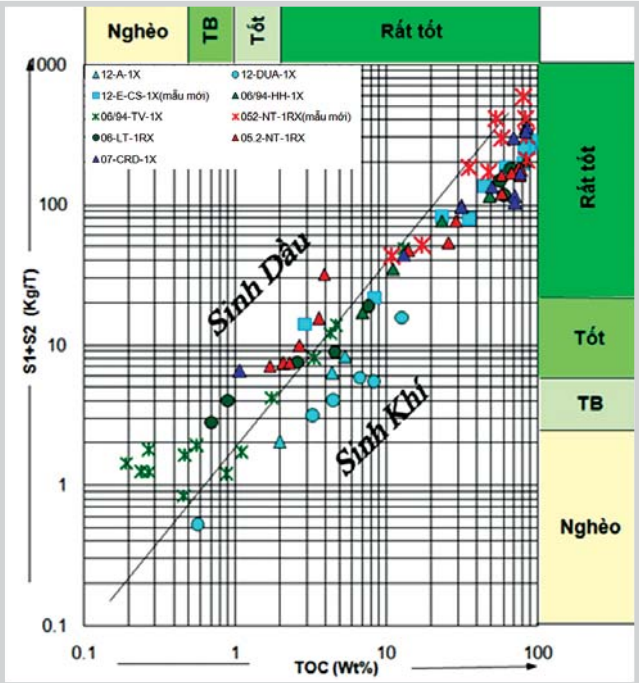
Biểu đồ quan hệ của tỷ số Ts/Tm với tỷ số Oleanane/C_{30}-Hopane để phân biệt 2 nhóm đá mẹ lục địa và đá mẹ đầm hồ (Hình 12) cho thấy trầm tích Oligocene ở các giếng khoan 06-LD-1X và 06-LT-1X có chứa vật chất hữu cơ đầm hồ. Các cấu tử bicardinane trên dải phân bố m/z 191 và m/z 217 của mẫu chất chiết ở độ sâu 3.054m của giếng khoan 06-LD-1X ST2 cho thấy sự đóng góp của vật chất hữu cơ lục địa (Hình 13). Sự xuất hiện của dãy tricyclic



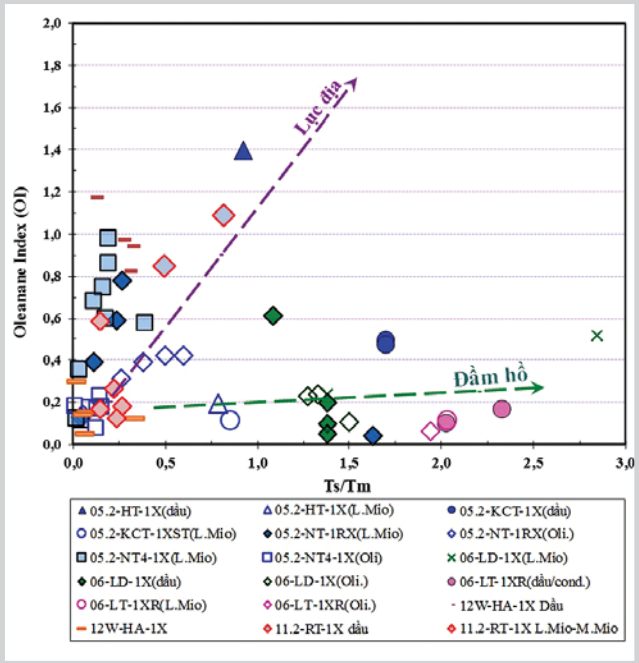
Hình 8. *Thành phần maceral trong than và sét than Oligocene giếng khoan Lô 12*



Hình 9. *Thành phần maceral trong than và sét than khu vực Lô 12 và 12E chụp dưới ánh sáng trắng phản xạ (a, c, d, e, h) và ánh sáng huỳnh quang phản xạ (b, g, i) trong dầu nhúng, độ phóng đại 50 lần. Hình thái phân bố của liptinite trong than cannel/boghead giếng khoan 12-A-1X độ sâu 3.927 - 3.930m (a, b). Thành cấu trúc tế bào mô gỗ bị fusinite hóa (Fu), độ phản xạ cao và Collotelinite (Ct) độ đồng nhất cao trong than humic giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 3.970 - 3.980m (c). Funginite (Fg) và Collotelinite (Ct) trong than humic giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 3.980 - 3.985m. Đây là dạng nấm cộng sinh bám quanh rễ cây làm nhiệm vụ tăng cường khả năng bám, hút chất dinh dưỡng trong đất của rễ (d). Sporinite (Sp) phân bố trên nền Collodetrinite (Cd) mức độ bảo tồn kém trong than giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 4.010 - 4.015m (e, g). Collotelinite (Ct) khảm trên nền khối bitum (B) phát quang màu cam đỏ trong than giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 4.015 - 4.020m (h, i)*



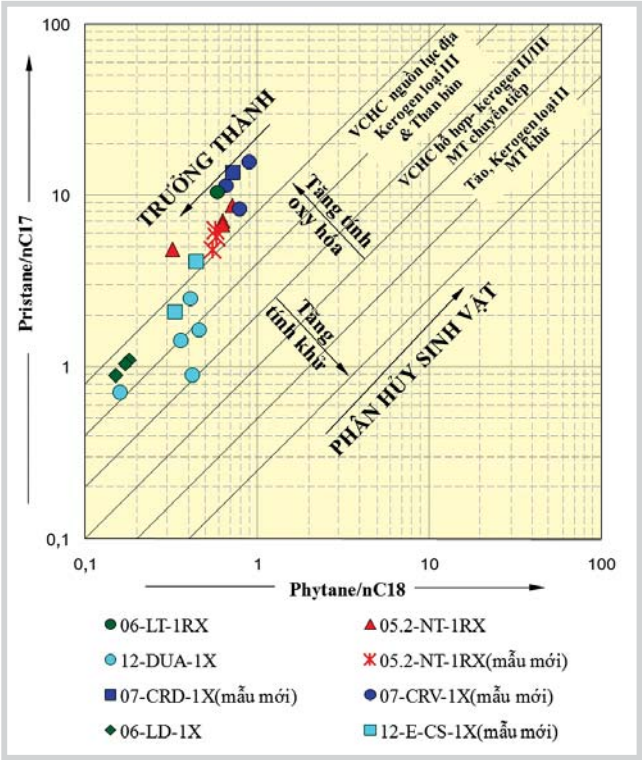
Hình 10. *Tiềm năng sinh dầu khí của trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu*



Hình 12. *Biểu đồ quan hệ giữa các tỷ số Oleanane/C_{30}-Hopane với Ts/Tm các mẫu dầu và trầm tích Oligocene*

terpane từ T1 đến T8 trên dải phân bố m/z 191 và tính trội của C_{28} sterane so với C_{27} và C_{29} sterane trên dải phân bố m/z 218 cho thấy dấu hiệu của vật chất hữu cơ đầm hồ.

Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ 2 mẫu giếng khoan 12E-CS-1X có nhiều sự khác biệt (Hình 14). Chất chiết tại độ sâu 4.045 - 4.050m thể hiện vật chất hữu cơ lục địa điển hình lắng đọng trong môi trường cửa sông tam giác châu với dải n-paraffin trội lẻ từ C_{25} - C_{33}, tỷ

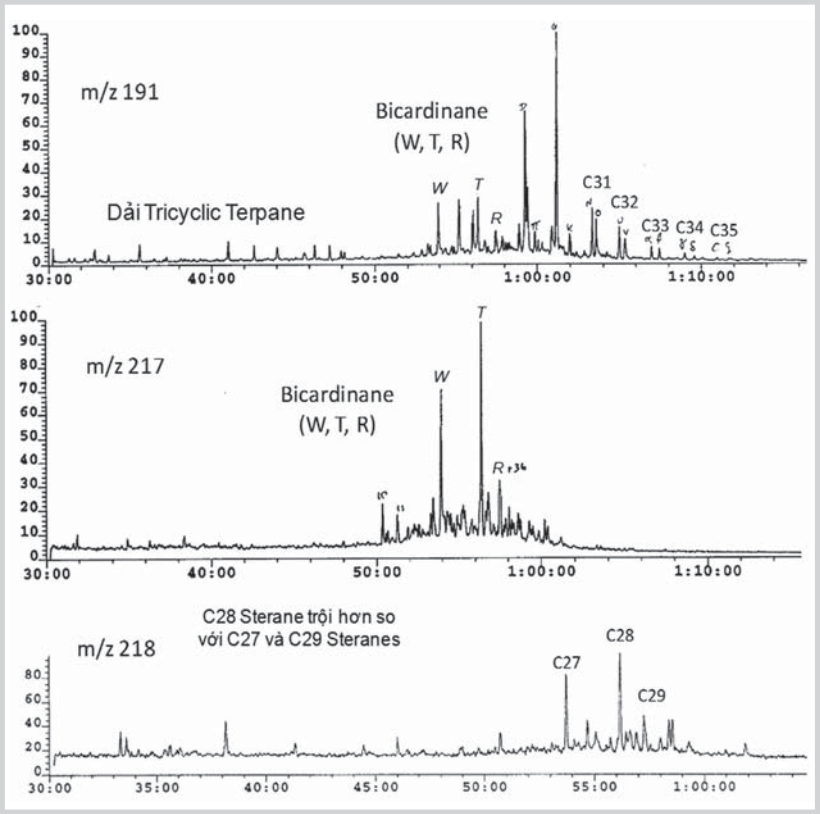


Hình 11. *Biểu đồ Pristane/nC_{17} và Phytane/nC_{18} trầm tích Oligocene*

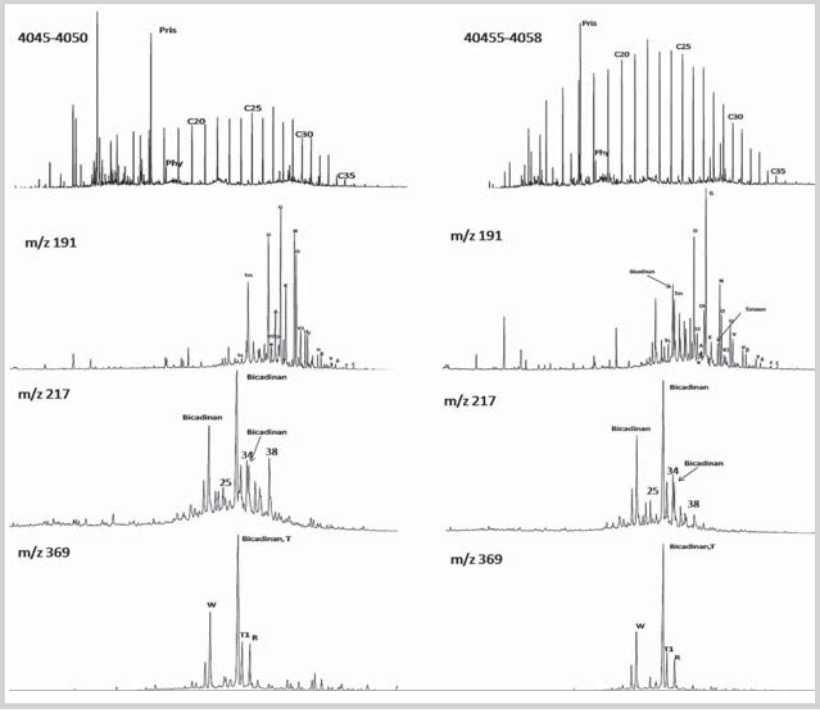
số Pristane/Phytane cao (7,47), dải hopane mở rộng giảm nhanh, bicardinane phân bố phổ biến, chiếm ưu thế hơn hẳn sterane và $C_{29} > C_{28} > C_{27}$ sterane. Trong mẫu tại độ sâu 4.055 - 4.058m có bằng chứng cho thấy sự đóng góp của môi trường đầm hồ (dải tricyclic terpane trội hơn mẫu tại độ sâu 4.045 - 4.050m, dải hopane mở rộng giảm dần đều, $C_{28} > C_{27} > C_{29}$ sterane). Tuy nhiên, nguồn vật liệu hữu cơ đóng góp chủ yếu vẫn là thực vật bậc cao do có sự xuất hiện các cấu tử bicardinane và taraxan.

Mẫu tại độ sâu 3.816 - 3.819m của giếng khoan 12A-1X (Hình 15) có các dấu vết sinh vật tương tự mẫu tại độ sâu 4.055 - 4.058m của giếng khoan 12E-CS-1X. Trên dải phân bố terpane, các cấu tử homohopane giảm dần đều, các pic tricyclic terpane khá cao; $C_{28} > C_{27} > C_{29}$ sterane là biểu hiện chứng tỏ sự đóng góp của môi trường đầm hồ trong quá trình trầm tích vật chất hữu cơ.

Kết quả phân tích thành phần maceral trong than/sét than ở Lô 12 cho thấy môi trường trầm tích trong thời kỳ đầu đến giữa Oligocene chủ yếu là đầm lầy lục địa có sự phát triển rải rác của các hồ nghèo dinh dưỡng giàu oxy hay chỉ là các hố trũng nhỏ phát triển trên bãi lầy thấp trong đầm lầy (môi trường tạo than cannel-boghead) [10]. Điều này gợi ý cho sự có mặt của tầng đá mẹ Oligocene dưới có tiềm năng sinh tốt hơn (so với các mẫu đã tìm thấy) trong khu vực sâu hơn ở Lô 12 như khu vực trũng Hoa Tím, trũng Dừa.



Hình 13. *Kết quả GC-MS hợp phần no của chất chiết ở độ sâu 3.054m (Oligocene) giếng khoan 06-LD-1XST2*



Hình 14. *Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ giếng khoan 12E-CS-1X*

2.4. Đặc điểm dầu thô

Các sản phẩm dầu thô tìm thấy trong các giếng khoan khu vực Lô 07/03 và Lô 12E có hàm lượng lưu huỳnh phổ biến ở mức rất thấp, tỷ trọng dầu trung bình, sinh ra từ đá mẹ trưởng thành (CPI từ 1,02 - 1,19).

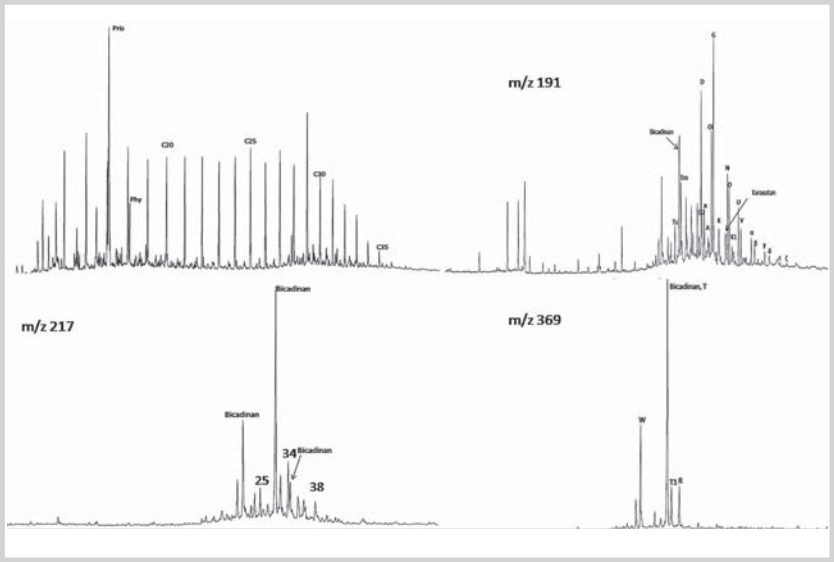
Kết quả phân tích sắc ký khí - sắc ký khí khối phổ kế mẫu dầu trong giếng khoan 07-CRD-1X cho thấy hàm lượng hydrocarbon no rất cao (68,3%). Dải phân bố n-alkane C_{15+} dạng yên ngựa, tỷ số Pristane/Phytane cao (8,38%) cho thấy có sự liên quan đến đá mẹ có mức độ trưởng thành trung bình, chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật bậc cao lắng đọng trong môi trường có mức độ oxy hóa cao như khu vực đầm lầy ven biển. Sự có mặt của một số chỉ thị sinh học đặc trưng cho vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa như Oleanane (pick O); tính trội của C_{29} sterane hơn so với C_{27} sterane; hàm lượng nhỏ của tricyclic terpane khẳng định chắc chắn hơn nguồn gốc thực vật bậc cao của mẫu dầu ở giếng khoan 07-CRD-1X [7] (Hình 16).

Thành phần bicardinane (pick W, T, R) - chỉ thị sinh học đặc trưng được cho là có nguồn gốc từ thực vật hạt kín họ *Dipterocarpaceace* trong dầu ở khu vực Đông Nam Á - đo được khá nhiều trên dải 191, 217 và 369 của mẫu dầu tại giếng khoan 07-CRD-1X. Thành phần này cũng được tìm thấy khá nhiều trong mẫu chất chiết từ than ở độ sâu 3.550 - 3.555m tại giếng khoan này (Hình 16). Điều này cho thấy có sự liên quan giữa sản phẩm và đá mẹ chứa than và sét than trong khu vực quanh giếng khoan 07-CRD-1X.

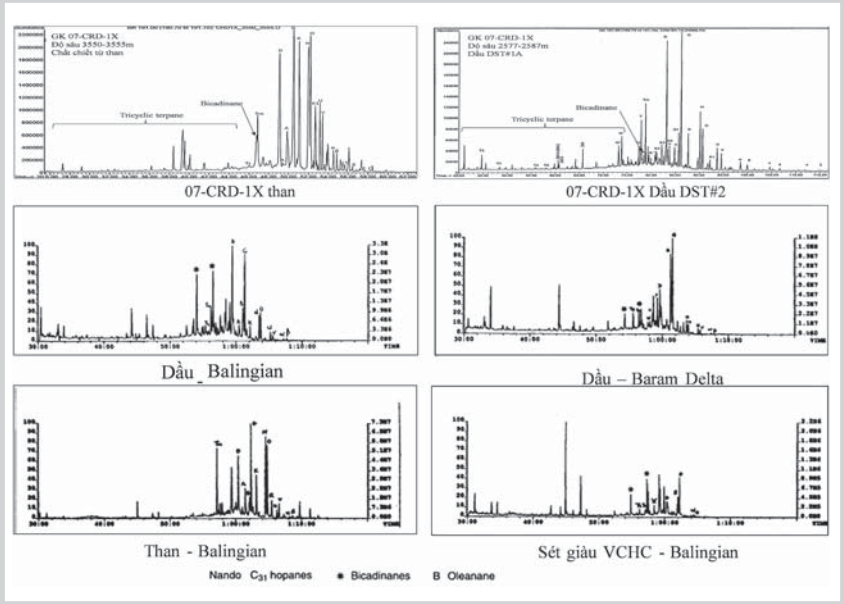
Sự liên quan còn thể hiện ở sự tương đồng về đặc điểm chỉ thị sinh học alkane mạch vòng nguồn gốc nhựa cây (pick R1, R2, R3 trên dải sắc ký khối phổ mảnh 191, 217 và 369) (Hình 16). Nhóm chỉ thị sinh học này chỉ được tìm thấy trong than và các mẫu dầu có liên quan đến than ở khu vực Đông Malaysia và Indonesia.

Tóm lại, mẫu dầu trong giếng khoan 07-CRD-1X sinh ra từ đá mẹ có độ trưởng thành trung bình, chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật lục địa và có thể từ đá mẹ chứa than và sét than.

Thực tiễn công tác nghiên cứu tìm kiếm thăm dò dầu khí trong khu vực



Hình 15. *Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ giếng khoan 12-A-1X*



Hình 16. *Đặc điểm chỉ thị sinh học của dầu và chất chiết từ than trong trầm tích Oligocene giếng khoan 07-CRD-1X và một số mẫu trong khu vực Đông Nam Á*

Đông Nam Á đã chứng minh vai trò sinh quan trọng của tầng đá mẹ chứa than và sét than lắng đọng trong môi trường đồng bằng tam giác châu dưới đến tiền châu thổ, chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa. Các tầng đá mẹ này được thành tạo từ Paleogene đến cuối Miocene giữa, lấp đầy trong các địa hào, bán địa hào hình thành do va chạm của mảng Âu Á với mảng Ấn Úc và hoạt động tách giãn biển Đông. Trên bình đồ kiến tạo Đông Nam Á, các bể dầu khí có đá mẹ paralic phát triển từ bể Nam Côn Sơn đến bể Đông Natuna và kéo liên tiếp dọc theo đới khâu Lupa đến các bể khu vực rìa phía Bắc của địa khối Borneo [11]. Đối sánh kết quả phân tích sắc ký của mẫu đá mẹ và mẫu sản phẩm trong khu vực Đông Nam Á với đá mẹ và sản phẩm trong bể Nam Côn Sơn (Hình 16) cho thấy sự tương đồng khá lớn về đặc điểm các dấu vết sinh học chỉ thị nguồn gốc vật liệu cũng như các đặc điểm địa hóa hữu cơ.

3. Kết luận

Than và sét than trong trầm tích Oligocene khu vực Lô 06, 07, 12 có tiềm năng sinh cả dầu và khí, trong đó chủ yếu là sinh khí. Mẫu dầu trong giếng khoan 07-CRD-1X có dấu hiệu liên quan đến đá mẹ chứa than và sét than.

Thành phần vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật bậc cao - maceral nhóm vitrinite chiếm đa số. Mức độ biến chất than thay đổi từ nhãn than á bitum đến bitum chất bốc cao. Mức độ biến chất của than khu vực nâng Lan Đỏ (Lô 06-1) đã sang nhãn than bitum chất bốc trung bình.

Môi trường thành tạo trầm tích chứa than và sét than trong thời kỳ Oligocene mang tính lục địa cao.

Tài liệu tham khảo

1. A.C.Cook, N.R.Sherwood. *Classification of oil shales, coals and other organic-rich rocks.* Organic Geochemistry. 1991; 17(2): p. 211 - 222.

2. Lê Văn Cự, Hoàng Ngọc Đang, Trần Văn Trị. *Cơ chế hình thành và các kiểu bể trầm tích Kainozoi Việt Nam*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội. 2007: tr. 30.

3. Zhiwen Han, M.A.Kruge. *Chemistry of maceral and groundmass density fractions of torbanite and cannel coal.* Organic Geochemistry. 1999; 30(11): p. 1381 - 1401.

4. Zhiwen Han, Michael A.Kruge, John C.Crelling, David F.Bensley. *Classification of torbanite and cannel coal: I. Insights from petrographic analysis of density fractions.* International Journal of Coal Geology. 1999. 38(3 - 4): p. 181 - 202.

5. Lê Chi Mai và nnk. *Tiềm năng dầu khí bể Nam Côn Sơn*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.

6. Lê Hoài Nga. *Thành phần vật chất hữu cơ và khả năng sinh hydrocarbon của than và sét than Oligocene và Miocene dưới khu vực phía Đông bể Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.

7. Kenneth E.Peters, Clifford C.Walters, J.Michael Moldowan. *The biomarker guide: Volume 1. Biomarkers and isotopes in the environment and human history*. Cambridge University Press. 2004.

8. J.T.Senftle, K.L.Yordy, L.S.Barron, J.C.Crelling. *Whole rock and isolated kerogen characterization studies: observations of sample type preparations upon petrographic and chemical characterization of New Albany Shale.* Organic Geochemistry. 1991; 17(2): p. 275.

9. E.Stach. *Stach's textbook of coal petrology*. Gebruder Borntraeger Printer. 1982.

10. G.H.Taylor, M.Teichmuller, A.Davis, C.F.K.Diessel, R.Littke, P.Robert. *Organic petrology - A new handbook incorporating some revised parts of Stach's textbook of coal petrology*. Gebruder Borntraeger Printer. 1998.

11. S.P.Todd, M.E.Dunn, A.J.G.Barwise. *Characterizing petroleum charge systems in the tertiary of SE Asia.* Petroleum Geology of Southeast Asia, Geological Society Special Publication. 1997. 126(1): p. 25 - 47.

Geochemical characteristics of oligocene coal and coaly mudstones in Blocks 06, 07 and 12, Nam Con Son basin

Le Hoai Nga, Phi Ngoc Dong, Nguyen Thi Bich Hanh
Nguyen Thi Thanh, Ha Thu Huong, Nguyen Trung Quan
Pham Thi Dieu Huyen
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Oligocene coal and coaly shales in blocks 06, 07 and 12 in the Nam Con Son basin are main hydrocarbon source rocks. Total organic carbon content varies from 4.9wt.% to 69.11wt.% on average. The remaining generation potential (S2) is from 6,39mg/g to 183,6mg/g; and the hydrogen index of most coal and coaly shales is more than 200mg/g. Kerogen is mainly type III (vitrinite maceral) and mixture of type III and II (vitrinite and liptinite maceral generated from resin, wax and spores of higher land plant). In the central trough of the Nam Con Son basin (block 06), organic matter is currently in dry gas stage; while in blocks 07 and 12, organic matter is in the early stage of hydrocarbon generation. Many geochemical characteristics of oil and Oligocene coal and coal shales from well 07-CRD-1X are similar.

Key words: *Maceral, coal, vitrinite, huminite, liptinite, inertinite.*

XÁC ĐỊNH LOẠI VẬT LIỆU HỮU CƠ BAN ĐẦU VÀ ĐỘ TRƯỞNG THÀNH DẦU BỂ CỬU LONG DỰA VÀO CHỈ SỐ HEPTANE VÀ ISO HEPTANE

ThS. Nguyễn Mạnh Hùng[1, 2], PGS. TSKH. Hoàng Đình Tiến[2]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh
Email: hungnm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Phân đoạn nhẹ của dầu chỉ ra mức độ biến đổi catagenetic của đá mẹ và vật liệu hữu cơ thành tạo dầu. Hai chỉ số heptane (H) và iso heptane (I) chính là tỷ số giữa paraffin thông thường với naphthene và mạch nhánh paraffin với naphthene. Bài báo này giới thiệu phương pháp xác định 2 chỉ số heptane, iso heptane và ứng dụng để xác định loại vật liệu hữu cơ ban đầu. Đặc biệt là hàm tương quan thực nghiệm giữa chỉ số heptane với chỉ số phản xạ vitrinite (% Ro) đã được xây dựng cho dầu trong bồn trũng Cửu Long. Qua các chỉ số này cho thấy bồn trũng Cửu Long dầu khí phần lớn được sinh ra từ kerogen II và I trong giai đoạn cửa sổ tạo dầu và trưởng thành cao.

Từ khóa: *Chỉ số heptane, chỉ số iso heptane, phản xạ vitrinite, độ trưởng thành, kerogen.*

1. Giới thiệu

Có rất nhiều chỉ tiêu để đánh giá mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ, đặc biệt là các dấu tích sinh vật (biomarker). Quá trình nhiệt động học dẫn đến đứt vỡ các vật liệu hữu cơ cho hình thành các cấu tử alkane mạch thẳng, alkane mạch nhánh và các mạch vòng naphthene khác nhau. Vì vậy, nghiên cứu kỹ các đặc điểm của thành phần nhẹ trong dầu sẽ cho biết nhiều thông tin liên quan đến quá trình thành tạo của dầu.

Quá trình gia tăng nhiệt động dẫn tới quá trình gia tăng mức độ trưởng thành nhiệt của dầu khí và chủ yếu làm ngắn các liên kết lại dẫn đến làm giảm hàm lượng mạch vòng naphthene trong dầu. Chỉ số heptane và iso heptane được sử dụng để đánh giá mức độ paraffin hóa, là tỷ số giữa paraffin mạch thẳng với các nhóm mạch vòng naphthene và tỷ số giữa paraffin mạch nhánh với nhóm mạch vòng naphthene.

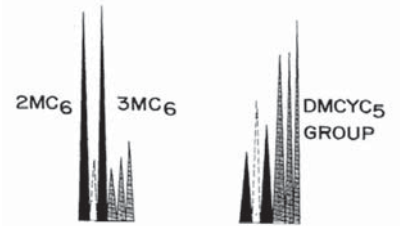
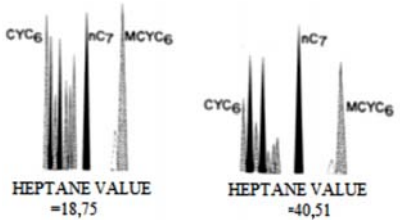
Vì thế, việc xác định chỉ số heptane và iso heptane giúp xác định nhanh mức độ trưởng thành nhiệt của các mẫu chất lưu vỉa trong phòng thí nghiệm. Qua đó cung cấp thêm bằng chứng xác định các tầng sản phẩm khí condensate là sản phẩm tách ra từ vỉa dầu hay được sinh ra từ chính đới sinh condensate.

2. Phương pháp của K.F.M.Thompson

2.1. Chỉ số heptane và iso heptane

Đây là kết quả đo thành phần của dầu trên máy sắc ký khí thuộc phân đoạn C_6 và $C_{7.}$. Bảng 1 trình bày cách xác

Bảng 1. *Cách xác định chỉ số heptane và iso heptane trên sắc đồ [1]*

	Hình dạng pick trên sắc đồ	Cách tính toán
Iso heptane (I)		$I = (2MC_6 + 3MC_6)/Sum(DMCYC_5)$ DMCYC5=1,cis-3-,1,trans-3-and1,trans-2-dimethylcyclopentane
Heptane (H)		H = 100 x nC7/(Methylcyclohexane (CH)+ 2-methylhexane + 3-methylhexane + methylcyclohexane + 1,1 dimethylpentane + 1-trans-2-dimethycylopentane + 1-trans-3dimethycylopentane + 1-cis-3-dimethycylopentane

định và tính toán giá trị 2 chỉ số heptane và iso heptane dựa trên sắc đồ phân tích trên sắc ký khí của Thompson [1]. Các chỉ số này được tính toán dựa vào các cấu tử nhỏ nằm trong phân đoạn nghiên cứu. Kết quả có thể tìm trong các báo cáo phân tích địa hóa hay trên các sắc đồ trong phân tích PVT và thu được khi chạy thành phần dầu trên máy sắc ký khí với cột mao quản PONA.

2.2. Mối quan hệ giữa chỉ số heptane và iso heptane với loại kerogen của dầu

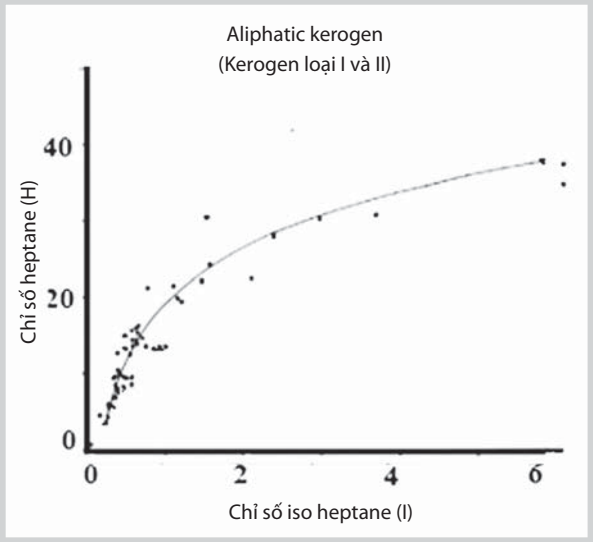
Mối quan hệ giữa chỉ số heptane và iso heptane với loại kerogen được Thompson [2] khảo sát trên nhiều mẫu dầu lấy từ khu vực Bắc Mỹ. Kết quả khảo sát cho thấy dầu thuộc 2 loại aliphatic và aromatic kerogen có khuynh hướng tách thành 2 đường riêng biệt. Theo phân loại của Tissot [3] thì kerogen loại II và I phản ánh bản chất của aliphatic kerogen và kerogen loại III sẽ tương đương với aromatic kerogen. Như vậy, dựa trên kết quả nghiên cứu của Thompson với các chỉ số heptane và iso heptane có thể xác định được loại vật liệu hữu cơ hình thành dầu (Hình 1).

Hình 1a và 1b có sự khác biệt tương đối rõ ràng. Với cùng chỉ số heptane, các loại vật liệu hữu cơ phong phú kerogen loại II và I có chỉ số iso heptane thấp hơn so với loại vật liệu hữu cơ phong phú kerogen loại III. Tuy nhiên, với các chỉ số heptane thấp thì có sự giao thoa của hai đường quan hệ này do hệ quả của quá trình phân hủy sinh học gây ra. Khi dầu bị phân hủy sinh học, các vi khuẩn ăn các thành phần n-paraffin, do vậy chỉ số heptane và iso heptane đều rất thấp. Dầu thuộc loại aliphatic kerogen khi bị phân hủy sinh học sẽ bị biến đổi sang dầu naphthene và sẽ tương tự sản phẩm được tạo ra bởi aromatic kerogen.

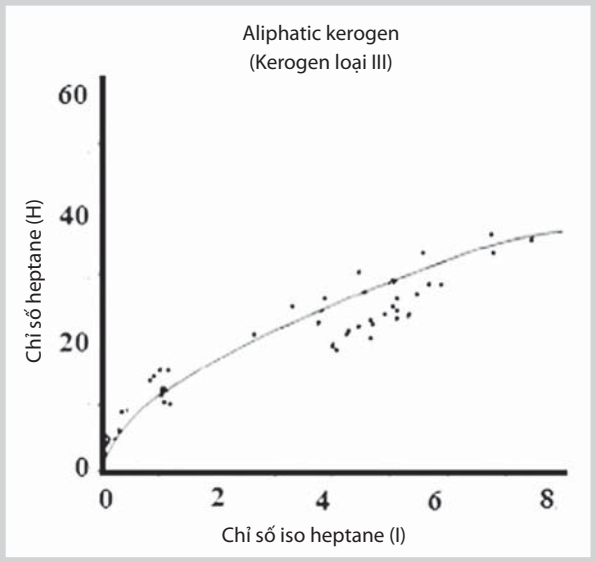
Trong quá trình nghiên cứu, Thompson [2] cũng đưa ra bảng phân loại mức độ trưởng thành của dầu theo các chỉ số heptane và iso heptane. Dựa trên kết quả thống kê mối liên hệ giữa mức độ trưởng thành và kết quả đo giá trị chỉ số heptane và iso heptane của 76 mẫu dầu được lấy từ khu vực phía Đông của Bắc Mỹ, Thompson [2] đã xây dựng bảng phân loại mức độ trưởng thành tương ứng với các khoảng giá trị của chỉ số heptane và iso heptane tương ứng.

2.3. Mối quan hệ giữa chỉ số heptane và iso heptane đến mức độ trưởng thành nhiệt

Thompson [2] nghiên cứu khu vực các mỏ dầu tại Mỹ đã chỉ ra rằng chỉ số heptane và iso heptane có liên quan tới giá trị đánh giá trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ thành tạo dầu khí. Hàm quan hệ giữa chỉ số heptane và chỉ số phản xạ vitrinite (% Ro) đã được xây dựng cho vùng Gulf Coast có dạng sau:

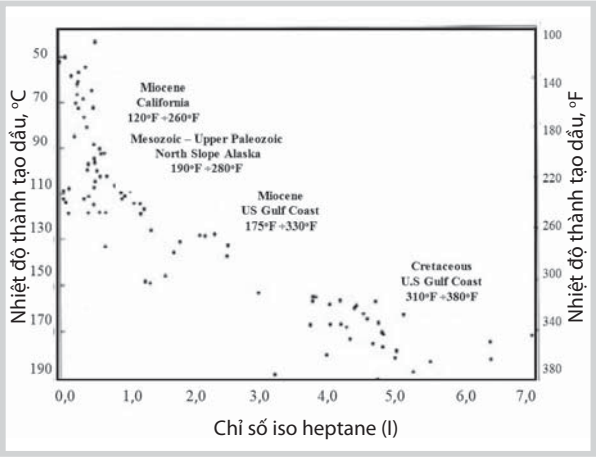


(a)



(b)

Hình 1. *Mối quan hệ giữa loại kerogen với chỉ số heptane (H) và iso heptane (I) đối với các mẫu dầu thuộc khu vực Bắc Mỹ [2]*



Hình 2. *Mối quan hệ giữa chỉ số iso heptane với nhiệt độ thành tạo của dầu nguồn gốc kerogen loại III tại vịnh Mexico [2]*

$$H = 0,15 \times F - 25,67$$

trong đó $F = 511 - \frac{199,08}{Ro^{0,627}}$

Trong đó:

H: Chỉ số heptane;

F: Nhiệt độ thành tạo của dầu, °F;

Ro: Chỉ số % Ro qua tính toán từ giá trị MPI-1 được đo từ GCMS.

Theo Thompson [2] với mỗi loại kerogen khác nhau và các vùng khác nhau sẽ có các mối quan hệ khác nhau. Hình 2 và 3 cho thấy với chỉ số heptane và iso heptane cao là do dầu được thành tạo trong nhiệt độ trầm tích cao tương ứng với từng loại vật liệu hữu cơ.

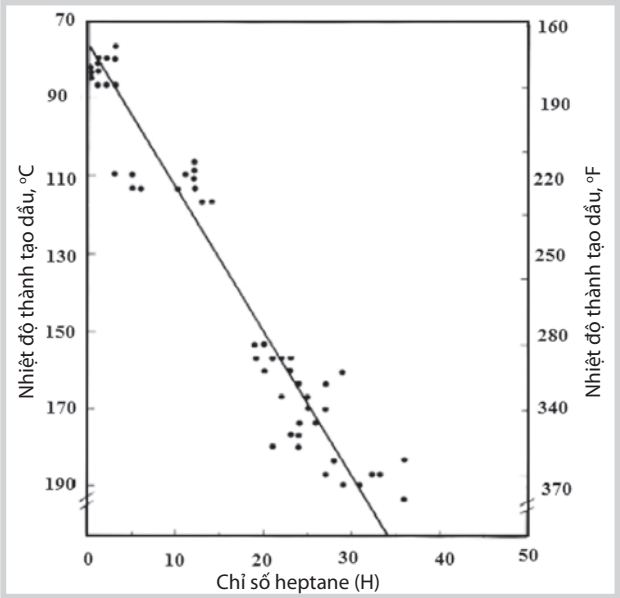
3. Đánh giá phân loại dầu bể Cửu Long dựa vào chỉ số iso heptane và chỉ số heptane

Số liệu trong nghiên cứu này được tổng hợp từ các báo cáo phân tích địa hóa và phân tích lại các sắc đồ phân tích thành phần dầu trong mẫu PVT. Số liệu PVT được khảo sát từ gần 200 báo cáo của gần 30 cấu tạo lớn nhỏ. Tuy nhiên, không phải báo cáo nào cũng có kết quả phân tích GCMS (MPI-1) để quy đổi về chỉ số Ro và có phân tích thành phần dầu nhẹ để xác định chỉ số iso heptane và heptane. Vì thế, nhóm tác giả đã đo lại thành phần của rất nhiều mẫu dầu để xác định chính xác hơn chỉ số iso heptane và chỉ số heptane của dầu.

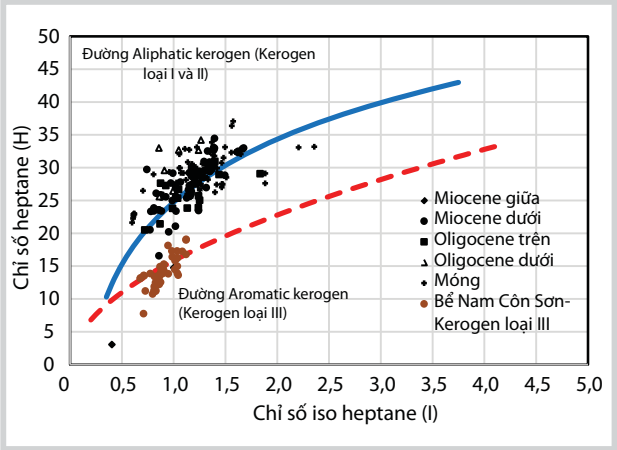
3.1. Phân loại dầu qua chỉ số iso heptane và chỉ số heptane

Kết quả đo chỉ số heptane và iso heptane trên Hình 4 cho thấy phần lớn các giá trị đo đều trong dải chỉ thị aliphatic kerogen theo kết quả công bố của Thompson và chứng tỏ dầu ở bể Cửu Long được thành tạo từ kerogen loại II và loại I. Điều này phù hợp với các nhận định của nhiều nghiên cứu trước đây [4, 5, 6, 7] là dầu ở bể Cửu Long được hình thành từ đá mẹ Oligocene do đá mẹ đã đạt ngưỡng trưởng thành. Dầu được sinh ra từ rong tảo là chính, được tái tạo chủ yếu bởi khuẩn trong môi trường đầm hồ và một ít từ cửa sông, vùng nước lợ và biển mở. Theo biểu đồ phân loại kerogen trầm tích Oligocene dựa vào kết quả phân tích TOC và HI của các nghiên cứu trước đây, dầu ở bể Cửu Long phần lớn thuộc loại kerogen loại II và loại I, có rất ít loại III. Dựa trên cơ sở đường quan hệ của Thompson đã công bố, nhóm tác giả đã xây dựng được đường quan hệ giữa chỉ số heptane và chỉ số iso heptane cho kerogen loại II và I ở bể Cửu Long.

Qua đối chiếu với kết quả phân tích mẫu dầu (báo cáo phân tích địa hóa) có nguồn gốc từ kerogen loại III thuộc



Hình 3. *Mối quan hệ giữa chỉ số heptane với nhiệt độ thành tạo của dầu nguồn gốc kerogen loại II tại vùng Bắc Mỹ [2]*



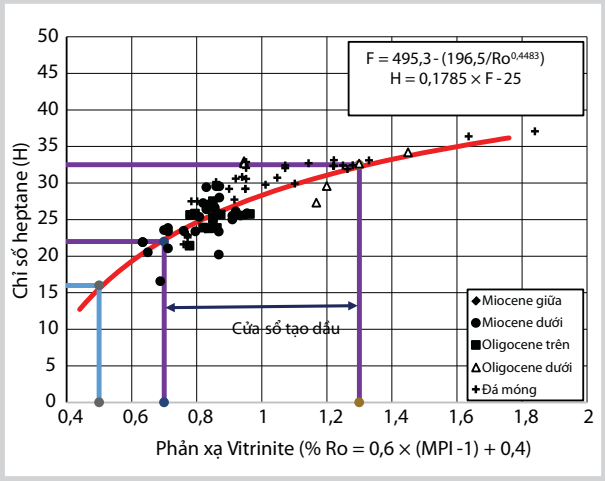
Hình 4. *Mối quan hệ giữa chỉ số iso heptane và heptane trong bể Cửu Long*

bể Nam Côn Sơn thấy rõ kết quả đo mẫu này có chỉ số heptane và iso heptane trong vùng chỉ thị aromatic kerogen (kerogen loại III). Kết quả đánh giá trong các nghiên cứu trước đây [4, 5, 6] đã nhận định rằng dầu ở bể Nam Cơn Sơn được sinh ra từ đá mẹ Oligocene và Miocene dưới từ nguồn thực vật là chính, thuộc kerogen loại III. Rõ ràng, đối chiếu với các kết quả nghiên cứu trước và kết quả đánh giá qua chỉ số heptane và iso heptane cho thấy kết quả khá tương đồng và có thể áp dụng biểu đồ phân loại này để phân loại kerogen của dầu. Tương tự như đường quan hệ đã xây dựng cho kerogen loại II và I trong bể Cửu Long, đường quan hệ giữa chỉ số heptane và iso heptane của kerogene loại III trong bể Nam Côn Sơn cũng được thiết lập (Hình 4). Tuy nhiên, do số lượng mẫu còn ít và chưa có sự đa dạng về số liệu nên đường quan hệ xây dựng riêng cho kerogen loại III trong bể Nam Côn Sơn xây dựng được chỉ mang tính chất tham khảo.

Kết quả khảo sát kết quả đo chỉ số heptane và iso heptane trên Hình 4 cho thấy đa phần dầu thuộc tầng móng và nằm trên cùng của đồ thị và dầu thuộc Oligocene trên và Miocene dưới nằm gần sát ranh giới phân loại dầu (màu xanh và đỏ) theo phân loại của Thompson [2]. Theo nghiên cứu này, phần nhẹ của dầu được sinh ra từ đá mẹ ở độ sâu sâu hơn và nóng hơn sẽ có mức độ paraffin hóa cao hơn. Điều này đồng nghĩa với giá trị heptane và iso heptane càng cao thì mức độ trưởng thành nhiệt càng cao. Hình 4 cho thấy, dầu móng được hình thành trong điều kiện thành tạo cao hơn so với dầu tầng chứa Miocene dưới và Oligocene trên. Chỉ có một mẫu được phân tích từ dầu nặng từ tầng chứa Miocene giữa cho chỉ số heptane và iso heptane rất thấp. Tuy nhiên, do dầu này là dầu bị phân hủy sinh học nên rất khó có thể xác định chính xác.

3.2. Đánh giá mức độ trưởng thành dầu qua chỉ số heptane

Trong nghiên cứu này, giá trị đánh giá mức trưởng thành dầu theo giá trị phản xạ vitrinite % Ro thông qua tính toán từ giá trị MPI-1 được đo từ phân tích sắc ký khối phổ (GCMS) trong đó Ro% = 0,6 x (MPI-1) + 0,4 [6]. Kết quả MPI-1 được tính từ phân bố đồng phân phenantherene cho phép xác định mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ. Kết quả trong nghiên cứu này được tổng hợp từ kết quả đo cho các mẫu dầu, dầu dễ bay hơi và mẫu condensate. Căn cứ vào hàm quan hệ giữa chỉ số heptane với giá trị phản xạ vitrinite % Ro với số liệu đo thực tế cho các mẫu dầu thu thập được, nhóm tác giả xây dựng hàm tương quan thực nghiệm mới cho bể Cửu Long. Từ Hình 5, có thể dự đoán được giá trị tương đối % Ro của dầu khi chưa có kết quả đo GCMS. Ngoài ra, căn cứ vào kết quả đo và thu thập được từ nhiều cấu tạo khác nhau và các phân vị địa tầng khác nhau, bảng phân loại dầu dựa vào phân đoạn nhẹ của dầu cũng được xây dựng riêng cho bể Cửu Long.



Hình 5. *Mối quan hệ giữa chỉ số heptane và phản xạ vitrinite (% Ro)*

Kết quả trên Hình 5 cho thấy, với giá trị heptane cao sẽ tương đương với môi trường thành tạo dầu có giá trị trưởng thành nhiệt cao. Các mẫu phản ánh dầu ở bể Cửu Long phần lớn được sinh ra trong môi trường nhiệt tương ứng với phản xạ vitrinite là 0,78 - 1,3% Ro đối với tầng móng và Oligocene dưới và khoảng 0,64 - 0,9 đối với tầng Miocene và Oligocene trên. Có một số mẫu có giá trị phản xạ cao trên 1,3 - 1,45 được xác nhận là mẫu condensate. Có một vài mẫu dầu dễ bay hơi nhưng có giá trị % Ro khá cao từ 1,62 - 1,83, do đó có thể nhận định dầu được sinh ra trong điều kiện trưởng thành nhiệt cao và condensate được sinh ra trong đới sinh condensate đã di cư và lẫn vào trong dầu.

Dựa trên số liệu đã khảo sát cho thấy dầu ở bể Cửu Long có cửa sổ tạo dầu trong khoảng từ 0,7 - 1,3% Ro tương ứng với chỉ số heptane dao động trong khoảng từ 22 - 32,5. Phân loại này cũng dựa vào đặc tính dầu thực tế được phân tích tại phòng thí nghiệm PVT. Ngưỡng chỉ số heptane vào khoảng 32,5 dầu này chính là dầu dễ bay hơi (Volatile oil). Với giá trị heptane cao hơn 32,5 xác định dầu được hình thành trong đới trưởng thành cao. Giá trị của chỉ số heptane trong khoảng 16 - 22 tương ứng với giá trị trưởng thành nhiệt % Ro từ 0,5 - 0,7 sẽ tương ứng với khoảng trưởng thành thấp.

Căn cứ vào mối quan hệ giữa chỉ số heptane và chỉ số iso heptane và khoảng phân đoạn theo mức độ trưởng thành của dầu Hình 4, khoảng tương ứng của chỉ số iso heptane cũng được xác định và kết quả khảo sát các mẫu được phân tích cho bể Cửu Long (Bảng 2).

Bảng 2 cho thấy dầu ở bể Cửu Long được hình thành chủ yếu trong đới trưởng thành và phần còn lại trong đới trưởng thành cao. Chỉ có một vài mẫu thuộc tầng chứa Miocene dưới phản ánh dầu có độ trưởng thành nhiệt thấp.

Dựa trên mối quan hệ này, hàm tương quan thực nghiệm giữa giá trị trưởng thành nhiệt (% Ro) và giá trị chỉ số heptane cho bể Cửu Long được xây dựng có dạng như sau:

$$F = 495,3 - \frac{196,5}{Ro^{0,4483}}$$

và $H = 0,1785 \times F - 25$ Với $R^2 = 0,69$

Trong đó:

H: Chỉ số heptane (H);

F: Nhiệt độ thành tạo của dầu, °F;

Ro: Chỉ số % Ro qua tính toán từ giá trị MPI-1 được đo từ GCMS.

Bảng 2. *Phân loại dầu dựa vào phân đoạn nhẹ ở bể Cửu Long*

Mức độ trưởng thành	Giá trị giới hạn	
	Chỉ số heptane	Chỉ số iso heptane
Trưởng thành thấp (Normal maturity/Low maturity oil)	16 - 22	0,6 - 0,85
Trưởng thành (Mature oil)	22 - 32,5	0,85 - 1,60
Trưởng thành cao (Super-mature)	32,5 - 60	1,6 - 4,0
Phân hủy sinh học (Biodegradation)	0 - 16	0 - 0,6

Hàm tương quan thực nghiệm này có giá trị hồi quy không cao do phân đoạn nhẹ rất dễ mất nếu không bảo quản mẫu tốt. Mẫu càng để lâu phần nhẹ bị mất càng nhiều. Riêng đối với chỉ số % Ro được tính qua kết quả đo MPI-1 từ GCMS thì được đo trên phần dầu thuộc phân đoạn nặng nên cho kết quả chính xác hơn. Tuy nhiên, với mục tiêu xác định nhanh và sơ bộ loại vật liệu hữu cơ ban đầu cũng như mức độ trưởng thành nhiệt thì hàm tương quan thực nghiệm này có thể sử dụng được.

3. Kết luận

Có thể dựa vào chỉ số heptane và iso heptane để xác định loại vật liệu hữu cơ ban đầu của dầu và đánh giá mức độ trưởng thành của dầu khi không có kết quả đánh giá địa hóa khác.

Căn cứ vào phương pháp phân loại dầu của Thompson [1, 2], kết quả phân loại qua chỉ số heptane và iso heptane cho thấy dầu ở bể Cửu Long được sinh từ kerogen loại II và I đang nằm trong giai đoạn cửa sổ tạo dầu và trưởng thành cao.

Với hệ số hồi quy không cao nhưng có thể dựa vào chỉ số heptane để dự đoán chỉ số phản xạ vitrinite qua phương trình hồi quy thực nghiệm cho dầu ở bể Cửu Long để đánh giá nhanh chỉ số trưởng thành nhiệt của dầu.

Nghiên cứu này mở ra hướng mới về nghiên cứu thành phần nhẹ trong xác định loại vật liệu hữu cơ ban đầu và mức độ trưởng thành nhiệt của dầu trong quá trình thành tạo.

Tài liệu tham khảo

1. K.F.M.Thompson. *Light hydrocarbons in subsurface sediments*. Geochimica et Cosmochimica Acta. 1979; 43(5): p. 657 - 672.

2. K.F.M.Thompson. *Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbon*. Geochimica et Cosmochimica Acta. 1983; 47(2): p. 303 - 316.

3. B.Tissot, B.Durand, J.Espitalies, A.Combaz. *Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum*. AAPG Bulletin. 1974; 58(3): p. 449 - 506.

4. Nguyễn Hiệp và nnk. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. 2007.

5. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu Long*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.

6. Hoàng Đình Tiến, Hoàng Thị Xuân Hương. *Nguồn gốc và điều kiện sinh thành dầu, condensate, khí ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 1: trang 26 - 32.

7. Phạm Thị Toán, Võ Thị Hải Quan, Phan Văn Thắng. *Một số kết quả nghiên cứu đá sinh và dầu thô ở bể Cửu Long*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Viện Dầu khí: 25 năm xây dựng và trưởng thành". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2003: trang 183 - 193.

8. Hoàng Đình Tiến. *Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2012.

Determination of organic matter and thermal maturity of Cuu Long basin's oil based on heptane and isoheptane values

Nguyen Manh Hung[1,2], Hoang Dinh Tien[2]

[1]*Vietnam Petroleum Institute*

[2]*HCMC University of Technology*

Summary

Light oil fraction indicates the catagenetic grade of sediment and kerogen type. Heptane value (H) and isoheptane value (I) are ratios of normal paraffin to naphthene and branched paraffin to naphthane. This paper presents the method to determine the two values and its application for organic matter dertermination. The empirical correlation derived between vitrinite values (Ro) and heptane value (H) indicates that Cuulong basin's oil is aliphatic kerogens (Kerogen type II and I) in mature and super mature conditions.

Key words: *Heptane, isoheptane, maturity, kerogen.*

NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN PHƯƠNG PHÁP GIẢM HOẠT TÍNH XÚC TÁC THEO QUY TRÌNH CẤY KIM LOẠI TUẦN HOÀN NHẰM GIẢ 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
Email: tritv@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Trong bài báo này, nhóm tác giả đã thiết lập điều kiện giả lập xúc tác cracking cân bằng theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn (CMD) với các giai đoạn phản ứng cracking nguyên liệu, stripping sản phẩm và tái sinh xúc tác tuần tự trên hệ thống thiết bị được thiết kế và xây dựng tại Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro), Viện Dầu khí Việt Nam. Tính chất hóa lý và hoạt tính xúc tác sau giả lập tương đương với xúc tác cân bằng thu được từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Phương pháp này là công cụ hữu ích trong việc giả lập xúc tác cracking (FCC) cân bằng trong các nghiên cứu xúc tác, định hướng hỗ trợ đánh giá, lựa chọn xúc tác phù hợp với yêu cầu nhà máy lọc dầu.

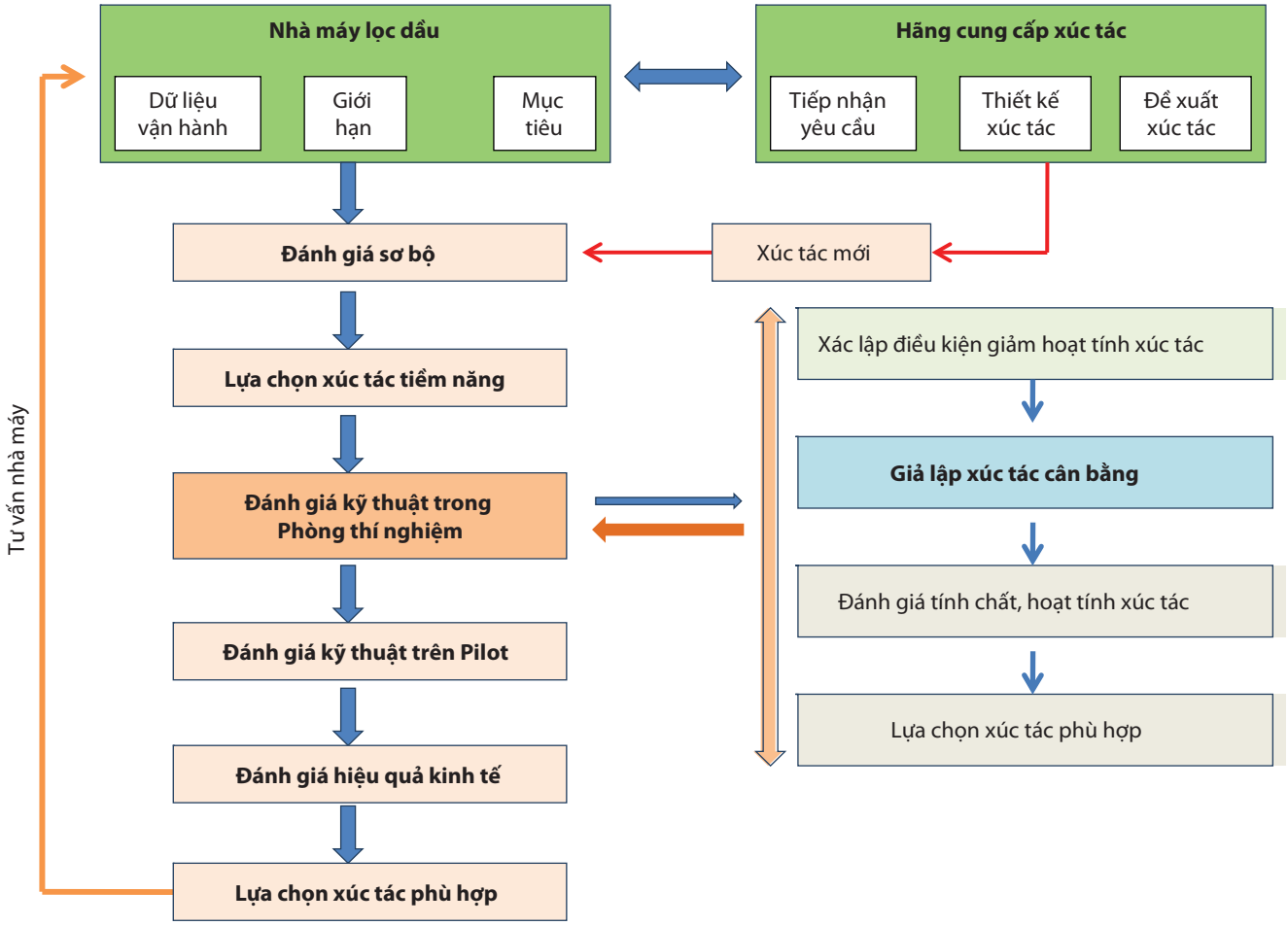
Từ khóa: *Xúc tác cracking, giả lập xúc tác cân bằng, quy trình cấy kim loại tuần hoàn, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.*

1. Giới thiệu

Các nhà máy lọc dầu trên thế giới thường xuyên đánh giá các loại xúc tác mới để lựa chọn loại xúc tác phù hợp, nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng xúc tác, xây dựng các thông số vận hành tối ưu cho phân xưởng cracking ứng với sự biến động về chất lượng nguyên liệu dầu thô. Việc đánh giá xúc tác mới thường được thực hiện trên quy mô pilot và xúc tác chịu tác động trong các điều kiện tương tự điều kiện làm việc ở phân xưởng cracking trong thời gian nhất định (E-cat). Tại phân xưởng cracking diễn ra phản ứng cracking có chọn lọc để ưu tiên các sản phẩm lỏng ở nhiệt độ 500 - 550°C trong thời gian rất ngắn (chỉ vài giây), song đủ để làm xúc tác bị mất hoạt tính do cốc che phủ trên bề mặt xúc tác. Đồng thời, xúc tác cũng chịu một số quá trình tác động làm giảm hoạt tính và thay đổi tính chất hóa lý như nhiễm độc kim loại Fe, Ni, V... từ nguyên liệu. Sau khi tách ra khỏi dòng hơi hydrocarbon, xúc tác được luân chuyển đến cụm thiết bị tái sinh để đốt cháy một phần hay hoàn toàn lượng cốc bám trên bề mặt xúc tác tại nhiệt độ 650 - 750°C. Quá trình tái sinh giúp xúc tác lấy lại được phần lớn hoạt tính để tiếp tục thực hiện quá trình cracking xúc tác [1].

Mỗi viên xúc tác cracking tham gia vào chu trình phản ứng tái sinh từ 10.000 - 30.000 vòng trong nhiều tháng và 95% thời gian sống ở trong thiết bị tái sinh, tùy thuộc vào quy mô nhà máy và lượng xúc tác bổ sung [2, 3]. Hơn nữa, xúc tác cân bằng sẽ không đồng nhất và bao gồm nhiều loại xúc tác khác nhau. Vì vậy, cần phải tiến hành giảm hoạt tính xúc tác trong phòng thí nghiệm để giả lập xúc tác cân bằng dự kiến sẽ thu được khi đưa xúc tác mới vào sử dụng. Quy trình nghiên cứu lựa chọn xúc tác cho nhà máy lọc dầu được trình bày trên Hình 1.

Nhóm tác giả đã so sánh và trình bày chi tiết sự khác biệt giữa quá trình giảm hoạt tính xúc tác trong thực tế và trong phòng thí nghiệm [1]. Quy trình già hóa có ảnh hưởng lớn đến sự thay đổi tính chất hóa lý của xúc tác, từ đó ảnh hưởng đến phân bố cơ cấu sản phẩm của phản ứng cracking. Ví dụ như giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình Mitchell luôn tạo ra V ở trạng thái oxy hóa +5 trong khi các quy trình tuần hoàn propylene và cấy kim loại tuần hoàn tạo ra V ở nhiều trạng thái oxy hóa khác nhau +3, +4, +5 tương tự như trong điều kiện thực tế. Điều này dẫn đến hoạt tính tách H_2 của V khi giảm hoạt tính theo quy trình Mitchell luôn cao hơn 2 quy trình còn lại. Giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình tuần hoàn propylene giả lập khá tốt xúc tác cân bằng thông qua các vòng lặp oxy hóa - khử xúc tác. Tuy nhiên, tương tự như quy trình Mitchell, các kim loại được đưa lên xúc tác cùng một lúc ngay thời điểm ban đầu, chúng chịu sự tác động thủy nhiệt khắc nghiệt (800oC có mặt hơi nước) kéo dài trong suốt thời gian giảm hoạt tính nên ảnh hưởng của các kim loại này đến tính chất và hoạt tính xúc tác vẫn mạnh hơn so với ảnh hưởng của chúng trong phân xưởng cracking [5]. Trong cả 2 quy trình giảm hoạt tính Mitchell và tuần hoàn propylene, xúc tác trước khi tiến hành giảm hoạt tính trong thiết bị chuyên dụng đều được tẩm kim loại trước với hàm lượng xác định giúp cho sự phân bố kim loại trên xúc tác luôn đồng nhất và ảnh hưởng của kim loại luôn vượt trội so với xúc tác cân bằng. Theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn, xúc tác bị giảm hoạt tính dần dần khi trải



Hình 1. *Quy trình đánh giá lựa chọn xúc tác cho nhà máy lọc dầu [4]*

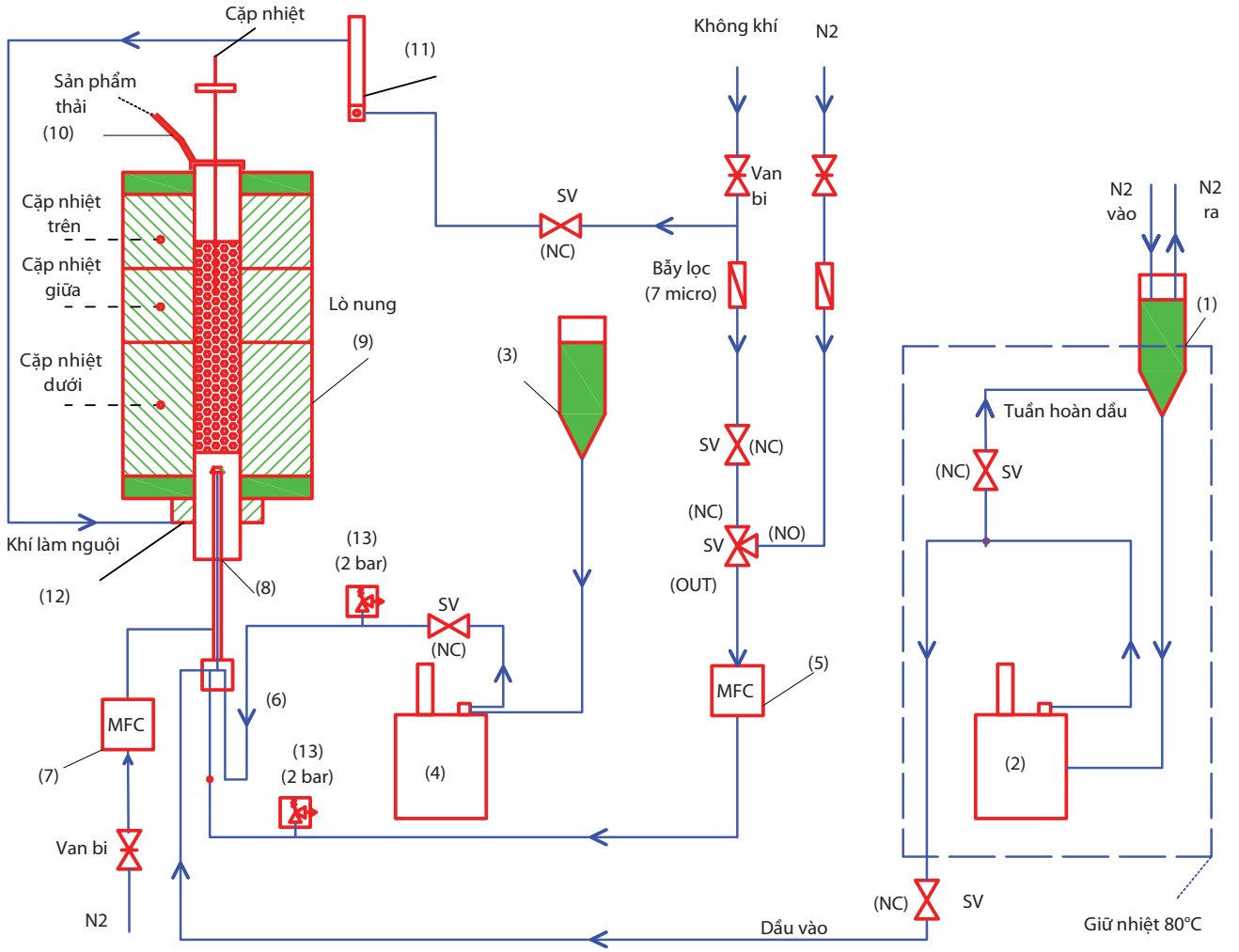
qua các giai đoạn cracking - stripping - tái sinh tuần tự trong môi trường thủy nhiệt ở trạng thái lớp xúc tác giả sôi; kim loại trong nguyên liệu được tích tụ lên xúc tác trong quá trình cracking và tăng dần hàm lượng theo thời gian phản ứng [6]. Do đó, các tính chất của xúc tác giả lập khá tương thích với xúc tác cân bằng ở nhà máy lọc dầu, đặc biệt là khả năng phân bố và trạng thái kim loại trên xúc tác. Việc đánh giá chính xác ảnh hưởng của kim loại cũng như phân bố kim loại trên xúc tác có vai trò đặc biệt quan trọng do kim loại trong nguyên liệu gây ra nhiều ảnh hưởng xấu đến hoạt động của phân xưởng cracking xúc tác (RFCC) và xúc tác cracking [7 - 15]. Kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả cho thấy hoạt tính và độ chọn lọc sản phẩm của phản ứng cracking phụ thuộc vào các tính chất hóa lý của xúc tác [5]. Do đó, việc mô phỏng tốt tính chất hóa lý của xúc tác giả lập có vai trò then chốt khi giả lập xúc tác cân bằng quy mô phòng thí nghiệm.

Trên cơ sở các nghiên cứu đã được thực hiện tại PVPro về giả lập xúc tác cân bằng theo phương pháp tuần hoàn propylene (CPS) [3] và tham khảo quy trình cấy kim loại tuần hoàn áp dụng trên đối tượng nguyên liệu nhẹ LCO (210 - 360°C) của JGC C&C (Nhật Bản), nhóm tác giả đã nghiên cứu, thiết kế, xây dựng và phát triển hệ thiết bị giả lập xúc tác cân bằng theo phương pháp CMD áp dụng cho nguyên liệu cặn nặng (370 - 540°C) nhằm giả lập xúc tác cracking cân bằng cho nhà máy lọc dầu. Nghiên cứu sơ bộ của nhóm tác giả cho thấy phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn mô phỏng tốt trạng thái, sự phân bố của kim loại sắt trên xúc tác cracking [16]. Mục tiêu của nghiên cứu này là mô phỏng xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất theo quy trình CMD có các tính chất hóa lý và hoạt tính tương thích với xúc tác cân bằng của nhà máy. Từ đó chứng minh sự phù hợp của hệ thiết bị và điều kiện giảm hoạt tính xúc tác trong quy trình CMD. Đây là công cụ hữu ích để nghiên cứu xúc tác, tư vấn vận hành và định hướng lựa chọn xúc tác phù hợp cho nhà máy lọc dầu.

2. Thực nghiệm

2.1. Cấu tạo và nguyên lý hoạt động của hệ thống thiết bị giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình CMD

Hệ thống thiết bị giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình CMD gồm 7 cụm chính: (i) cụm bơm dầu, (ii) cụm



Hình 2. *Sơ đồ nguyên lý hệ thống thiết bị giảm hoạt tính theo phương pháp CMD*

bơm nước, (iii) cụm cung cấp khí, (iv) cụm phối trộn, (v) thiết bị phản ứng tầng sôi, (vi) cụm làm nguội và (vii) cụm xử lý sản phẩm thải (Hình 2). Hệ thiết bị hoạt động tuần tự các vòng tuần hoàn phản ứng - stripping - tái sinh - làm nguội theo chương trình điều khiển tự động Itool của Eurotherm, sử dụng phần mềm OPC ghi nhận dữ liệu các thông số vận hành.

Hệ thống hoạt động theo nguyên lý sau: Thiết bị phản ứng được cung cấp liên tục dòng khí N_2 tạo tầng sôi cho xúc tác với lưu lượng 30ml/phút trong suốt quá trình giảm hoạt tính. Xúc tác sau khi được nạp vào ống phản ứng sẽ được gia nhiệt đến nhiệt độ 450°C trong dòng khí N_2 thổi qua xúc tác. Kiểm soát lưu lượng dòng khí N_2 tạo tầng sôi và dòng khí N_2 công nghệ bằng các bộ MFC (5, 7). Sau khi nhiệt độ lò phản ứng đạt 450°C, dầu chân không (VGO) và nước (từ bể chứa 1, 3) được các bơm (2, 4) đẩy vào bộ phối trộn (6); được dòng khí N_2 dẫn vào thiết bị phản ứng (9) thông qua ống phun nguyên liệu (8), hỗn hợp tiếp xúc với xúc tác ở pha hơi. Quá trình cracking xảy ra tại đây và kim loại được tích tụ lên xúc tác.

Sau 6 phút phản ứng, dừng bơm dầu (2). Khi đó, hỗn hợp hơi nước và N_2 vẫn tiếp tục được thổi vào thiết bị phản ứng cùng với quá trình gia nhiệt từ 450 - 600°C trong thiết bị phản ứng nhằm tách sản phẩm ra khỏi xúc tác (được tiến hành trong 4 phút). Hỗn hợp không khí với lưu lượng 120ml/phút được điều chỉnh qua MFC (5) và nước sẽ được đưa vào thiết bị phản ứng để tiến hành quá trình tiền đốt cốc (lúc này dòng khí N_2 tạo tầng sôi vẫn được duy trì trong khi dòng khí N_2 mang nguyên liệu đã được đóng). Thiết bị phản ứng được gia nhiệt từ 600 - 790°C trong 6 phút. Khi nhiệt độ tại thiết bị phản ứng đạt 790°C, quá trình tái sinh xúc tác được thực hiện trong hỗn hợp không khí và hơi nước trong 30 phút. Các sản phẩm thải gồm: khí cracking, hơi sản phẩm lỏng, khí N_2, khí CO_2, hơi nước… được dẫn ra bộ xử lý khí thải (10). Kết thúc chu trình CMD là bước làm nguội xúc tác. Dòng hỗn hợp hơi nước và không khí sẽ được ngắt, thay thế bởi dòng khí N_2 làm nguội khối xúc tác trong ống phản ứng cùng với dòng khí nén có lưu lượng lớn 20l/phút đi qua bộ đo lưu lượng (11) và đĩa phân phối (12), thổi vào lò gia nhiệt, làm nguội

lò nhiệt từ 790°C xuống 450°C để chuẩn bị thực hiện chu trình mới.

2.2. Quy trình giảm hoạt tính xúc tác

Giảm hoạt tính xúc tác theo phương pháp CMD mô phỏng quá trình kim loại tích tụ dần dần trên bề mặt xúc tác thông qua các phản ứng cracking VGO chứa kim loại và quá trình tái sinh, đốt cốc bằng không khí trong môi trường thủy nhiệt. Xúc tác bị giảm hoạt tính liên tục trong 30 vòng tuần hoàn trên hệ thống thiết bị (Hình 2). Trong mỗi vòng tuần hoàn, xúc tác mới trải qua lần lượt 4 bước: phản ứng, stripping, tái sinh và làm nguội. Trong bước phản ứng tích tụ kim loại lên xúc tác, nguyên liệu dầu VGO (370 - 540°C) được tiếp xúc và phản ứng với xúc tác ở trạng thái tầng sôi trong ống phản ứng thạch anh ở nhiệt độ 450°C trong thời gian 6 phút. Dầu VGO chứa các muối kim loại nickel octoate, vanadium naphthenate, sắt napthenate, calcium napthenate và sodium chloride. Bước tái sinh xúc tác được thực hiện ở môi trường thủy nhiệt tại nhiệt độ 790°C, cốc được loại bỏ khỏi xúc tác trong dòng khí hỗn hợp (79% khối lượng N_2 và 21% khối lượng O_2) trong 30 phút. Bước stripping hơi nước được thực hiện giữa bước phản ứng và bước tái sinh, xúc tác được gia nhiệt từ 450 - 790°C trong dòng khí N_2 thổi qua nhằm tách các sản phẩm cracking ra khỏi xúc tác. Trong suốt quá trình phản ứng, stripping và tái sinh, dòng hơi nước (chiếm 65% khối lượng trong pha hơi) được thổi liên tục qua lớp xúc tác. Kết thúc chu trình là bước làm nguội xúc tác từ 790°C xuống 450°C trong dòng khí N_2 để chuẩn bị cho chu trình giảm hoạt tính tiếp theo.

Nhằm mô phỏng tương tự với điều kiện giảm hoạt tính xúc tác thực tế tại phân xưởng cracking xúc tác của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, phân đoạn dầu VGO (370 - 540°C) được dùng làm nguyên liệu cho phản ứng cracking, lắng đọng kim loại lên xúc tác trong quy trình này. Xúc tác mới được sử dụng là xúc tác của phân xưởng RFCC Dung Quất, có tính chất như trong Bảng 1. Xúc tác ban đầu được xử lý nhiệt tại 540°C trong 3 giờ. Muối kim loại nickel octoate (10% khối lượng), vanadium naphthenate (3% khối lượng), sắt naphthenate (12% khối lượng), calcium naphthenate (4% khối lượng) và sodium chloride được phối trộn cùng dầu VGO với tỷ lệ phù hợp để sau 30 vòng CMD xúc tác giả lập có hàm lượng kim loại tích tụ tương đương với hàm lượng kim loại trên xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (tháng 1/2014). Trên cơ sở đó, nhóm tác giả phân tích và so sánh tính chất hóa lý và hoạt tính cracking của xúc tác giả lập và xúc tác cân bằng.

2.3. Đánh giá đặc trưng và hoạt tính xúc tác

Các đặc trưng hóa lý của xúc tác mới và xúc tác giả lập, xúc tác cân bằng gồm: diện tích bề mặt, thể tích và sự phân bố lỗ xốp, cấu trúc ô mạng cơ sở, thành phần nguyên tố của vật liệu xúc tác… được đo trên các thiết bị Tristar II (Micromeritic), D8 Advance (Bruker) và S4 Pioneer (Bruker) đặt tại Phòng thí nghiệm đánh giá xúc tác của PVPro theo các tiêu chuẩn ASTM tương ứng cho từng thiết bị [17 - 20].

Xúc tác giả lập cân bằng được đánh giá hoạt tính và độ chọn lọc trên thiết bị đánh giá hoạt tính SCT-MAT (Short contact time micro activity test) trên cùng 1 loại nguyên liệu chuẩn là dầu VGO theo tiêu chuẩn ASTM 5154 [21]. Phản ứng cracking thực hiện trên hệ thống phản ứng cracking với tầng xúc tác cố định trong đó lượng xúc tác thay đổi (từ 1,5 - 7,5g) được tiếp xúc với nguyên liệu cặn RFCC của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (cố định khối lượng 1,75g) trong khoảng thời gian ngắn (~ 12 giây) ở nhiệt độ 520°C. Sản phẩm của quá trình cracking được phân tích trên các thiết bị sắc ký khí phân tích khí dầu mỏ (Refinery gas analysis - RGA), sắc ký khí chưng cất mô phỏng (GC SIMDIS), sắc ký khí phân tích chi tiết hydrocarbon (Detail hydrocarbon analysis, GC-DHA). Thành phần cốc trên xúc tác được xác định bằng phương pháp đốt cốc và đo hàm lượng CO, CO_2 tạo thành bằng phương pháp phổ hấp thụ hồng ngoại.

Độ chuyển hóa xúc tác và hiệu suất sản phẩm cracking được tính theo công thức sau:

Độ chuyển hóa = % khối lượng khí + % khối lượng xăng + % khối lượng cốc = 100% - % khối lượng LCO - % khối lượng HCO

Hiệu suất sản phẩm:

$$Y_i = \frac{M_i}{M_{Nguyên\ liệu}} \times 100\%$$

Trong đó:

Y_i: Hiệu suất của sản phẩm thứ i;

M_i: Khối lượng của sản phẩm thứ i;

$M_{Nguyên\ liệu}$: Khối lượng nguyên liệu.

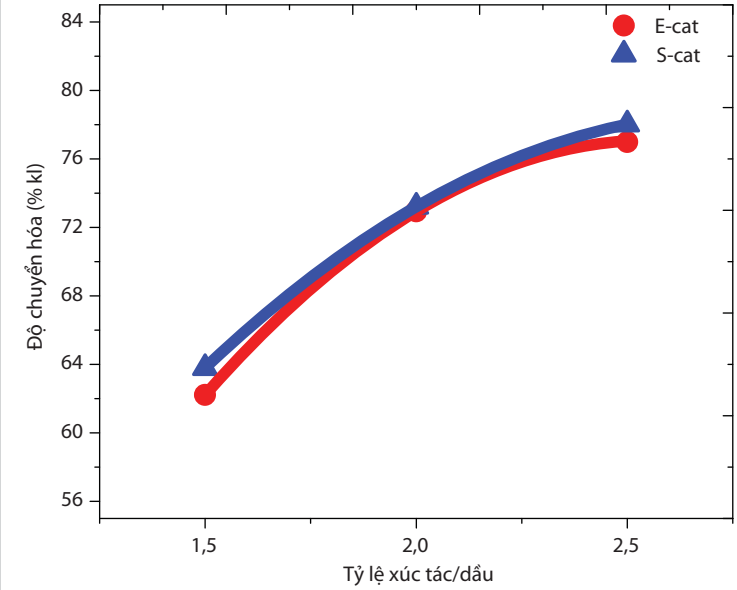
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng hóa lý của xúc tác giả lập

Trong nghiên cứu này, các kim loại đưa vào xúc tác mới với lượng xác định nhằm tạo ra xúc tác giả lập theo quy trình CMD (S-cat) có hàm lượng tương đương với hàm lượng các kim loại trên xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc

Bảng 1. *Tính chất hóa lý của mẫu xúc tác giả lập và xúc tác cân bằng (tháng 1/2014)*

Tính chất xúc tác	Mẫu xúc tác mới (F-cat)	Mẫu xúc tác cân bằng (E-cat)	Mẫu xúc tác giả lập (S-cat)
Diện tích bề mặt (SA), m^2/g	238	138	141
Diện tích bề mặt zeolite (ZSA), m^2/g	114	80	77
Diện tích bề mặt pha nền (MSA), m^2/g	124	58	64
Tỷ lệ Z/M	0,92	1,37	1,20
Kích thước ô mạng cơ sở (UCS), Å	24,64	24,33	24,35
Fe, % khối lượng	0,395	0,644	0,622
CaO,% khối lượng	0,107	0,26	0,235
Na,% khối lượng	0,077	0,148	0,147
V,% khối lượng	0	570	455
Ni,% khối lượng	0	4.592	3.920
Thể tích lỗ xốp, ml/g	0,326	0,215	0,225
Kích thước lỗ xốp, Å	55	60	65



Hình 3. *Độ chuyển hóa của xúc tác giả lập và xúc tác cân bằng ứng với các tỷ lệ C/O*

dầu Dung Quất (tháng 1/2014). Tiến hành giảm hoạt tính xúc tác mới theo điều kiện giảm hoạt tính (mục 2.1) với 30 vòng tuần hoàn oxy - khử. Tính chất hóa lý của mẫu xúc tác giả lập (S-cat) được trình bày trong Bảng 1 và được so sánh với mẫu xúc tác mới (F-cat) và xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (E-cat).

Xúc tác sau quá trình giảm hoạt tính bằng quy trình CMD có diện tích bề mặt riêng giảm gần 40% so với diện tích bề mặt xúc tác mới (F-cat), trong đó diện tích bề mặt zeolite giảm gần 32% và diện tích bề mặt pha nền giảm gần 48%. Xúc tác giả lập (S-cat) và xúc tác cân bằng (E-cat) khá tương đồng về diện tích bề mặt (zeolite và pha nền). Kích thước ô mạng cơ sở của xúc tác giả lập (S-cat) tương đương xúc tác cân bằng (E-cat), song lại giảm khá mạnh so với xúc tác mới (F-cat). Dưới sự tác động của nhiệt độ cao, hơi nước và kim loại trong thí nghiệm CMD đã làm cho các nguyên tử Al tách ra khỏi khung mạng và làm giảm kích thước ô mạng cơ sở của xúc tác giả lập [4]. Nhìn chung, diện tích bề mặt, kích thước ô mạng cơ sở, thể tích lỗ xốp, kích thước lỗ xốp, hàm lượng kim loại tích tụ (Fe, Ca, Ni, V)... của xúc tác giả lập (S-cat) và xúc tác cân bằng (E-cat) khá tương đồng. Điều này cho thấy cách thức đưa kim loại từ nguyên liệu tích tụ lên xúc tác trong quy trình CMD hoàn toàn thích hợp. Kết quả thu được cho thấy xúc tác giả lập (S-cat) theo quy trình CMD có tính chất hóa lý tương đồng với xúc tác cân bằng (E-cat) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

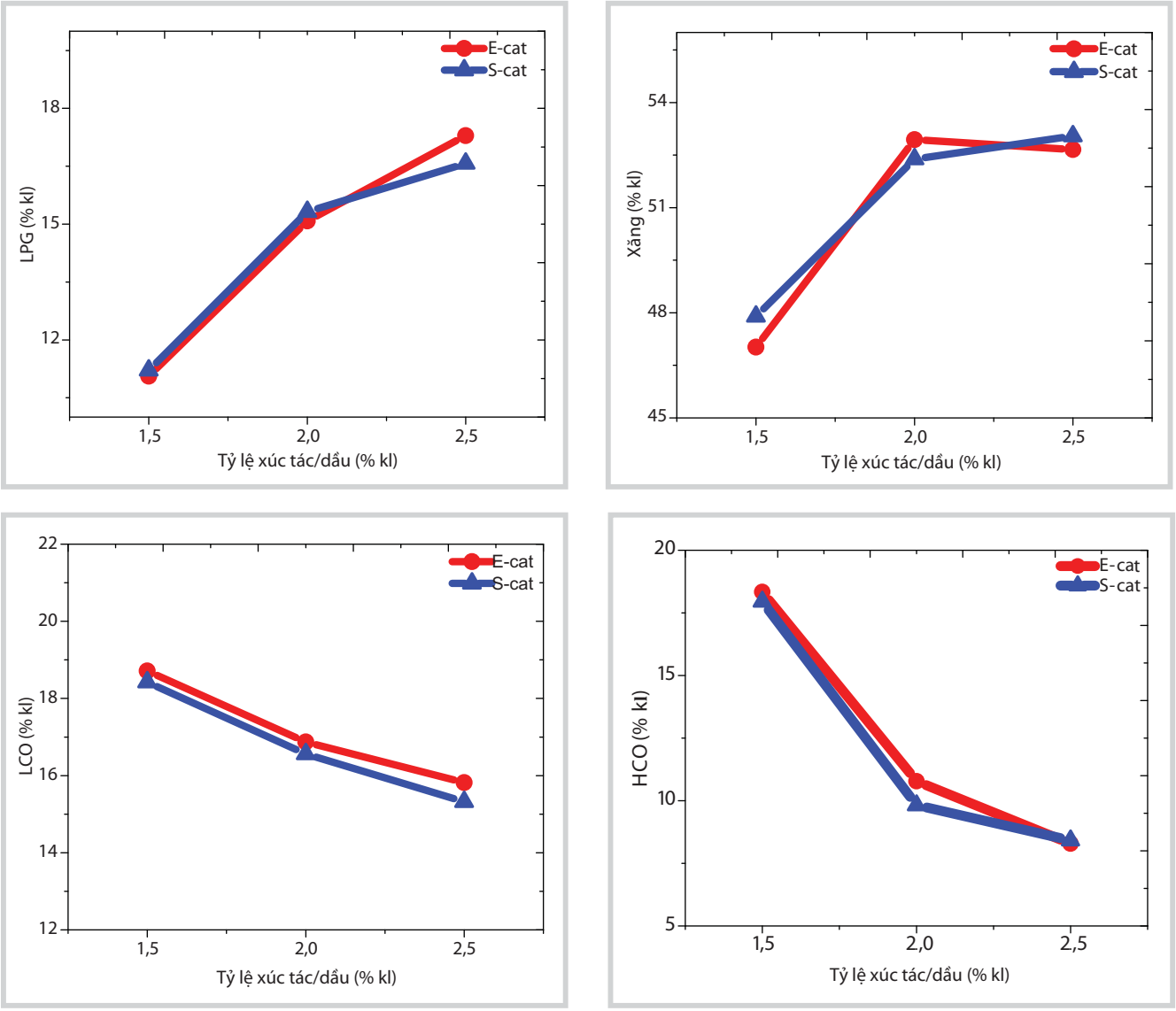
3.2. Đánh giá hoạt tính và cơ cấu sản phẩm của phản ứng cracking

Hoạt tính cracking của xúc tác giả lập và xúc tác cân bằng được khảo sát thông qua phản ứng cracking trên hệ thống thiết bị SCT-MAT ở nhiệt độ 520°C ứng với các tỷ lệ khối lượng xúc tác/dầu (C/O) thay đổi trong khoảng từ 1,5 - 2,5.

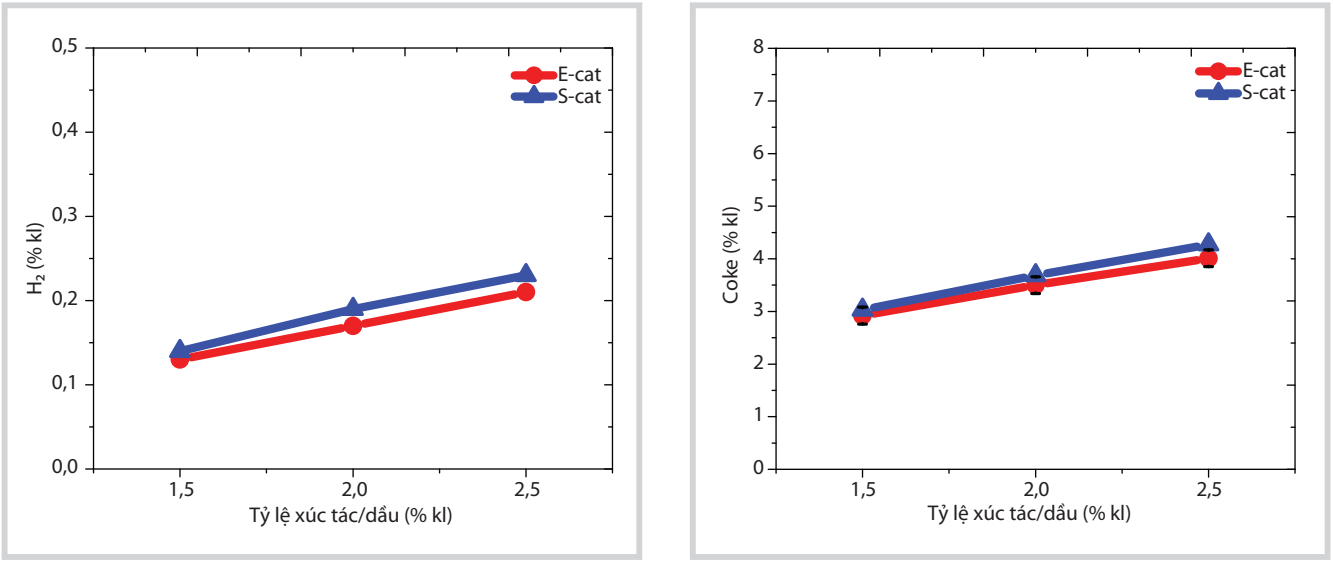
Kết quả so sánh (Hình 3 và 4) cho thấy xúc tác cân bằng (E-cat) và xúc tác giả lập (S-cat) khá tương đồng về độ chuyển hóa và cơ cấu sản phẩm LPG, xăng, LCO và HCO. Cơ cấu phân bố sản phẩm khí H_2 và sản phẩm cốc hình thành trong quá trình cracking ở nhiệt độ 520°C của 2 loại xúc tác trên tương ứng với các tỷ lệ khối lượng xúc tác/dầu khác nhau cũng được biểu diễn trong Hình 5a và 5b.

Hiệu suất tạo sản phẩm H_2 và cốc của xúc tác cân bằng và xúc tác giả lập khá tương đồng, chứng tỏ quy trình giảm hoạt tính xúc tác có khả năng mô phỏng tốt sự tác động của các kim loại Ni, V trên xúc tác đến cơ cấu sản phẩm cracking. Các tạp chất kim loại Ni, V có mặt trên xúc tác góp phần làm tăng hiệu suất tạo sản phẩm H_2 và cốc trong phản ứng cracking [5]. Đây chính là ưu điểm nổi bật của phương pháp giảm hoạt tính theo quy trình CMD so với các quy trình giả lập xúc tác khác trong phòng thí nghiệm.

Kết quả trên cho thấy sự tương đồng về tính chất hóa lý, hoạt tính xúc tác và cơ cấu sản phẩm cracking của xúc tác giả lập theo quy trình CMD và xúc tác cân bằng của nhà máy lọc dầu. Điều này chứng tỏ điều kiện giảm hoạt tính theo quy trình CMD được thiết lập



Hình 4. *Cơ cấu sản phẩm cracking của xúc tác giả lập và xúc tác cân bằng*



Hình 5. *Cơ cấu sản phẩm H_2 (a) và cốc (b) hình thành trong quá trình cracking ở nhiệt độ 520°C của xúc tác S-cat và E-cat*

phù hợp đối với việc nghiên cứu giả lập xúc tác cân bằng (E-cat) trên đối tượng xúc tác đang được sử dụng tại Phân xưởng cracking xúc tác (RFCC) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

4. Ứng dụng phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình CMD vào nghiên cứu xúc tác, tư vấn vận hành và định hướng lựa chọn xúc tác phù hợp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Nguồn dầu thô chua, nặng đang dần được thay thế trong khâu khai thác và chế biến. Các cấu trúc hydrocarbon phức tạp và kim loại (V, Ni, Fe) trong dầu chua gây ra các tác động xấu đến xúc tác và hiệu quả phản ứng cracking, dẫn đến thay đổi cơ cấu sản phẩm (do nguồn nguyên liệu khó cracking), tăng lượng xúc tác bổ sung và xúc tác thải do xúc tác nhanh mất hoạt tính. Vì vậy, việc nghiên cứu các tác động của nguyên liệu đến tính chất xúc tác để tư vấn vận hành an toàn và hiệu quả chế biến của phân xưởng cracking xúc tác là yêu cầu cấp bách trong giai đoạn hiện nay. Với ưu điểm mô phỏng tương tự quá trình giảm hoạt tính xúc tác trong thực tế, phương pháp giả lập xúc tác theo quy trình CMD là công cụ hữu ích để đánh giá, lựa chọn xúc tác trong bước nghiên cứu xúc tác ở quy mô phòng thí nghiệm.

Kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm là cơ sở cho các bước đánh giá trên quy mô thử nghiệm, đánh giá hiệu quả kinh tế đáp ứng 2 tiêu chí chính cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất:

- Xác định sự ảnh hưởng khi thay đổi tính chất nguyên liệu hoặc điều kiện vận hành trong cụm phân xưởng cracking xúc tác đến tính chất xúc tác, cơ cấu sản phẩm cracking. Từ đó, có thể điều chỉnh các yếu tố tác động để đảm bảo hoạt động ổn định phân xưởng cracking xúc tác. Tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, tạp chất kim loại Fe, Ca tăng cao cùng với sự hiện diện các kim loại Ni và V trong các nguồn dầu đang được chế biến gây ảnh hưởng xấu đến hoạt động của phân xưởng. Phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình CMD được áp dụng để mô phỏng cơ chế lắng đọng cũng như ảnh hưởng của các kim loại Fe, Ca đến xúc tác được Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện [16, 23]. Kết quả nghiên cứu đã mô phỏng được cơ chế tích tụ kim loại Fe, Ca trên bề mặt xúc tác tương tự quá trình tích tụ trong phân xưởng cracking xúc tác khi đối chiếu với xúc tác cân bằng của các nhà máy lọc dầu. Đồng thời, nhóm tác giả xác định ảnh hưởng của các tạp chất này đến cơ cấu sản phẩm cracking, làm cơ sở khuyến cáo về các ảnh hưởng đến giới hạn vận hành của thiết bị trong phân xưởng.

- Quy trình đánh giá, lựa chọn xúc tác mới cho nhà máy lọc dầu được thực hiện theo các bước trong Hình 1. Từ các cơ sở dữ liệu này, nhà máy lọc dầu sẽ lựa chọn xúc tác phù hợp nhất cho phân xưởng cracking xúc tác.

5. Kết luận

Phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình CMD tỏ ra vượt trội khi sử dụng để mô phỏng xúc tác cracking cân bằng trong phòng thí nghiệm. Nguyên lý và bản chất phương pháp này tương tự như quá trình giảm hoạt tính trong phân xưởng cracking. Xúc tác giả lập theo quy trình CMD có tính chất hóa lý và hoạt tính tương đồng với xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ngoài ra, các tác động, ảnh hưởng của kim loại gây ngộ độc xúc tác cũng được mô phỏng tương đồng với các ảnh hưởng trong thực tế. Kết quả nghiên cứu cho thấy khả năng phát triển và ứng dụng hiệu quả phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình CMD vào việc tư vấn vận hành cũng như lựa chọn xúc tác tiềm năng cho các nhà máy lọc dầu ở Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hoài Thu, Ngô Thúy Phượng, Nguyễn Xuân Hợp, Nguyễn Sura, Trần Văn Trí, Vũ Mạnh Duy, Hà Lưu Mạnh Quân, Bùi Ngọc Dương. *Khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình giảm hoạt tính của xúc tác cracking FCC*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 1: p 40 - 49.

2. D.J.Rawlence K.Gosling. *Irreversible deactivation of FCC catalyst*. Catalysis Today. 1991; 11(1): p. 47 - 59.

3. P.O'Connor, J.P.J.Verlaan S.J.Yanik. *Challenges, catalyst technology and catalytic solutions in resid FCC*. Catalysis Today. 1998; 43(3 - 4): p. 305 - 313.

4. Reza Sadeghbeigi. *Fluid catalytic cracking handbook: Design, operation and troubleshooting of FCC facilities (Second edition)*. Gulf Professional Publishing. 2000.

5. Nguyễn Hoài Thu, Ngô Thúy Phượng, Đặng Thanh Tùng và nnk. *Khảo sát, đánh giá phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình tuần hoàn propylen và xác định các thông số tối ưu để giả lập xúc tác FCC cân bằng của các nhà máy lọc dầu*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

6. Catalysts & Chemicals Industries (JGC C&C, Japan). *Catalyst technology seminar for Petrovietnam*. 2007.

7. V.Cadet, F.Raatz, J.Lynch, Ch.Marcilly. *Nickel contamination of fluidised cracking catalysts*. Applied Catalysis. 1991; 68(1): p. 263 - 275.

8. A.W.Chester. *Studies on the metal poisoning and metal resistance of zeolitic cracking catalysts.* Industrial & Engineering Chemistry Research. 1987. 26(5): p. 863 - 869.

9. R.Pompe, S.Järóasb, N.G.Vannerbergb. *On the interaction of vanadium and nickel compounds with cracking catalyst.* Applied Catalysis. 1984. 13(1): p. 171 - 179.

10. E.Tangstad, T.Myrstad, A.I.Spjelkavik, M.Stöcker. *Vanadium species and their effect on the catalytic behavior of an FCC catalyst.* Applied Catalysis A: General. 2006; 299: p. 243 - 249.

11. E.Tangstad, A.Andersen, E.M.Myhrvold, Trond Myrstad. *Catalytic behaviour of nickel and iron metal contaminants of an FCC catalyst after oxidative and reductive thermal treatments.* Applied Catalysis A: General. 2008; 346(1): p. 194 - 199.

12. Lori T.Boock, Thomas F.Petti, John A.Rudesill. *Contaminant-metal deactivation and metal-dehydrogenation effects during cyclic propylene steaming of fluid catalytic cracking catalysts.* Deactivation and Testing of Hydrocarbon-Processing Catalysts. 1996; 12: p. 171 - 183.

13. G.Yaluris, Wu-cheng Cheng, M.Peters, L.T.McDowell, L.Hurt. *Mechanism of fluid cracking catalysts deactivation by Fe, in studies in surface science and catalysis.* Studies in Surface Science and Catalysis. 2004; 149: p. 139 - 163.

14. S.J.Foskett, E.P.Rautiaine. *Control iron contamination in resid FCC.* Hydrocarbon Processing. 2001; 80: p. 71 - 78.

15. Grace Davison. *Grace FCC seminar refinery operations.* Discussion. 2012; 3(16): p. 1 - 2.

16. Nguyễn Hoài Thu, Trần Văn Trí, Dương Đức Thiện và nnk. *Nghiên cứu ảnh hưởng tạp chất sắt đến tính chất xúc tác cracking bằng phương pháp cấy kim loại tuần hoàn.* Tạp chí Hóa học. 2014; 3(4): p. 107 - 113.

17. ASTM International. *Standard test method for surface area of catalysts and catalyst carriers.* ASTM D3663-03.

18. ASTM International. *Standard test method for determining micropore volume and zeolite area of a catalyst.* ASTM D4365-13.

19. ASTM International. *Standard test method for determination of the unit cell dimension of a faujasite-type zeolite.* ASTM D3942-03.

20. ASTM International. *Determination of chemical elements in fluid catalytic cracking catalysts by X-ray fluorescence spectrometry (XRF).* ASTM D7085-04.

21. ASTM International.*Standard test method for determining activity and selectivity of fluid catalytic cracking (FCC) catalysts by microactivity test.* ASTM D 5154-10.

Developing a catalyst deactivation method by cyclic metal deposition protocol (CMD) for simulating equilibrium fluid cracking catalyst in Dung Quat refinery

Tran Van Tri, Nguyen Hoai Thu
Nguyen Huu Luong, Le Phuc Nguyen
Vietnam Petroleum Institute

Summary

In this paper, the authors established the conditions for simulating equilibrium catalyst by cyclic metal deposition protocol (CMD) in a system of equipment designed and constructed at the Petrovietnam Research and Development Centre for Petroleum Processing (PVPro) of the Vietnam Petroleum Institute through repeated cycles of reaction, stripping and regeneration. The results indicated that the physiochemical properties and catalytic activities of the simulated catalyst were similar to those of equilibrium catalyst in Dung Quat Refinery. It is found that this method plays an important role in simulating equilibrium catalyst for catalyst study, supporting technical and economic points for evaluation and selection of catalysts which meet the refinery's needs.

Key words: *FCC catalyst, equilibrium catalyst simulation, cyclic metal deposition protocol (CMD), Dung Quat Refinery.*

NGHIÊN CỨU QUÁ TRÌNH HẤP PHỤ CÁC CHẤT HOẠT ĐỘNG BỀ MẶT ANION TRÊN BỀ MẶT ĐẤT ĐÁ VỈA MỎ BẠCH HỔ

ThS. Kiều Anh Trung, KS. Lương Văn Tuyên, KS. Ngô Hồng Anh
KS. Bùi Thị Hương, ThS. Trịnh Thanh Sơn
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: trungka.epc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Quá trình hấp phụ các chất hoạt động bề mặt anion thuộc họ sulfonate (Alpha olefin sulfonate, Linear alkylbenzene sulfonate, Branched alpha olefin sulfonate và Petroleum sulfonate) trên đá cát kết mỏ Bạch Hổ trong điều kiện tĩnh và động đã được nghiên cứu. Kết quả thí nghiệm cho thấy, trong điều kiện dòng chảy liên tục, quá trình hấp phụ động thường chịu ảnh hưởng bởi yếu tố thể tích rỗng không xâm nhập và quá trình giải hấp bằng đẩy nước ngay sau nút chất hoạt động bề mặt làm cho lượng chất hoạt động bề mặt hấp phụ lên bề mặt đất đá vỉa thấp hơn nhiều trong điều kiện hấp phụ tĩnh. Ngoài ra, nhóm tác giả giới thiệu phương pháp phân tích tương đối hiệu quả để xác định nồng độ chất hoạt động bề mặt anion sử dụng thiết bị trắc quang đơn giản dựa trên sự cạnh tranh tương tác đối với cetyltrimethylammonium chloride (CTAC) giữa methyl orange (MO) và chất hoạt động bề mặt anion.

Từ khóa: *Hấp phụ, chất hoạt động bề mặt anion, mỏ Bạch Hổ.*

1. Mở đầu

Trong các giải pháp công nghệ tăng thu hồi dầu bằng phương pháp hóa học, chất hoạt động bề mặt thường được sử dụng nhằm làm giảm sức căng bề mặt liên diện dầu - nước, tăng hệ số đẩy, thay đổi đặc tính thấm của bề mặt đất đá vỉa, giúp cho việc lôi kéo dầu trong các hang hốc ra ngoài các kênh dẫn được dễ dàng. Tuy nhiên, một vấn đề lớn ảnh hưởng đến hiệu quả tăng thu hồi dầu, đặc biệt là hiệu quả kinh tế là sự thất thoát lượng chất hoạt động bề mặt trong quá trình bơm ép đẩy dầu. Khi một nút chất hoạt động bề mặt được đẩy qua các hệ thống không gian rỗng trong vỉa, thường bị giữ lại bởi các quá trình như: hấp phụ, kết tủa, bẫy cơ học [1], trong đó lượng chất hoạt động bề mặt bị thất thoát do yếu tố hấp phụ thường chiếm tỷ lệ lớn. Vì vậy, việc nghiên cứu và đánh giá khả năng hấp phụ của chất hoạt động bề mặt lên bề mặt đất đá vỉa, xác định lượng chất hoạt động bề mặt thất thoát do hấp phụ lên bề mặt đất đá vỉa sẽ giúp tính toán một cách tối ưu lượng chất hoạt động bề mặt cần thiết để đạt được hiệu quả thu hồi dầu cao nhất.

Trong quá trình nghiên cứu về nâng cao hệ số thu hồi dầu tại mỏ Bạch Hổ bằng phương pháp hóa học, nhóm tác giả đã xác định khả năng hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt anion khác nhau trên bề mặt đất đá vỉa trong trạng thái tĩnh và động, ở điều kiện nhiệt độ ổn định 80^{o}C.

2. Quá trình hấp phụ trên bề mặt đất đá vỉa

Hấp phụ chất hoạt động bề mặt trên đất đá vỉa xuất hiện khi các phân tử chất hoạt động bề mặt tương tác với bề mặt rắn, đặc biệt trong các hệ thống mao quản, dưới tác dụng của các lực vật lý như Van der Wall hay liên kết hydro. Sự hấp phụ của chất hoạt động bề mặt lên đất đá vỉa có thể là đơn lớp hoặc đa lớp. Trong quá trình hấp phụ, lượng chất bị hấp phụ và cấu trúc lớp hấp phụ phụ thuộc chủ yếu vào cấu trúc phân tử chất hoạt động bề mặt, nồng độ chất hoạt động bề mặt, cấu trúc không gian rỗng, thành phần và đặc tính của đất đá vỉa [2]. Cùng một chất hấp phụ nhưng trong môi trường có sự cạnh tranh bởi các tạp chất hoặc các chất hấp phụ khác sẽ làm cho khả năng hấp phụ lên cùng một bề mặt khác nhau. Do đó, cần xác định khả năng hấp phụ của từng đối tượng chất hoạt động bề mặt nghiên cứu trước khi tiến hành các thí nghiệm tăng thu hồi dầu bằng chất hoạt động bề mặt. Việc xác định khả năng hấp phụ của một chất hoạt động bề mặt thường được thực hiện trong các thí nghiệm ở trạng thái tĩnh hoặc động.

2.1. Hấp phụ chất hoạt động bề mặt tại trạng thái tĩnh (hấp phụ tĩnh) [3]

Sự hấp phụ tĩnh xác định đơn giản bằng việc cho chất hoạt động bề mặt tiếp xúc với mẫu đất đá vỉa tại các nồng độ ban đầu khác nhau cho đến khi đạt được trạng thái cân bằng, không thay đổi nồng độ. Lượng chất hấp phụ được tính từ sự chênh lệch nồng độ trước và sau khi tiếp xúc với đất đá vỉa. Qua thí nghiệm hấp phụ tĩnh có thể xác định được đường đẳng nhiệt hấp phụ (mô hình Langmuir), từ đó đánh giá khả năng hấp phụ của một chất thông qua các đại lượng đặc trưng.

Phương trình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir:

$$A = A_m \times \frac{K \times C}{1 + K \times C} \quad (1)$$

Trong đó:

C: Nồng độ chất hoạt động bề mặt tại thời điểm cân bằng (mg/L hoặc g/L);

A: Lượng chất hoạt động bề mặt hấp phụ tại thời điểm cân bằng (mg/g hoặc µg/g);

A_m: Lượng chất hoạt động bề mặt hấp phụ cực đại (mg/g hoặc µg/g)

K: Hằng số Langmuir (L/mg hoặc L/g)

Để xác định được các tham số A_{max} và K, chuyển phương trình (1) về dạng:

$$\frac{C}{A} = \frac{1}{A_m} \times C + \frac{1}{A_m \times K} \quad (2)$$

Vẽ đồ thị biểu diễn sự phụ thuộc của C/A vào C sẽ được 1 đường thẳng. Từ hệ số góc và khoảng cắt trục tung sẽ xác định được đại lượng A_m và K đặc trưng cho khả năng hấp phụ của từng chất hoạt động bề mặt đối với đất đá vỉa.

2.2. Hấp phụ chất hoạt động bề mặt tại trạng thái động (hấp phụ động)

Về mặt lý thuyết, quá trình hấp phụ một chất hoạt động bề mặt trong dung dịch lên bề mặt đất đá trong trạng thái động thường gồm 3 giai đoạn [4]:

- Nút chất hoạt động bề mặt di chuyển và xâm nhập trong không gian thể tích đất đá vỉa;

- Phân tử các chất hoạt động bề mặt khuếch tán vào bên trong hệ mao quản của đất đá vỉa và hấp phụ lên bề mặt. Trong giai đoạn này nồng độ chất hoạt động bề mặt sẽ tăng dần cùng với sự dịch chuyển của nút hoạt động bề mặt được bơm vào cho đến khi đạt giá trị ổn định;

- Dưới tác dụng của dòng nước đẩy ngay sau nút chất hoạt động bề mặt, sẽ diễn ra quá trình giải hấp. Các chất hoạt động bề mặt sẽ thoát ra khỏi hệ thống các lỗ rỗng và đi ngược trở vào dung dịch đẩy, ngoại trừ các phân tử chất hoạt động bề mặt được gắn chặt với bề mặt đất đá vỉa sâu bên trong các lỗ rỗng hoặc được bẫy tại các vị trí mà dòng nước đẩy không xâm nhập vào.

Sự hấp phụ động được xác định bằng cách bơm dung dịch chất hoạt động bề mặt qua một mẫu core đã xác định trước độ thấm, độ rỗng và đo nồng độ hoạt động bề mặt tại đầu ra. Có nhiều phương pháp để xác định cân bằng hấp phụ và lượng chất hoạt động bề mặt bị hấp phụ [1]. Phương pháp đơn giản nhất là bơm một dung dịch hoạt động bề mặt qua mẫu core, sau đó đẩy bằng nước muối đến khi không xác định được chất hoạt động bề mặt tại đầu ra. Thí nghiệm xác định hấp phụ động giúp đánh giá mô hình cũng như quá trình áp dụng thực tế trong thu hồi dầu.

Về nguyên tắc, tiến hành bơm dung dịch hoạt động bề mặt với lưu lượng được giữ ổn định. Lấy mẫu đầu ra theo từng phân đoạn và xác định nồng độ, cho đến khi nồng độ không thay đổi (tương đương nồng độ chất hoạt động bề mặt đầu vào). Sau đó, bơm đẩy bằng nước và tiếp tục theo dõi nồng độ đầu ra cho tới khi không phát hiện được chất hoạt động bề mặt. Sự chênh lệch giữa lượng chất hoạt động bề mặt bơm vào và tổng lượng chất hoạt động bề mặt trong các phân đoạn tại đầu ra sẽ cho biết lượng chất hoạt động bề mặt được giữ lại trong quá trình hấp phụ động và giải hấp với nước sau đó.

3. Thực nghiệm

3.1. Hóa chất

Các chất hoạt động bề mặt anion sử dụng trong các thí nghiệm hấp phụ trong nghiên cứu này bao gồm 4 chất thuộc họ sulfonate như Alpha olefin sulfonate - AOS 35% (Dowfax), Linear alkylbenzene sulfonate - LAS 30% (Dowfax), Branched alpha olefin sulfonate - A-168 40% (Siponate) và Petroleum sulfonate - TRS-40 (Witco).

Các chất được sử dụng để phân tích nồng độ chất hoạt động bề mặt bằng phương pháp trắc quang gồm: MO tinh khiết (Aldrich), CTAC 25% (Aldrich), CH_3COOH băng (Aldrich), ammonium acetate tinh khiết (Aldrich), NaCl tinh khiết (Aldrich).

Mẫu đất đá vỉa lấy từ mỏ Bạch Hổ, được nghiền mịn đến kích cỡ khoảng 40 mesh (0,5mm), rửa sạch và sấy khô trong 24 giờ tại nhiệt độ 105°C trước khi sử dụng.

3.2. Phân tích chất hoạt động bề mặt anion bằng phương pháp trắc quang với thuốc thử MO [5]

Phương pháp xác định nồng độ chất hoạt động bề mặt anion trong nước dựa trên sự tương tác cạnh tranh giữa phân tử MO và phân tử chất hoạt động bề mặt anion với phân tử CTAC. Pha dung dịch thuốc thử gồm MO và CTAC (theo tỷ lệ 1:1 về thể tích) được dung dịch có màu vàng chanh. Lấy 3ml mẫu chất hoạt động bề mặt anion cho vào 6ml dung dịch thuốc thử, cho thêm 1ml dung dịch đệm để ổn định pH. Lắc kỹ trong 1 phút được

dung dịch màu vàng cam, sau đó đo độ hấp thụ quang xác định bước sóng tại đó cường độ hấp thụ đạt cực đại.

Lập đường chuẩn các chất hoạt động bề mặt nghiên cứu, xác định khoảng đo tuyến tính và giới hạn phát hiện của phương pháp (LoD) [6]. Sử dụng các đường chuẩn này để xác định nồng độ chất hoạt động bề mặt thu được trong mẫu.

$$LoD = \frac{3,3 \times SD}{a} \quad (3)$$

Trong đó:

SD: Độ lệch chuẩn của mẫu phân tích có nồng độ thấp nhất của đường chuẩn được đo lặp lại ít nhất 3 lần;

a: Hệ số góc của đường chuẩn.

3.3. Hấp phụ tĩnh [3]

Nhiệt độ trong các vỉa cát kết thuộc mỏ Bạch Hổ dao động từ 80 - 130°C. Trong các thí nghiệm đẳng nhiệt hấp phụ, nhóm tác giả tiến hành tại nhiệt độ ổn định 80°C. Nhìn chung, quá trình hấp phụ một chất tan tại một nồng độ xác định (ở đây là chất hoạt động bề mặt) từ dung dịch lên đất đá vỉa thường không chịu ảnh hưởng bởi yếu tố áp suất, nên các thí nghiệm xác định đẳng nhiệt hấp phụ ở trạng thái tĩnh thường được tiến hành tại điều kiện ổn định nhiệt độ (đẳng nhiệt) và áp suất khí quyển.

Pha từng dung dịch chất hoạt động bề mặt tại các nồng độ ban đầu khác nhau (C_o) trong nước muối có hàm lượng 3,5%, sau đó cho vào từng bình tam giác cùng một lượng đất đá (m), đặt lên máy lắc ngang. Khi quá trình hấp phụ đạt trạng thái cân bằng (sau khoảng 24 giờ), đưa mẫu đi phân tích nồng độ chất hoạt động bề mặt (C).

Lượng chất hoạt động bề mặt A (mg/g) đã hấp phụ trong đá được tính theo công thức sau:

$$A = \frac{(C_o - C)}{m} \times \frac{V}{1000} \quad (4)$$

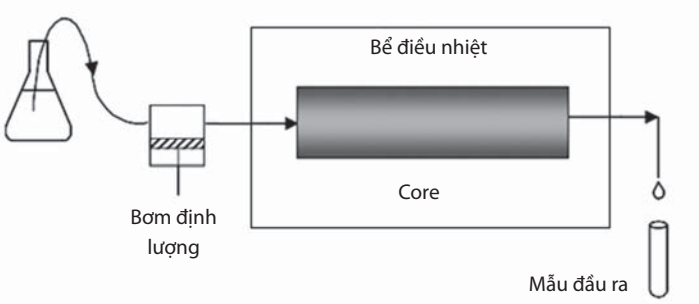
Trong đó:

C_o: Nồng độ chất hoạt động bề mặt ban đầu (mg/L);

C: Nồng độ chất hoạt động bề mặt trong dung dịch tại trạng thái cân bằng (mg/L);

V: Thể tích dung dịch hoạt động bề mặt (mL);

m: Khối lượng đất đá hấp phụ (g).



Hình 1. *Mô hình bộ thiết bị đo hấp phụ động các chất hoạt động bề mặt*

Sau khi có được các giá trị A (lượng chất đã hấp phụ trên đá) tương ứng với giá trị C (nồng độ dung dịch hoạt động bề mặt tại trạng thái cân bằng), vẽ đồ thị biểu diễn sự phụ thuộc của A vào C, đồng thời áp dụng mô hình Langmuir để xác định các tham số A_m và K.

3.4. Hấp phụ động [7]

Dung dịch chất hoạt động bề mặt được pha tại nồng độ 500mg/L trong nước muối có hàm lượng 3,5%. Mẫu đá được ép chặt vào trong xylanh đựng mẫu có đường kính khoảng 1,5cm và chiều dài 10cm (sand pack). Độ rỗng của các mẫu trong khoảng 35 - 38%. Một hệ thống bơm điều chỉnh lưu lượng và thu mẫu được kết nối với đầu vào và đầu ra của xylanh. Chất hoạt động bề mặt và nước muối bơm ép sẽ được bơm đẩy qua mẫu xylanh. Tại đầu ra các ống nghiệm được chuẩn bị sẵn để lấy mẫu. Toàn bộ hệ mẫu được đặt trong bể điều nhiệt để giữ cho nhiệt độ luôn ổn định tại 80°C.

Mẫu trước tiên được bơm bão hòa nước. Sau đó, dung dịch chất hoạt động bề mặt được đẩy với lưu lượng không đổi (khoảng $1,5V_{pore}$/giờ). Cứ mỗi 0,3 V_{pore} lại lấy mẫu đầu ra để phân tích nồng độ chất hoạt động bề mặt. Dung dịch chất hoạt động bề mặt được bơm đến khi nồng độ chất hoạt động bề mặt ở đầu ra không đổi và xấp xỉ với nồng độ đầu vào. Lúc này, tiến hành bơm đẩy bằng dung dịch nước muối 3,5% cho tới khi không phát hiện chất hoạt động bề mặt tại đầu ra.

Lượng chất hoạt động bề mặt A (µg/g) được giữ lại trong đá được tính theo công thức:

$$A = \frac{\left(C_o \times \frac{V_o}{1000} - \sum_1^n C_i \times \frac{V_i}{1000}\right)}{m} \times 1000 \quad (5)$$

Trong đó:

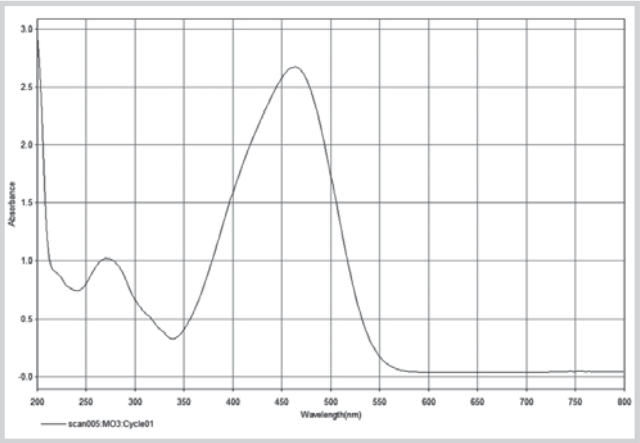
C_o: Nồng độ chất hoạt động bề mặt ban đầu (mg/L);

V_o: Tổng thể tích dung dịch chất hoạt động bề mặt bơm ép đến thời điểm đẩy nước (mL);

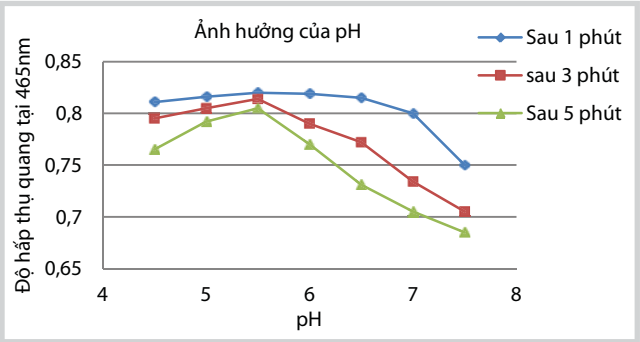
C_i: Nồng độ chất hoạt động bề mặt trong phân đoạn thứ i tại đầu ra (mg/L);

Bảng 1. *Điều kiện thí nghiệm hấp phụ động*

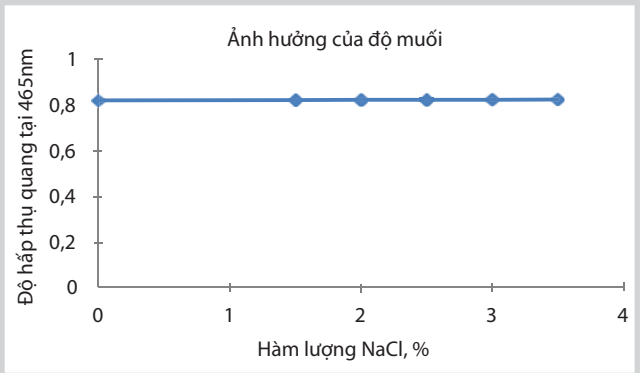
TT	Chất hoạt động bề mặt	Tốc độ bơm (V_{pore}/giờ)	Nồng độ đầu (ppm)	Khối lượng đá (g)	Độ rỗng (%)
1	AOS	1,503	500	53,08	35,08
2	LAS	1,505	500	55,51	37,27
3	A-168	1,510	500	55.05	33,58
4	TRS-40	1,506	500	55,24	37,95



Hình 2. *Cực đại hấp thụ quang của hỗn hợp chất hoạt động bề mặt anion + thuốc thử tại 465nm*



Hình 3. *Ảnh hưởng của yếu tố pH đến xác định nồng độ chất hoạt động bề mặt anion bằng phương pháp trắc quang với thuốc thử Mo tại 465nm*



Hình 4. *Ảnh hưởng của nồng độ NaCl đến xác định nồng độ chất hoạt động bề mặt anion bằng phương pháp trắc quang với thuốc thử Mo tại bước sóng 465nm*

V_i: Thể tích phân đoạn thứ i tại đầu ra (mL);

n: Tổng phân đoạn của toàn bộ quá trình thí nghiệm;

m: Khối lượng đất đá vỉa trong mẫu core (g).

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Đánh giá khả năng phân tích chất hoạt động bề mặt anion bằng phương pháp trắc quang với thuốc thử MO

- Bước sóng hấp thu cực đại

Dung dịch thuốc thử và chất hoạt động bề mặt anion được quét trên thiết bị phân tích UV-Vis UV-200-RS của MRC trong khoảng từ 200 - 800nm cho thấy đỉnh hấp thụ cực đại tại 465nm (Hình 2). Như vậy, có thể sử dụng bước sóng tại 465nm để tiến hành lập đường chuẩn và xác định nồng độ các chất hoạt động bề mặt anion bằng phương pháp trắc quang với thuốc thử MO [8].

- Ảnh hưởng của pH

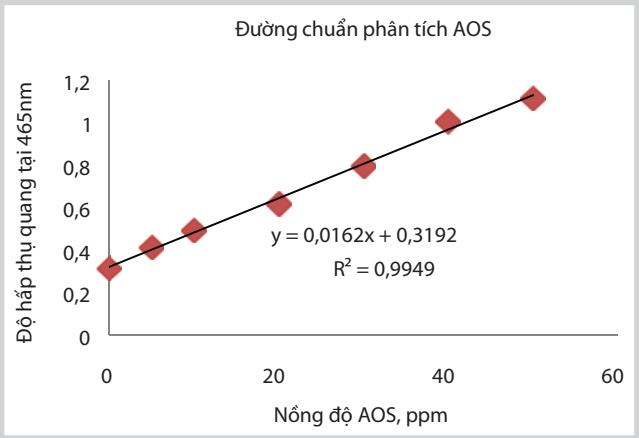
Mẫu chứa chất hoạt động bề mặt anion tại nồng độ 50mg/L được bổ sung thêm dung dịch đệm tại các pH khác nhau từ 4 ~ 8, sau đó thêm thuốc thử và đo tại bước sóng 465nm theo thời gian. Kết quả thu được cho thấy tại giá trị pH = 5,6 độ hấp thụ quang là lớn nhất và ổn định nhất, giá trị cường độ hấp thụ (Abs) gần như không đổi trong vòng 3 phút đầu tiên (Hình 3). Do vậy, trong các phương pháp trắc quang với thuốc thử MO để xác định các chất hoạt động bề mặt anion cần bổ sung đệm acetate để giữ giá trị pH khoảng 5,6 trong suốt quá trình đo.

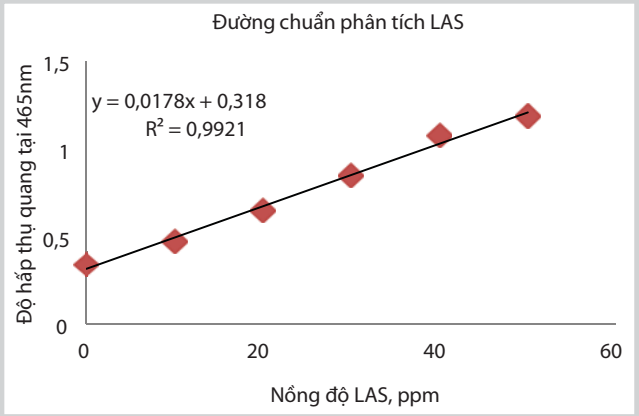
- Ảnh hưởng của nồng độ NaCl

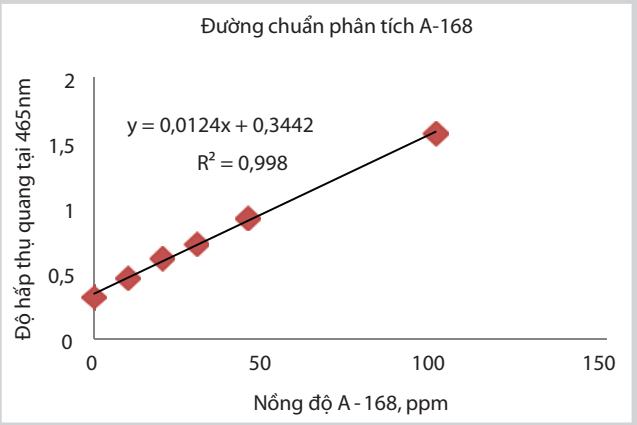
Để phù hợp với thực tế trong quá trình đẩy dầu, nhóm tác giả đã tiến hành khảo sát độ hấp thụ quang với hàm lượng muối tăng dần từ 0 - 3,5% đối với mẫu chất hoạt động bề mặt tại nồng độ 50mg/L, pH = 5,6. Kết quả thu được cho thấy, với hàm lượng NaCl trong khoảng 0 - 3,5% (tương đương với độ muối của nước biển), độ hấp thụ quang hầu như không khác so với mẫu nước cất. Vì vậy, trong các thí nghiệm sau, chất hoạt động bề mặt gốc sẽ được pha trong nước muối với hàm lượng 3,5%. Đồng thời, có thể khẳng định sự pha loãng nồng độ NaCl trong quá trình hấp phụ hay phân tích mẫu không ảnh hưởng đến phương pháp đo.

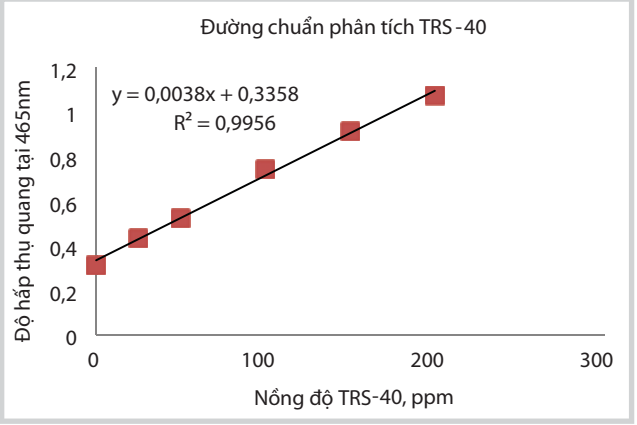
- Đường chuẩn của các chất hoạt động bề mặt nghiên cứu

Áp dụng phương pháp trắc quang với thuốc thử MO cho các chất hoạt động bề mặt nghiên cứu, nhóm tác giả đã lập đường chuẩn cho từng chất, khoảng tuyến tính và giới hạn phát hiện được (Bảng 2). Các giá trị hệ số tương









Hình 5. *Đường chuẩn các chất hoạt động bề mặt nghiên cứu*

Bảng 2. *Kết quả lập đường chuẩn các chất hoạt động bề mặt anion bằng phương pháp trắc quang với thuốc thử MO (bước sóng 465nm, pH = 5,6, hàm lượng NaCl 3,5%)*

Chất hoạt động bề mặt	Khoảng tuyến tính (ppm)	Giới hạn phát hiện LoD (ppm)	R^2
AOS	0 - 50	1,92	99,4
LAS	0 - 50	3,78	99,2
TRS-40	0 - 200	20,36	99,5
A-168	0 - 100	2,07	99,8

quan (R^2) đều đạt trên 99%, chứng tỏ phương pháp trắc quang với thuốc thử MO chính xác và tin cậy, có thể áp dụng để phân tích nồng độ các chất hoạt động bề mặt anion trong môi trường nước muối.

4.2. Kết quả xác định khả năng hấp phụ tĩnh

Các thí nghiệm hấp phụ tĩnh được tiến hành tại nhiệt độ ổn định, các chất hoạt động bề mặt được tiếp xúc với đất đá vỉa trong khoảng thời gian 24 giờ và được khuấy trộn đều. Sau 24 giờ, lấy mẫu đo nồng độ chất hoạt động bề mặt tại thời điểm cân bằng (C), từ đó xác định lượng chất hoạt động bề mặt bị hấp phụ tại thời điểm cân bằng (A) theo công thức (4). Đường hấp phụ đẳng nhiệt (adsorption isotherm) biểu diễn sự phụ thuộc của A vào C được biểu diễn như Hình 6.

Từ các kết quả thu được, nhóm tác giả áp dụng mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir để xác định các hằng số đặc trưng cũng như đánh giá sơ bộ về khả năng hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt trên đất đá vỉa. Từ đồ thị biểu diễn sự phụ thuộc của giá trị C/A với C, nhóm tác giả xác định được các đường biểu diễn tuyến tính (Hình 7), từ đó xác định được các tham số của mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir là các giá trị A_m và K (Bảng 3).

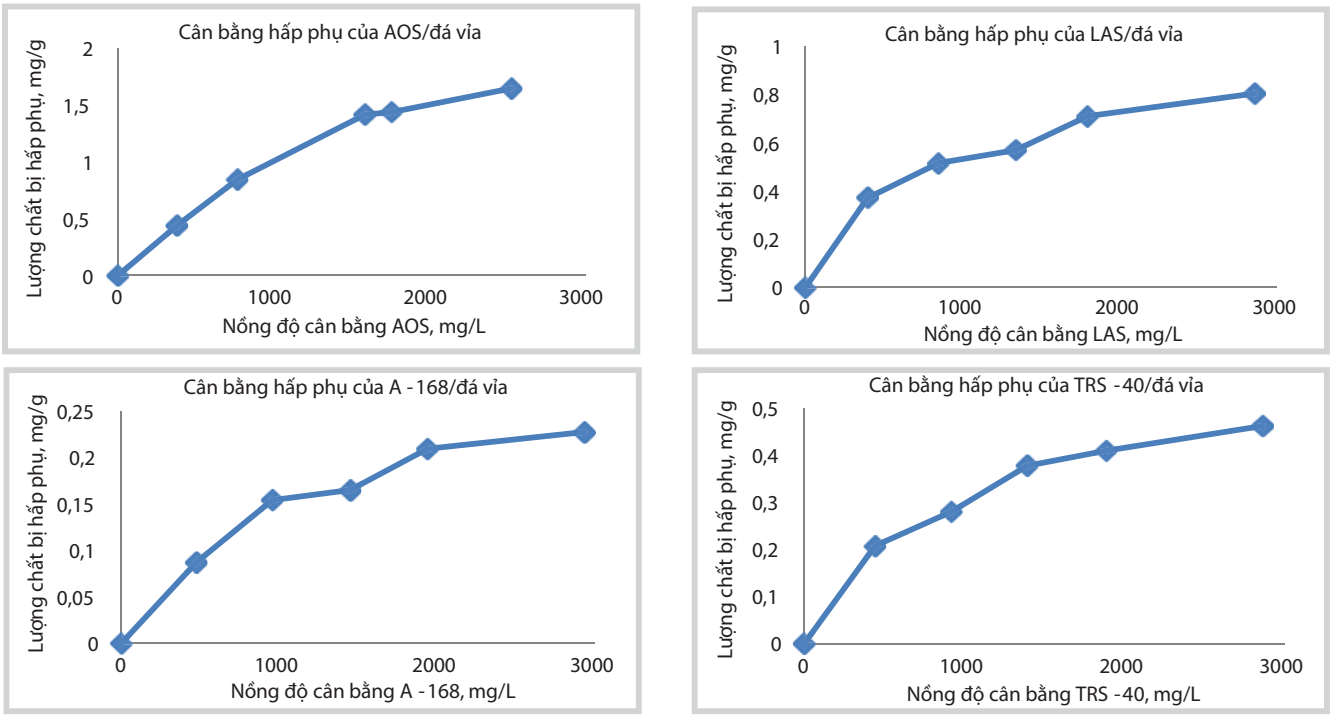
Từ kết quả các tham số thu được, nhóm tác giả rút ra một số đánh giá về quá trình hấp phụ tĩnh các chất hoạt động bề mặt trên đá cát kết mỏ Bạch Hổ như sau:

- Mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir phản ánh khá phù hợp đối với sự hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt lên đất đá vỉa nghiên cứu trong trạng thái tĩnh;

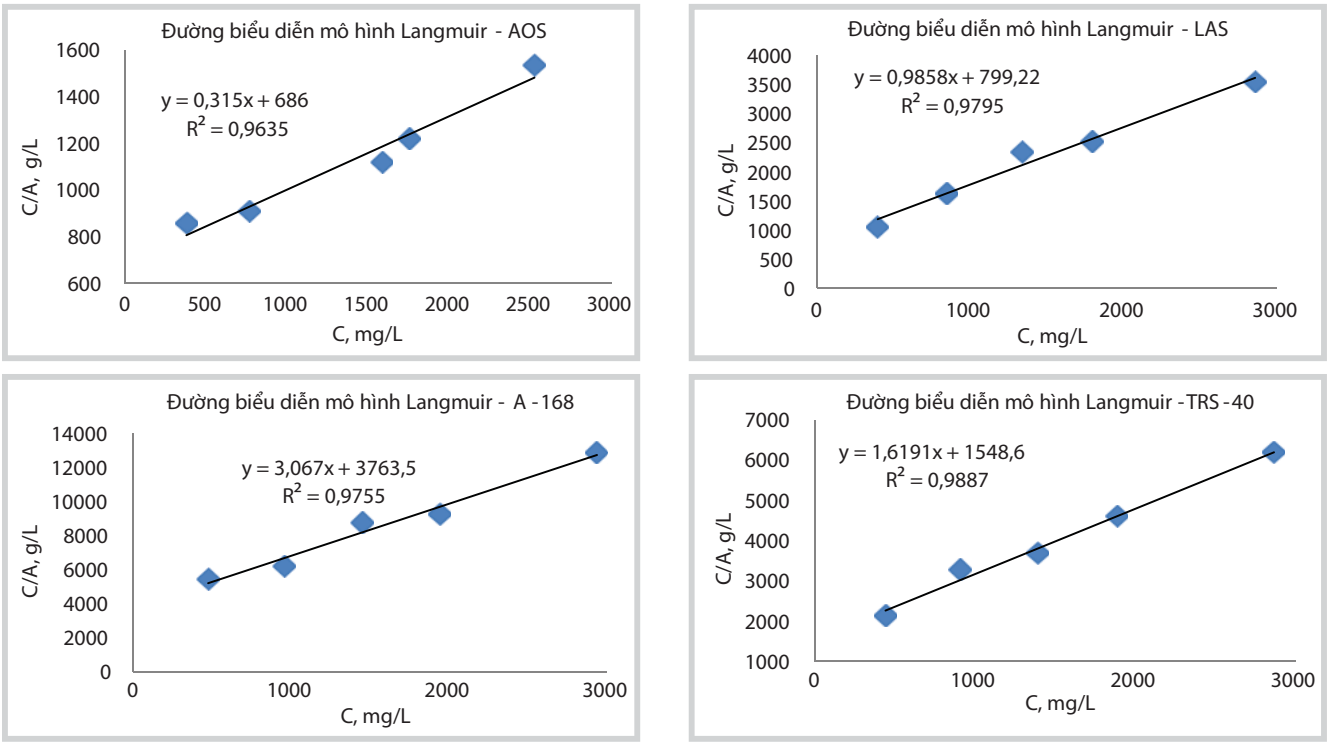
- Hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt lên đất đá vỉa chủ yếu là sự hấp phụ đơn lớp;

- Giá trị K của mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir thu được có giá trị khá nhỏ ($\approx 10^{-3}$L/g), chứng tỏ sự tương tác giữa các chất hoạt động bề mặt với bề mặt đá cát kết mỏ Bạch Hổ là khá yếu (năng lượng hấp phụ thấp);

- Chất hoạt động bề mặt AOS và LAS có dung lượng hấp phụ cực đại lớn có thể do cấu trúc phân tử mạch thẳng (linear) và do đó dễ dàng chui vào các hang hốc của hệ thống xốp đất đá vỉa.



Hình 6. *Đường đẳng nhiệt hấp phụ các chất hoạt động bề mặt trong điều kiện tĩnh (80°C)*



Hình 7. *Đường biểu diễn sự phụ thuộc của giá trị C/A vào C theo mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir*

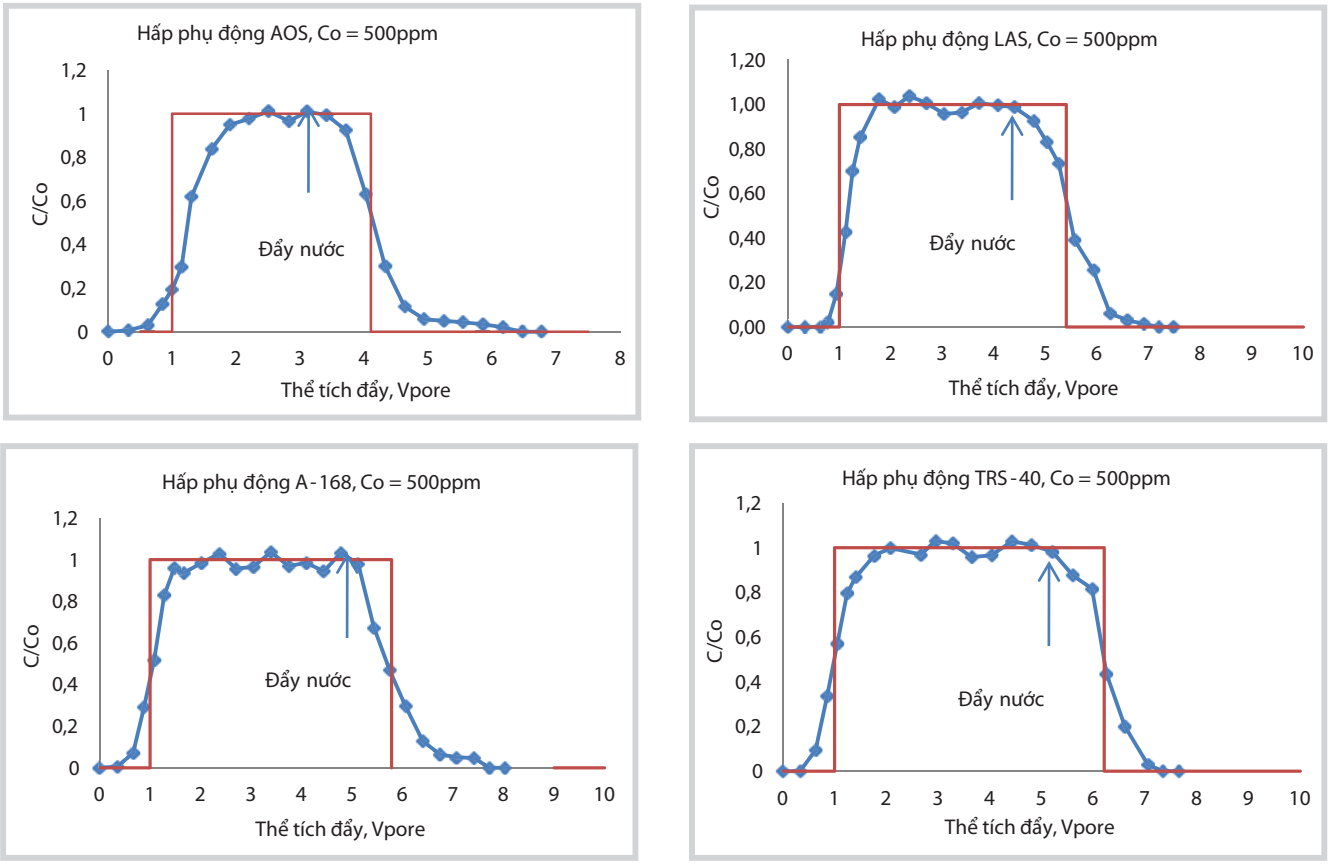
Bảng 3. *Kết quả xác định các giá trị dung lượng hấp phụ cực đại (Am) và hằng số Langmuir (K) trong thí nghiệm hấp phụ tĩnh*

Chất hoạt động bề mặt	A_m (mg/g)	K (L/g)	R^2 (%)
AOS	3,18	$0,45.10^{-3}$	96,3
LAS	1,02	$1,23.10^{-3}$	97,9
A-168	0,33	$0,82.10^{-3}$	97,5
TRS-40	0,62	$1,04.10^{-3}$	98,8

4.3. Kết quả xác định khả năng hấp phụ động

Kết quả thí nghiệm và phân tích nồng độ chất hoạt động bề mặt các phân đoạn tại đầu ra (theo quy trình tại mục 3. Thực nghiệm) được thể hiện trong Hình 8.

Kết quả cho thấy, chất hoạt động bề mặt thường bắt đầu xuất hiện tại thời điểm khoảng 0,3 - 0,6V_{pore} và đạt bão



Hình 8. *Đường biểu diễn sự thay đổi nồng độ chất hoạt động bề mặt tại đầu ra trong thí nghiệm hấp phụ động (80°C)*

hòa sau khoảng $3V_{pore}$. Đồng thời sau khi đẩy tiếp bằng nước muối, khoảng $3,5V_{pore}$ thì chất hoạt động bề mặt không còn xuất hiện (dưới ngưỡng phát hiện của phương pháp phân tích). Về mặt lý thuyết [4], nếu không có các vị trí thể tích rỗng mà chất hoạt động bề mặt không thể xâm nhập (inaccessible pore volume - IPV) thì phải sau khoảng 1 V_{pore} mới xuất hiện chất hoạt động bề mặt. Tuy nhiên, chỉ sau khoảng $0,3V_{pore}$ đã bắt đầu xuất hiện chất hoạt động bề mặt, chứng tỏ trong mẫu core có một lượng đáng kể thể tích rỗng mà chất hoạt động bề mặt không thể xâm nhập. IPV là hiện tượng một phần thể tích chứa các phân tử chất tan (chất hoạt động bề mặt) di chuyển nhanh hơn sự di chuyển của các phân tử chất nền (nước muối) mà không xảy ra hiện tượng hấp phụ hoặc lưu giữ trong các lỗ xốp. Kết quả xác định lượng chất hoạt động bề mặt được giữ lại trong quá trình hấp phụ động theo công thức (5) được tóm tắt trong Bảng 4.

So sánh với kết quả hấp phụ tĩnh cho thấy đối với quá trình hấp phụ động, lượng chất hoạt động bề mặt được giữ lại sau khi đẩy bằng nước khá nhỏ (9 ~ 25µg/g), tuy nhiên so sánh tương quan khả năng hấp phụ giữa các chất là khá tương đồng như trong hấp phụ tĩnh. Trong điều kiện dòng chảy liên tục, tốc độ chuyển khối đến bề mặt đất đá, tương tác giữa chất hoạt động bề mặt và bề

Bảng 4. *Kết quả xác định lượng chất hoạt động bề mặt giữ lại trong thí nghiệm hấp phụ động*

Chất hoạt động bề mặt	Lượng chất hoạt động bề mặt được giữ lại sau khi đẩy nước (µg/g)
AOS	24,71
LAS	14,19
A-168	11,63
TRS-40	9,44

mặt đất đá vỉa, thời gian đạt cân bằng hấp phụ và ảnh hưởng bởi thể tích rỗng không xâm nhập có thể làm cho lượng chất hoạt động bề mặt hấp phụ lên bề mặt đất đá sẽ ít hơn so với trong điều kiện tĩnh. Quá trình đẩy nước ngay sau khi bơm bão hòa chất hoạt động bề mặt chính là quá trình giải hấp. Tùy theo tương tác và cân bằng của chất hoạt động bề mặt với đất đá vỉa mà sự giải hấp của các chất hoạt động bề mặt, hòa tan trở lại vào dòng nước sẽ khác nhau.

5. Kết luận

Qua các kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đã đánh giá đầy đủ khả năng hấp phụ của một số chất hoạt động bề mặt anion thường được sử dụng để tăng cường thu hồi dầu trên bề mặt đất đá vỉa cát kết lấy từ mỏ Bạch Hổ trong trạng thái tĩnh và động tại điều kiện nhiệt độ ổn

định. Nghiên cứu cũng giới thiệu phương pháp phân tích đơn giản và tương đối hiệu quả để xác định nồng độ chất hoạt động bề mặt anion bằng phương pháp trắc quang.

Trong điều kiện dòng chảy liên tục, quá trình hấp phụ động thường chịu ảnh hưởng bởi yếu tố thể tích rỗng không xâm nhập và quá trình giải hấp bằng đẩy nước ngay sau nút chất hoạt động bề mặt làm cho lượng chất hoạt động bề mặt hấp phụ lên bề mặt đất đá vỉa (9,44 ~ 24,71µg/g) thấp hơn nhiều trong điều kiện hấp phụ tĩnh (0,62 ~ 3,18mg/g).

Cơ chế hấp phụ - giải hấp có ý nghĩa quan trọng trong tăng cường thu hồi dầu bằng phương pháp hóa học. Khi mới được bơm vào vỉa chất hoạt động bề mặt sẽ hấp phụ ngay trên bề mặt đất đá vỉa và chui vào các khe rỗng, lỗ rỗng rất nhỏ. Khi nước bơm ép đẩy chất hoạt động bề mặt sâu vào trong vỉa thì chất hoạt động bề mặt đã hấp phụ sẽ được giải hấp tăng hiệu quả của quá trình thu hồi dầu.

Tài liệu tham khảo

1. P.Somasundaran, L.Zhang. *Adsorption of surfactants on minerals for wettability control in improved oil recovery processes*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2006; 52: p. 198 - 212.

2. Laurier L.Schramm. *Surfactants - Fundamentals and applications in the petroleum industry*. Cambridge University Press. 2010.

3. Jozsef Toth. *Adsorption - Theory, modeling and analysis*. Marcel Dekker Inc. 2002.

4. M.R. Böhmer. *Adsorption and micellization of surfactants: Comparison of theory and experiment*. Dortor Thesis, Landbouwuniversiteit Wageningen, Germany. 1991.

5. Q.He, H.Chen. *Flow injection spectrophotometric determination of anionic surfactants using methyl orange as chromogenic reagent*. Fresenius Journal of Analytical Chemistry. 2000; 367(3): p. 270 - 274.

6. B.J.Clack, T.Frost, M.A.Russell. *UV Spectroscopy - Techniques, instrumentation, data handling*. Chapman & Hall. 1993.

7. R.F.Mezzomo, P.Moczydlower, A.N.Sanmartin, C.H.V.Araujo. *A new approach to the determination of polymer concentration in reservoir rock adsorption tests*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, US. 13 - 17 April, 2002.

8. E.A.Wulkow, Dieter Hummel. *Identification and analysis of surface-active agents by infrared and chemical methods*. Interscience Publishers. 1962.

9. Mohammad Amin Safarzadeh, Seyyed Alireza Tabatabaei Nejad, Eghbal Sahraei. *Experimental Investigation of the effect of calcium lignosulfonate on adsorption phenomenon in surfactant alternative gas injection*. Journal of Chemical and Petroleum Engineering. 2011; 45(2): p. 141 - 151.

Study on the static and dynamic adsorption of anionic surfactants onto the sandstone of Bach Ho oil field

Kieu Anh Trung, Luong Van Tuyen, Ngo Hong Anh
Bui Thi Huong, Trinh Thanh Son
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The adsorption of anionic surfactants (alpha olefin sulfonate, linear alkylbenzene sulfonate, branched alpha olefin sulfonate and petroleum sulfonate) onto the sandstone of Bach Ho oil field has been studied by static and dynamic methods. In the continuous flow condition, the dynamic adsorption process was influenced by some factors such as the inaccessible pore volume (IPV) and the desorption by later water flooding, and as a result, the capacity of dynamic adsorption was much lower than that of the static adsorption. Besides, the authors present a simple and reliable spectrophotometric method for determination of the concentration of anion surfactants based on the competition for cetyltrimethylammonium chloride (CTAC) between the acidic dye methyl orange (MO) and anionic surfactant.

Key words: *Adsorption, anionic surfactants.*

ĐỊNH HƯỚNG VỀ CƠ CHẾ CHÍNH SÁCH CHO VIỆC PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU CẬN BIÊN Ở VIỆT NAM

ThS. Phạm Kiều Quang, KS. Phạm Thu Trang
CN. Dư Vũ Hoàng Tuấn
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: quangpk@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam được đẩy mạnh với nhiều phát hiện dầu khí được xác định và đưa vào phát triển khai thác, có đóng góp quan trọng đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước với tổng sản lượng khai thác đạt trên 455 triệu tấn dầu quy đổi. Tuy nhiên bên cạnh các mỏ/cấu tạo có trữ lượng dầu khí lớn đã đưa vào phát triển khai thác, Việt Nam còn nhiều mỏ/phát hiện nhỏ/cận biên chưa được phát triển khai thác do cơ chế, chính sách hiện nay chưa khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển khai thác các mỏ cận biên. Để đảm bảo sản lượng dầu khí trong nước cần phải có cơ chế ưu đãi để khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư phát triển các mỏ cận biên ở Việt Nam, góp phần tăng thêm nguồn thu của Chính phủ, nâng cao hiệu quả kinh tế của nhà thầu và tận thu nguồn tài nguyên quý giá của đất nước. Bài viết giới thiệu khái niệm chung nhất về mỏ cận biên và các chính sách khuyến khích đối với mỏ cận biên của một số nước trên thế giới, đồng thời đề xuất cơ chế, chính sách cho việc phát triển, khai thác mỏ cận biên ở Việt Nam.

Từ khóa: *Mỏ cận biên, mỏ nhỏ, hợp đồng dịch vụ.*

1. Mở đầu

Việt Nam đã có cơ chế chính sách thu hút các nhà đầu tư nước ngoài trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí áp dụng cho các lô hợp đồng dầu khí thông thường và lô hợp đồng dầu khí thuộc diện khuyến khích đầu tư (danh mục lô thuộc diện khuyến khích đầu tư được ban hành kèm theo Quyết định số 84/2005/QĐ-TTg ngày 20/4/2005 của Thủ tướng Chính phủ). Tuy nhiên, cơ chế chính sách của Việt Nam hiện nay chưa thực sự khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư phát triển các mỏ/phát hiện dầu khí nhỏ/cận biên. Với các mỏ nhỏ đã đi vào khai thác, các nhà thầu dầu khí sẵn sàng dừng hoạt động khi điều kiện khai thác khó khăn, sản lượng thấp, chi phí cao... Trong khi đó, các nước trên thế giới (như Malaysia, Indonesia, Trung Quốc, Vương quốc Anh, Canada…) đã áp dụng các cơ chế, chính sách ưu đãi cho việc phát triển khai thác mỏ nhỏ/mỏ cận biên như giảm thuế thu nhập, tăng tỷ lệ thu hồi chi phí, thay đổi tỷ lệ phân chia dầu khí lãi theo hướng có lợi cho nhà thầu. Việt Nam cần có cơ chế chính sách mới nhằm khuyến khích các nhà thầu đầu tư phát triển các mỏ nhỏ/mỏ cận biên.

2. Khái niệm mỏ cận biên

Khái niệm mỏ cận biên thường gắn liền với các yếu tố chính: tính kinh tế, sản lượng và trữ lượng; trong đó tính kinh tế mang yếu tố quyết định mỏ đó có là mỏ cận biên hay không. Tùy vào tình hình, chính sách phát triển khai thác, mỗi nước trên thế giới có khái niệm, định nghĩa riêng về mỏ cận biên.

- Indonesia, Ecuador và các nước Bắc Mỹ định nghĩa mỏ cận biên dựa trên tính kinh tế, sản lượng khai thác của mỏ.

Theo hợp đồng chia sản phẩm (PSC) của Indonesia, mỏ cận biên là mỏ đầu tiên trong phạm vi diện tích hợp đồng được đề nghị phát triển bởi nhà thầu và được chấp thuận bởi Pertamina, sản lượng khai thác bình quân của dự án trong 2 năm đầu tiên (24 tháng) không vượt quá 10 nghìn thùng/ngày. Để nhận được các khuyến khích dành cho mỏ cận biên, mỏ phải đáp ứng các tiêu chuẩn sau [1]: Nằm trong phạm vi lô đang khai thác; sản phẩm chính là dầu; toàn bộ chi phí thăm dò của mỏ đã được thu hồi hết (không còn chi phí sunk cost); nếu tính toán hiệu quả kinh tế của mỏ dựa vào các điều khoản PSC hiện tại và các gói khuyến khích khác phù hợp với luật và quy định, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) ≤ 15%.

Ở Ecuador, các mỏ cận biên là các mỏ có tính kinh tế kém hoặc những mỏ được ưu tiên hoạt động và tổng sản lượng khai thác của các mỏ này thấp hơn 1% tổng sản lượng quốc gia [2].

Bắc Mỹ đưa ra định nghĩa giếng cận biên dựa vào sản lượng khai thác hàng ngày. Một giếng dầu được coi là giếng cận biên khi sản lượng khai thác không quá 10 thùng/ngày và một giếng khí thiên nhiên được coi là giếng cận biên nếu sản lượng khai thác ít hơn 50Mcf/ngày [3].

- Malaysia, Hà Lan và Vương quốc Anh định nghĩa mỏ cận biên dựa trên trữ lượng của mỏ.

Khoản 3 Luật Thuế thu nhập Dầu khí năm 2013 của Malaysia định nghĩa về mỏ cận biên như sau: Chính phủ có thể xác định mỏ cận biên là mỏ nằm trong diện tích hợp đồng dầu khí, có trữ lượng tiềm năng dầu thô không vượt quá 30 triệu thùng dầu dự trữ hoặc trữ lượng khí không vượt quá 500 tỷ ft^3 tiêu chuẩn [4].

Ở Hà Lan, một mỏ khí được coi là cận biên nếu có trữ lượng thấp hơn 4.000 triệu m^3 khí. Tại Vương quốc Anh, mỏ được coi là cận biên nếu có trữ lượng tối đa là 20 triệu thùng dầu [5].

Như vậy, mỗi nước trên thế giới đều có cách nhìn và định nghĩa khác nhau về mỏ cận biên, song đều dựa trên các yếu tố như: trữ lượng, sản lượng, điều kiện khai thác, điều kiện cơ sở hạ tầng, giá dầu/khí, hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư nếu phát triển khai thác mỏ… Trong đó, yếu tố phổ biến nhất là tính kinh tế của việc phát triển khai thác mỏ (yếu tố được tính đến nhiều hơn là kỹ thuật).

Trên cơ sở phân tích, đánh giá khái niệm mỏ cận biên của các nước trên thế giới, cùng với việc tìm hiểu về công tác quản lý hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tại Việt Nam, nhóm tác giả thống nhất xây dựng khái niệm chung cho mỏ cận biên ở Việt Nam như sau: Mỏ cận biên là phát hiện hoặc mỏ trong đó việc triển khai công tác phát triển hoặc tiếp tục khai thác theo các điều kiện tài chính, thương mại và công nghệ hiện tại không thể đem lại hiệu quả cho nhà đầu tư nhưng có thể đưa vào khai thác hiệu quả khi một trong các điều kiện trên được cải thiện.

3. Chính sách khuyến khích phát triển mỏ cận biên của một số nước trên thế giới

Hiện nay, các nước trên thế giới áp dụng 2 hệ thống tài chính dầu khí chủ yếu là: hệ thống hợp đồng và hệ thống tô nhượng. Tổng quan chung về cơ chế, chính sách dầu khí của 74 nước có dầu mỏ trên thế giới, nhóm tác giả lựa chọn nghiên cứu cơ chế chính sách khuyến khích phát triển mỏ của Indonesia, Malaysia... từ đó học hỏi kinh nghiệm có thể áp dụng cho Việt Nam nhằm đề xuất một cơ chế chính sách phù hợp, khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư phát triển, khai thác các mỏ cận biên ở Việt Nam.

Indonesia vẫn áp dụng PSC cho các mỏ cận biên với cơ chế thu hồi tăng thêm 20% ngoài mức thu hồi chi phí 90% theo Luật Dầu khí Indonesia và nhà thầu được nhận tỷ lệ phân chia dầu khí lãi ưu đãi cao hơn đối với mỏ cận biên. Chi phí thu hồi tăng thêm không được khấu trừ thuế và không phải là vĩnh viễn, mà được đánh giá hàng năm dựa vào cơ chế on - off. Khi IRR của mỏ > 30%, sẽ không áp dụng cơ chế ưu đãi áp dụng cho mỏ cận biên (off). Cơ chế ưu đãi sẽ được áp dụng lại nếu IRR thực tế trong năm tiếp theo thấp hơn 15% (on). Tuy nhiên, cơ chế ưu đãi dành cho mỏ cận biên của Indonesia chưa thực sự tối ưu khi giá dầu áp dụng để tính toán IRR ban đầu của nhà thầu là 25USD/thùng dầu, giá dầu này thấp so với giá dầu hiện tại. Vì vậy đối với mỏ cận biên, các nhà thầu dầu khí cũng có thể áp dụng các gói ưu đãi khuyến khích khác (nếu có) phù hợp với quy định của luật pháp Indonesia [6].

Malaysia sử dụng hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC) cho các mỏ cận biên. Nhà thầu sẽ đầu tư toàn bộ chi phí cho giai đoạn tìm kiếm thăm dò và phát triển mỏ. Khi mỏ đi vào khai thác, nhà thầu sẽ thu lại toàn bộ chi phí đầu tư từ doanh thu bán sản phẩm dầu khí với mức thu hồi chi phí từ 70% - 90%. Ngoài ra, nhà thầu còn được nhận một khoản tiền thù lao dựa trên sản lượng khai thác cũng như các chỉ tiêu đánh giá thực hiện công việc chính. Để khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển khai thác mỏ cận biên, Malaysia đưa ra nhiều chính sách ưu đãi cho nhà thầu như: giảm thuế thu nhập đối với các mỏ cận biên từ 38% xuống 25%, không áp dụng thuế xuất khẩu dầu thô, nhà thầu được miễn nghĩa vụ thu dọn mỏ và không phải trả phí nghiên cứu. Theo nhận định của nhóm tác giả, chính sách khuyến khích phát triển mỏ cận biên của Malaysia khá thành công. Từ khi ban hành chính sách trên (29/3/2013) đến nay, Malaysia đã đưa vào khai thác 3 mỏ cận biên (mỏ Berantai, mỏ Bentara, cụm mỏ Kapal, Banang, Meranti) [6].

Nigeria áp dụng PSC cho các mỏ cận biên với một số điều khoản tài chính ưu đãi hơn so với các PSC và JV. Thuế tài nguyên và thuế lợi nhuận dầu mỏ thấp hơn so với PSC và JV. Các điều khoản tài chính dành cho mỏ cận biên không có phần thu hồi chi phí dành cho nhà thầu, thay vào đó nhà thầu được nhận 100% phần dầu lãi. Để đảm bảo quyền lợi của Chính phủ Nigeria, hợp đồng mỏ cận biên sẽ áp dụng thuế tài nguyên tăng thêm khi sản lượng khai thác của mỏ cận biên vượt quá 15.000 thùng/ngày. Tính đến cuối năm 2013, Nigeria đã đấu thầu 56 mỏ cận biên, trong đó có 8 mỏ đã đi vào khai thác [6, 7].

Angola chỉ giảm thuế khai thác dầu mỏ (PPT) từ 20% xuống còn 10% cho hoạt động thăm dò dầu tại các mỏ cận biên và vùng nước sâu xa bờ (có độ sâu > 750m) hoặc khu vực gần bờ đã được Chính phủ xác định là khó tiếp cận. Để thực hiện việc phát triển khai thác mỏ cận biên, Angola sử dụng hợp đồng dịch vụ rủi ro [6, 8].

Brazil, Canada và Vương quốc Anh áp dụng hợp đồng tô nhượng (CC) cho các mỏ cận biên. Để khuyến khích nhà thầu thực hiện phát triển khai thác mỏ cận biên, Brazil và Canada giảm tiền thuê mỏ. Tuy nhiên, Brazil đưa ra mức tiền thuê mỏ cố định là 5% đối với các mỏ cận biên. Canada áp dụng mức tiền thuê mỏ giảm theo công thức (British Columbia đưa ra công thức tính tiền thuê mỏ được giảm như sau: [(TP/TPH) x 24]/MWD. Trong đó: TP: Tổng sản lượng từ giếng trong 12 tháng liên tiếp, bắt đầu từ tháng mà khí thiên nhiên được khai thác lần đầu tiên được bán hoặc được khai thác lần đầu từ giếng tái khởi động; TPH: tổng số giờ khai thác khí thiên nhiên trong thời gian 12 tháng; MWD: độ sâu của giếng cận biên là 2.300m). Để khuyến khích phát triển mỏ cận biên, Vương quốc Anh áp dụng giảm thuế phụ thu [6].

Như vậy, để khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư phát triển, khai thác mỏ cận biên, các nước như Indonesia, Malaysia, Nigeria… đều có thay đổi, điều chỉnh một số điều khoản tài chính trong hợp đồng dầu khí theo hướng có lợi hơn cho nhà thầu. Trong khi đó, Việt Nam chưa có một cơ chế, chính sách hay quy định cụ thể nào cho các mỏ cận biên. Hiện tại, Việt Nam mới chỉ có cơ chế chính sách khuyến khích dành cho các lô hợp đồng dầu khí thông thường và các lô thuộc diện khuyến khích đầu tư. Việt Nam cần phải xây dựng cơ chế phù hợp để khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển, khai thác mỏ cận biên.

Bảng 1. *Các thông số đầu vào và các giả định sử dụng trong tính toán hiệu quả kinh tế*

TT	Diễn giải	Đơn vị	Mức áp dụng
1	Thuế tài nguyên	%	
	- Dầu	%	7 - 23% theo thang sản lượng
	- Khí	%	1 - 6% theo thang sản lượng
2	Thu hồi chi phí	%	70% đối với dầu và khí
3	Phân chia dầu khí lãi cho Nhà thầu	%	
	- Dầu	%	70%
	- Khí	%	85%
4	Thuế xuất khẩu dầu	%	10%
5	Thuế thu nhập doanh nghiệp	%	32%
6	Phụ thu dầu lãi	%	Theo Quy định
7	Giá dầu năm cơ sở	USD/thùng	85
8	Giá khí đồng hành năm cơ sở	USD/triệu Btu	1,01

Bảng 2. *Phương án phát triển*

TT	Hạng mục	Đơn vị	Mỏ dầu A	Mỏ dầu B
1	Tổng sản lượng dầu/khí thu hồi	Triệu thùng	28,31	3,87
		Tỷ ft^3	19,82	2,71
2	Thiết bị		1 giàn đầu giếng, đường ống	1 giàn nhẹ, đường ống
3	Số lượng giếng khoan	Giếng	22	3
4	Dự toán chi phí	Triệu USD		
	CAPEX	Triệu USD	1.061,67	225,56
	OPEX	Triệu USD	724,75	110,28
	Chi phí dọn mỏ	Triệu USD	94,96	20,18
	Tổng chi phí	**Triệu USD**	**1.881,38**	**356,02**

4. Định hướng về cơ chế chính sách khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển, khai thác các mỏ dầu cận biên ở Việt Nam

Mỏ cận biên bao gồm cả mỏ dầu cận biên và mỏ khí cận biên. Tùy thuộc vào điều kiện đặc thù, mỗi nước xây dựng cơ chế chính sách cho mỏ dầu cận biên và mỏ khí cận biên hoặc chỉ dành riêng cho mỏ dầu cận biên. Indonesia chỉ áp dụng cơ chế, chính sách ưu đãi cho mỏ dầu cận biên. Malaysia, Nigeria và Bắc Mỹ có cơ chế, chính sách ưu đãi áp dụng cho cả mỏ dầu lẫn mỏ khí cận biên.

Trong điều kiện cơ chế chính sách và cơ sở hạ tầng của Việt Nam hiện nay, việc phát triển các mỏ dầu cận biên có tính khả thi cao hơn các mỏ khí cận biên. Đặc biệt, cơ chế định giá khí chưa đủ khuyến khích phát triển các mỏ khí cận biên. Việc phát triển các mỏ khí cận biên đòi hỏi phải xây dựng cơ chế giá khí miệng giếng mới, đầu tư nhiều loại chi phí liên quan đến hoạt động thu gom, vận chuyển khí. Kể cả khi đáp ứng đủ điều kiện phát triển, nhà đầu tư vẫn phải chịu nhiều rủi ro. Trong phạm vi bài báo này, nhóm tác giả chỉ tập trung phân tích và đưa ra một số định hướng khuyến khích cho việc phát triển các mỏ dầu cận biên ở Việt Nam.

4.1. Giả định tính toán

Để có căn cứ, cơ sở đưa ra đề xuất cơ chế phù hợp cho việc phát triển các mỏ dầu cận biên ở Việt Nam, nhóm tác giả đã lập phương án phát triển và tính toán hiệu quả kinh tế cho 2 mỏ dầu cận biên A và B. Các thông số đầu vào về phương án sản lượng, phương án phát triển mỏ, dự toán chi phí, giá, tỷ lệ phân chia dầu khí lãi và một số thông số đầu vào khác được thể hiện ở Bảng 1 và 2.

4.2. Các phương án điều chỉnh các điều khoản tài chính đưa vào tính toán

Nhóm tác giả đưa ra 4 phương án điều chỉnh các điều khoản tài chính để khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển, khai thác mỏ cận biên ở Việt Nam:

- Phương án 1: Áp dụng hợp đồng chia sản phẩm (PSC) cho mỏ cận biên, có sự điều chỉnh đối với các điều khoản tài chính: Thuế tài

nguyên, thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế xuất khẩu, tỷ lệ phân chia dầu khí lãi của nhà thầu và thu hồi chi phí của nhà thầu.

- Phương án 2: Áp dụng hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC) của Malaysia đối với các mỏ cận biên ở Việt Nam. Trong đó, nhà thầu được miễn thuế tài nguyên, thuế xuất khẩu, phí bảo vệ môi trường, thuế phụ thu dầu lãi. Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp của nhà thầu là 22%. Chi phí thu hồi của nhà thầu là 70%. Nhà thầu sẽ được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) trả mức phí dịch vụ = tariff x sản lượng khai thác. Nhà thầu thỏa thuận về mức tariff/thùng dầu (mỏ dầu) với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

- Phương án 3: Áp dụng hợp đồng dịch vụ (SC) đối với các mỏ dầu cận biên ở Việt Nam với mức phí dịch vụ trả cho nhà thầu được giả định khoảng 100 - 105USD/thùng.

- Phương án 4: PVN tự đầu tư phát triển và khai thác các mỏ cận biên ở Việt Nam. Chính phủ xem xét miễn/giảm các loại thuế để có thể đem lại hiệu quả kinh tế cho PVN.

Trên cơ sở phân tích, so sánh các kịch bản điều chỉnh tốt nhất của từng phương án, nhóm tác giả biện luận để tìm ra phương án tối ưu nhất, đảm bảo hài hòa lợi ích của nhà thầu và Chính phủ Việt Nam.

Với cơ chế chính sách hiện tại, việc phát triển mỏ cận biên B không có hiệu quả kinh tế, NPV@10% của dự án là giá trị âm (-36,1 triệu USD). Do đó, việc điều chỉnh 5 điều khoản tài chính (miễn thuế tài nguyên, miễn thuế xuất khẩu, miễn thuế thu nhập doanh nghiệp, tăng tỷ lệ phân chia dầu khí lãi và tỷ lệ thu hồi chi phí của nhà thầu lên tới 100%) cũng không đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu khi đầu tư phát triển mỏ cận biên B.

Mỗi phương án điều chỉnh đều có ưu, khuyết điểm và không phải phương án nào cũng thực sự phù hợp để áp dụng với Việt Nam. Việc áp dụng hợp đồng dịch vụ (Phương án 3) cho mỏ cận biên hoàn toàn không khả thi vì phí dịch vụ hòa vốn của nhà thầu cao hơn rất nhiều so với giá bán áp dụng trong tính toán.

Áp dụng hợp đồng dịch vụ rủi ro (Phương án 2) đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu trong mỏ cận biên A. Tuy nhiên trong giai đoạn đầu dự án đi vào khai thác, PVN có thể phải chịu rủi ro khi mức phí trả cho nhà thầu cao hơn so với giá bán thực tế và việc trả phí thu dọn mỏ khiến PVN phải bỏ tiền ra để bù lỗ (Hình 1).

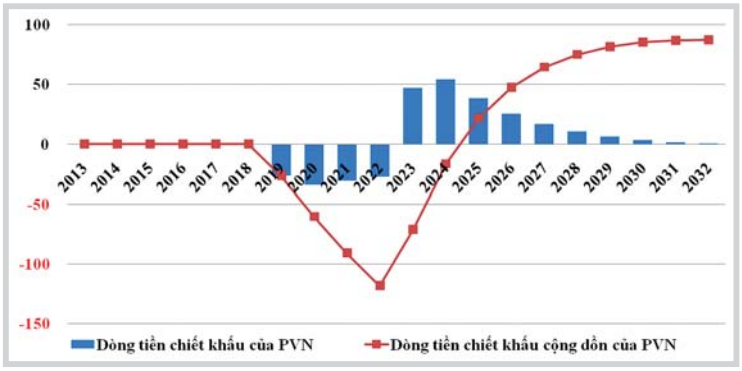
Việc áp dụng Phương án 1 và 4 đều đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu trong mỏ cận biên A. Theo đánh giá của nhóm tác giả, Phương án 4 tối ưu và khả thi hơn Phương án 1. Nếu áp dụng Phương án 1, cần phải điều chỉnh tối thiểu 2 điều khoản tài chính mới đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu. Trong khi đó, áp dụng Phương án 4 chỉ cần điều chỉnh 1 điều khoản tài chính đã đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu trong mỏ cận biên A và kể cả khi có rủi ro thì PVN vẫn được đảm bảo có hiệu quả kinh tế (Hình 2).

Như vậy, việc để PVN tự đầu tư các mỏ dầu cận biên (Phương án 4) là hoàn toàn khả thi và đem lại hiệu quả kinh tế cao cho PVN và Chính phủ Việt Nam tốt hơn so với phương án 1, 2 và 3.

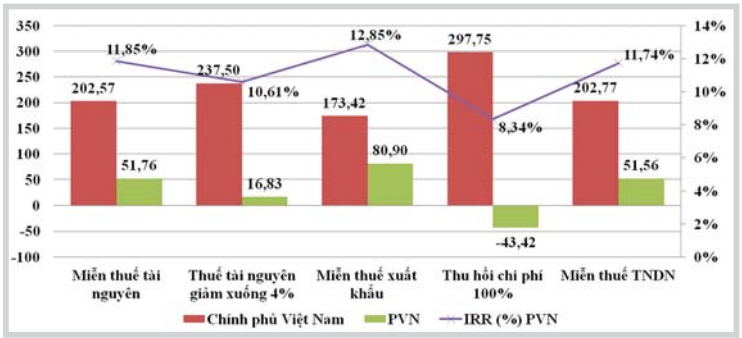
4.3. Đề xuất cơ chế chính sách ưu đãi cho việc phát triển mỏ dầu cận biên ở Việt Nam

Từ các kết quả nghiên cứu nói trên, nhóm tác giả đề xuất 2 cơ chế ưu đãi, khuyến khích đầu tư phát triển khai thác mỏ dầu cận biên ở Việt Nam, cụ thể như sau:

- ***Cơ chế 1***: Chỉ áp dụng đối với các mỏ cận biên có thông tin về địa chất, địa vật lý và trữ lượng đáng tin cậy. Ưu tiên để PVN tự đầu tư phát triển khai thác các mỏ cận biên khi đã có các thông tin chính xác về điều kiện địa chất, địa vật lý, trữ lượng của mỏ nhằm giảm thiểu rủi ro xuống mức thấp nhất với các ưu đãi, khuyến khích cho mỏ dầu cận biên như sau:



Hình 1. *Dòng tiền chiết khấu của Chính phủ trong mỏ A với các điều chỉnh theo Phương án 2 (mức phí 23USD/thùng dầu, PVN trả thuế thu dọn mỏ)*



Hình 2. *Hiệu quả kinh tế của PVN và Chính phủ Việt Nam ở mỏ A trong trường hợp điều chỉnh 1 điều khoản tài chính ở Phương án 4*

+ Giảm thuế tài nguyên dầu thô xuống còn 4%, thuế tài nguyên khí xuống còn 0%.

+ Miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong 2 năm đầu kể từ khi bắt đầu khai thác, giảm 50% thuế thu nhập trong 2 năm tiếp theo.

- ***Cơ chế 2:*** Đối với các mỏ cận biên chưa có thông tin chính xác về điều kiện địa chất, địa vật lý, trữ lượng của mỏ, Chính phủ có thể xem xét ban hành hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC) nhằm khuyến khích nhà thầu tự đầu tư chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển khai thác mỏ và chịu toàn bộ rủi ro nếu mỏ không được đi vào khai thác. Khi mỏ đi vào khai thác, Chính phủ Việt Nam sẽ cho nhà thầu thu hồi chi phí và có lợi nhuận thông qua các ưu đãi, khuyến khích sau:

+ Thu hồi chi phí tối thiểu của nhà thầu là 70%: Nhà thầu có thể đạt được mức thu hồi chi phí tối đa là 90% nếu đảm bảo đúng tiến độ, chi phí và sản lượng cam kết (dựa vào đàm phán sau khi đã xác minh rõ trữ lượng của mỏ);

+ Thuế thu nhập doanh nghiệp của nhà thầu là 22%: Nhà thầu có thể được miễn thuế thu nhập trong 2 năm đầu tiên kể từ khi bắt đầu khai thác và giảm 50% thuế thu nhập trong 2 năm tiếp theo.

5. Kết luận

Việc phát triển và đưa vào khai thác các mỏ cận biên ở Việt Nam góp phần quan trọng nhằm gia tăng sản lượng khai thác, tăng thêm nguồn thu cho Chính phủ Việt Nam. Trước khi xây dựng, ban hành cơ chế chính sách khuyến khích nhà thầu tìm kiếm, thăm dò và khai thác các mỏ cận biên ở Việt Nam, cần phải thống nhất khái niệm về mỏ cận biên, xác định danh sách các mỏ cận biên ở Việt Nam. Đồng thời, Chính phủ Việt Nam cần xây dựng cơ chế ưu đãi, khuyến khích nhà thầu phát triển khai thác mỏ cận biên ở Việt Nam; xem xét ban hành hợp đồng dịch vụ rủi ro dành cho mỏ cận biên với các ưu đãi về thuế; có cơ chế khuyến khích nhà thầu đầu tư nghiên cứu áp dụng các công nghệ mới vào việc phát triển, khai thác mỏ cận biên; kết nối mỏ cận biên với các cơ sở hạ tầng hiện có và tạo điều kiện để nhà thầu có thể phát triển chung, phát triển cụm mỏ cận biên hoặc phát triển theo thứ tự ưu tiên.

Tài liệu tham khảo

1. Benny Lubiantara. *The analysis of the marginal field incentive - Indonesia case*. Oil, Gas & Energy Law. 2007.

2. Deloitte. *Ecuador 10th bidding round 2011 - Marginal blocks, initial results*. 2011.

3. Don Warlick. *A new era for marginal oil production*. Oil & Gas Financial Journal. 2007.

4. Federal Government Gazette. *Petroleum (income tax) (exemption) order 2013*. 2013.

5. Iretekhai J.O.Akhigbe. *How attractive is the Nigerian Fiscal Regime - which is intended to promote investment in marginal field development*. 2011.

6. Ernst & Young. *Global oil and gas tax guide 2013*. 2013.

7. Ministry of Petroleum Resources. *Guidelines for farmout and operation of marginal fields 2013*. 2013.

8. Wood Mackenzie. *Angola's E&P fiscal regime in a global context*. 2005.

Proposing incentive policies and regulatory framework for the development of marginal fields in Vietnam

Pham Kieu Quang, Pham Thu Trang, Du Vu Hoang Tuan
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Oil and gas exploration and production activities in Vietnam have been boosted with many petroleum discoveries of large potential being put into development and production, contributing importantly to the country's socio-economic development with a total production of 455 million tons of oil equivalent. However, there are still a number of small and marginal fields which are difficult for development in terms of economic, technical and legislative conditions. To ensure domestic oil and gas production output, it is necessary to encourage the participation of petroleum investors in the development and exploitation of these fields through an incentive mechanism, which would significantly contribute to the government revenue, improve the economic efficiency of projects and ensure energy security. This article presents a general concept of marginal fields, introduces international experience on marginal field incentives, and proposes policies to encourage marginal field development and production in Vietnam.

Key words: *Marginal field, small field, service contract.*

BÀN VỀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO TRONG DOANH NGHIỆP

KS. Đỗ Văn Hải
Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC)
Email: haidv@pvc.vn

Tóm tắt

Đổi mới sáng tạo là quá trình doanh nghiệp sử dụng tri thức mới (về công nghệ hay thị trường) để tạo ra các sản phẩm, dịch vụ, quy trình hay hệ thống quản lý mới nhằm đáp ứng các yêu cầu do sự thay đổi của môi trường kinh doanh, công nghệ hay mô hình cạnh tranh. Đây cũng là chủ trương lớn của Đảng và Nhà nước để Việt Nam tái cấu trúc nền kinh tế, tái cơ cấu các doanh nghiệp Nhà nước, hội nhập sâu rộng vào nền kinh tế thế giới. Các doanh nghiệp cần xây dựng chiến lược, quy trình, phương pháp để quản trị hiệu quả quá trình đổi mới sáng tạo.

Từ khóa: *Đổi mới sáng tạo, mô hình, ba thành phần, chuỗi lợi nhuận, thách thức, trách nhiệm lãnh đạo.*

1. Khái niệm về đổi mới sáng tạo

1.1. Định nghĩa

Ý nghĩa của từ "đổi mới" (*innovation*) bắt nguồn từ từ "nova", gốc Latinh có nghĩa là "mới", thường được hiểu là sự mở đầu cho một sự việc hoặc giải pháp mới nào đó. GS. Ed Robert của Viện Công nghệ Massachuset (Massachusetts Institute of Technology - MIT) định nghĩa "đổi mới" là phát minh kèm theo khai thác.

Đổi mới sáng tạo là quá trình doanh nghiệp sử dụng tri thức mới (về công nghệ hay thị trường) để tạo ra các sản phẩm, dịch vụ, quy trình hay hệ thống quản lý mới nhằm đáp ứng các yêu cầu do sự thay đổi của môi trường kinh doanh, công nghệ hay mô hình cạnh tranh.

1.2. Nội dung

Đổi mới sáng tạo gồm 5 nhóm chính:

- Đưa ra sản phẩm mới hoặc cải tiến chất lượng sản phẩm hiện có;
- Đưa ra phương pháp sản xuất mới;
- Phát triển thị trường mới;
- Phát triển nguồn cung ứng mới;
- Đổi mới tổ chức.

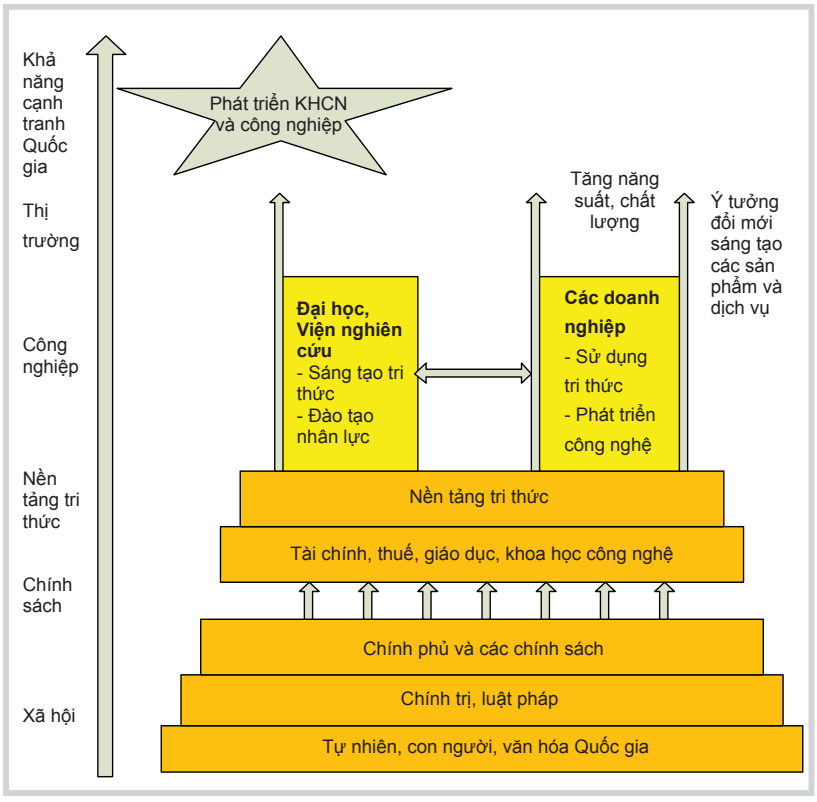
Trong cẩm nang "Đổi mới sáng tạo" của Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (Organization for Economic Co-operation and Development - OECD), đổi mới sáng tạo được phân chia thành đổi mới sản phẩm và đổi mới công nghệ. Trong đó, OECD nhấn mạnh đổi mới công nghệ cho phép đưa ra sản phẩm mới cũng như thay đổi về chất lượng, giá thành, gia tăng mức độ hài lòng của khách hàng. Ngoài ra, đổi mới công nghệ còn tạo điều kiện cho doanh nghiệp gia tăng thị phần, lợi nhuận với các sản phẩm liên quan.

1.3. Mô hình hệ thống đổi mới quốc gia

Mô hình hệ thống đổi mới quốc gia (National Innovation System - NIS) được thể hiện trong Hình 1.

1.4. Ba thành phần của tính sáng tạo

Ba thành phần của tính sáng tạo (Hình 2) gồm:

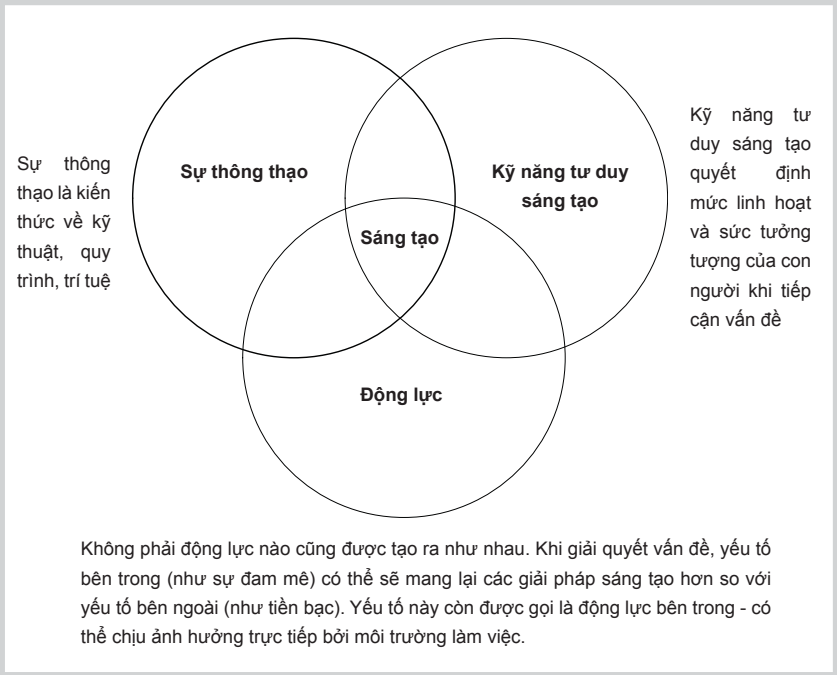


Hình 1. *Mô hình đổi mới hệ thống Quốc gia (NIS) [1]*

- Sự thông thạo;
- Kỹ năng tư duy sáng tạo;
- Động lực.

2. Quá trình đổi mới sáng tạo

- Chuỗi lợi nhuận của doanh nghiệp (Hình 3).
- Sơ đồ quá trình đổi mới sáng tạo (Hình 4).



Hình 2. *Ba thành phần của tính sáng tạo [4]*

3. Thách thức trong quá trình đổi mới sáng tạo

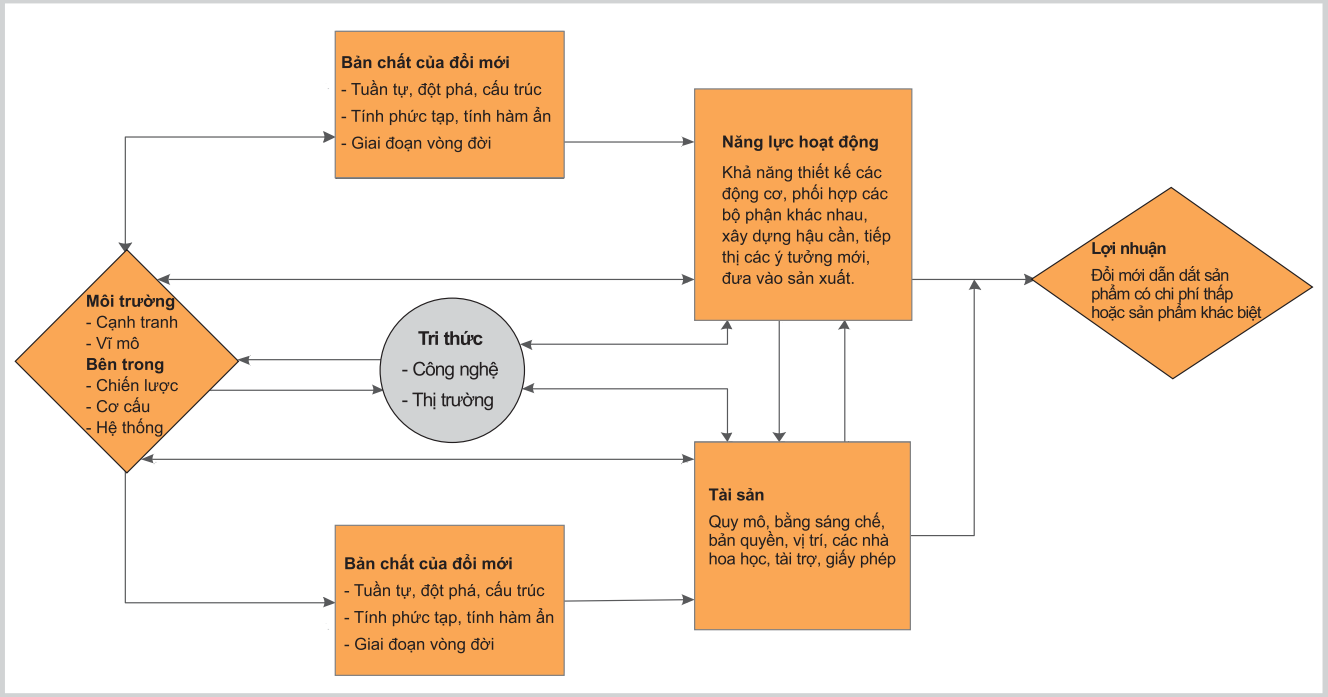
3.1. Đổi mới trong mô hình kinh doanh

3.1.1. Làm thế nào có thể khiến mô hình kinh doanh hiện tại luôn mới mẻ và liên tục đổi mới?

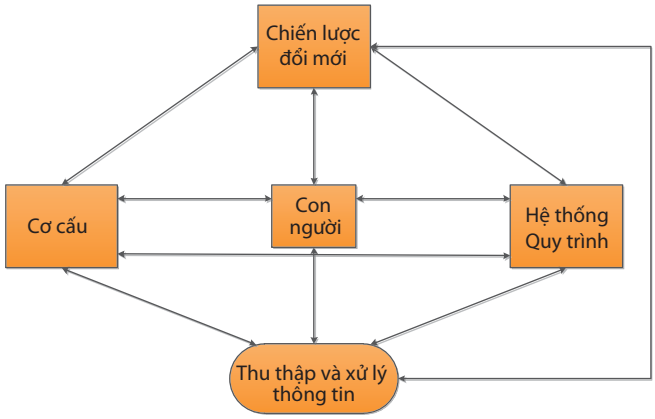
- Đảm bảo các thành viên trong doanh nghiệp hiểu và chấp nhận định nghĩa chung về mô hình kinh doanh; Không nên giả định mô hình kinh doanh hiện tại là mô hình kinh doanh duy nhất có thể hoạt động, hãy không ngừng thách thức nó và tìm kiếm phương thức thay thế.

- Thách thức từng giả định của mô hình kinh doanh hiện tại. Liệu những giả định của ngày hôm qua vẫn còn giá trị, hay đến ngày hôm nay đã trở nên lạc hậu? Liệu có những "điểm mù" mà đối thủ của bạn có thể khai thác?

- Đổi mới mô hình kinh doanh mới đồng thời liên tục thách thức và cải tiến mô hình kinh doanh hiện tại.



Hình 3. *Chuỗi lợi nhuận của doanh nghiệp [2]*



Hình 4. *Sơ đồ quy trình đổi mới sáng tạo [2]*

3.1.2. Thách thức đổi mới: Làm thế nào có thể chắc chắn tư duy đủ rộng để tìm kiếm cơ hội mới?

- Cần thoát khỏi quan điểm hạn hẹp của đổi mới như "Nghiên cứu và phát triển" hay "Phát triển sản phẩm mới". Học cách cân nhắc mọi khía cạnh của mô hình kinh doanh như mục tiêu của đổi mới.

- Không nên giả định rằng đổi mới sản phẩm hay dịch vụ tốt hơn đổi mới từng yếu tố trong mô hình kinh doanh.

- Sử dụng sự hiểu biết chiến lược mới (ví dụ các phát hiện mang tính tìm kiếm) để thách thức và cải tiến từng yếu tố của mô hình kinh doanh.

3.2. Xây dựng một cấu trúc đổi mới

3.2.1. Thiết lập khuôn khổ cho sự đổi mới nhằm tạo ra sự chỉ đạo và gắn kết

- Tập trung phát triển các ý tưởng dựa trên các nền tảng tăng trưởng cụ thể (chủ đề đổi mới, những thách thức quan trọng) hoặc các vấn đề của khách hàng;

- Xây dựng cấu trúc đổi mới để giúp các thành viên hiểu rõ về tương lai của doanh nghiệp và lựa chọn cơ hội đổi mới;

- Sử dụng các cấu trúc đổi mới là nền tảng của ý tưởng, để tạo thêm cơ hội và thiết lập ranh giới cho ý tưởng;

- Không áp dụng cấu trúc đổi mới mơ hồ, bao gồm tất cả mọi thứ;

- Sức mạnh của cấu trúc đổi mới nằm trong sự hiểu biết sâu sắc của người tạo ra nó. Đừng lo ngại đối thủ cạnh tranh có thể sử dụng cấu trúc của bạn bởi họ chưa thực sự thấu hiểu nó.

3.2.2. Làm thế nào để có và sở hữu được cấu trúc đổi mới ở tất cả mọi cấp

- Thu hút sự tham gia của các giám đốc điều hành hàng đầu trong việc xây dựng kiến trúc đổi mới nhằm tạo sự hiểu biết và đồng thuận;

- Cấu trúc đổi mới không nên được lựa chọn bằng cách bỏ phiếu, mà phải được các nhà quản lý cấp cao cân nhắc kỹ và đưa ra quyết định cuối cùng.

3.3. Quản lý và nhân rộng nguồn lực

3.3.1. Tập trung nguồn vốn tài trợ và nhân tài cho những ý tưởng tốt nhất

- Tính toán ngân sách hiện tại có đủ khả năng để khuyến khích ý tưởng mới hay chỉ đủ để duy trì tình trạng hiện tại;

- Cân nhắc việc lập nguồn quỹ dành riêng để đầu tư phát triển những đổi mới mang tính đột phá và sử dụng nguồn quỹ này để cấp vốn cho các ý tưởng sáng giá từ trong hoặc ngoài doanh nghiệp;

- Kết hợp các yếu tố thị trường và hệ thống cấp bậc để tối ưu hóa tiềm năng đổi mới của doanh nghiệp. Tái cân bằng việc sử dụng các nguồn lực thông qua cơ chế thị trường mới có thể giải phóng năng lượng sáng tạo, theo cách mà cơ chế quản lý cũ hoàn toàn không thể thực hiện được.

3.3.2. Nuôi dưỡng và tạo cơ hội phát triển các ý tưởng mới

- Nhận ra những ý tưởng dù cơ hội thành công thấp và bị giới hạn trong việc tìm kiếm thêm cơ hội;

- Không cô lập sự đổi mới, đảm bảo các ý tưởng mới phải được kết hợp với các nguồn lực, tài sản và năng lực;

- Tập trung vào danh mục đổi mới, tìm kiếm nhằm tối đa hóa sự thành công. Không sử dụng lối tư duy tài chính thông thường để đánh giá các ý tưởng khi còn "phôi thai";

- Cần đánh giá chính xác giá trị của những ý tưởng mới để có được một nguồn vốn phù hợp, tránh lãng phí cho hệ thống ngân sách hỗ trợ.

3.3.3. Đổi mới với nguồn lực bị hạn chế

- Hiểu rõ thực tế có thể đổi mới với chi phí thấp. Có nhiều cách để tăng cường nguồn lực đổi mới nhằm tạo nên thành công đáng kinh ngạc cho mỗi sự đổi mới;

- Không coi "thiếu nguồn lực" là lý do cho kết quả đổi mới kém hiệu quả. Mối liên kết giữa các nguồn lực đổi mới và kết quả của nó nhỏ hơn nhiều so với sự tưởng tượng của mọi người;

- Chấp nhận quan điểm nhân viên "bình thường" có thể trở thành một nguồn đổi mới đặc biệt, không ủy thác trách nhiệm đổi mới cho riêng một nhóm các chuyên gia;

- Hãy tìm kiếm các ý tưởng và nhân tài đổi mới bên ngoài doanh nghiệp.

3.3.4. Duy trì động lực đổi mới

- Cam kết thực hiện một số ít các mục tiêu đổi mới trung hạn và duy trì cam kết đó;

- Không liên tục thay đổi các ưu tiên đổi mới. Chương trình "đầu tư bắt đầu lại, dừng lại" có xu hướng làm suy giảm uy tín và hiệu suất của sự đổi mới.

4. Kết luận

Thông qua quá trình đổi mới sáng tạo, doanh nghiệp có cơ hội để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, năng lực cạnh tranh bền vững. Để làm được điều đó, người đứng đầu doanh nghiệp cần quyết liệt thay đổi tư duy quản trị về đổi mới sáng tạo trong mô hình sản xuất kinh doanh, xây dựng cấu trúc doanh nghiệp, quản lý và sử dụng các nguồn lực.

Trong quá trình hội nhập sâu rộng vào nền kinh tế thế giới, việc Việt Nam vừa kết thúc đàm phán Hiệp định đối tác kinh tế chiến lược xuyên Thái Bình Dương (TPP) vừa là cơ hội, vừa là thách thức đối với các doanh nghiệp trong nước (khi hơn 90% là doanh nghiệp nhỏ và vừa, chất lượng nguồn nhân lực chưa cao; năng lực cạnh tranh của nền kinh tế, sản phẩm và doanh nghiệp còn yếu...). Do đó, đổi mới sáng tạo là yêu cầu cấp bách trong tình hình hiện nay để doanh nghiệp xây dựng chiến lược kinh doanh và áp dụng phương thức quản trị doanh nghiệp hiện đại, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, đa dạng hóa các nguồn vốn, quản trị tài chính hiệu quả… nhằm tạo ra sự đột phá về quy mô, năng suất, tăng trưởng kinh tế và năng lực cạnh tranh.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Đình Phi. *Quản trị công nghệ*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội. 2012.

2. Allan Afuan. *Innovation management*. Oxford University Press. 2003.

3. Peter Skarzinski, Rowan Gibson. Innovation to the core: *A blueprint for transforming the way your company innovates*. Harvard Business Review Press. 2008.

4. Harvard Business Essentials. *Managing creativity and innovation*. Harvard Business School Press. 2003.

Discussion on innovation in enterprises

Do Van Hai
Petrovietnam Construction JSC (PVC)

Summary

Innovation is the process by which a novel idea (of technology or market) is adopted by an enterprise to create a new product, service, process or management system to meet the requirements of changes in the business environment, technology or competition model. This is also a major policy of the Party and the State aiming to restructure the economy and state-owned enterprises for Vietnam's deeper integration into the world economy. Strategies, processes and methods should be built by enterprises to ensure effective management of the innovation process.

Key words: *Innovation, model, three elements, profit chain, challenges, leadership responsibilities.*

LỘ TRÌNH 100% NĂNG LƯỢNG SẠCH VÀ CÓ KHẢ NĂNG TÁI TẠO CỦA MỸ

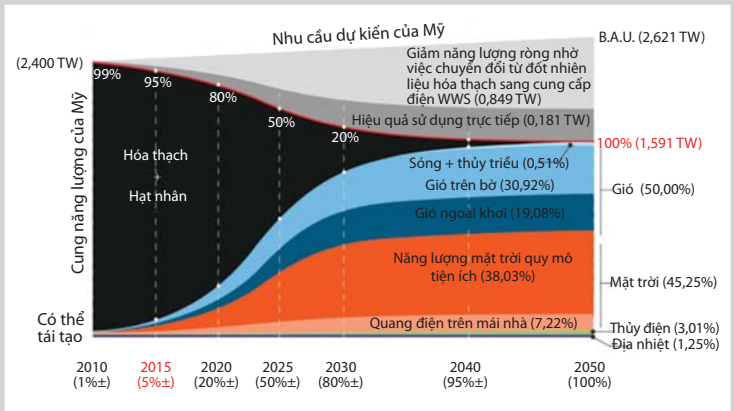
Đại học Stanford mới đây đã công bố nghiên cứu đưa ra lộ trình chuyển đổi hoàn toàn hệ thống năng lượng đa năng (điện, giao thông, sưởi ấm/làm mát và công nghiệp) của Mỹ sang hệ thống gió, nước và ánh sáng mặt trời (WWS). Kế hoạch này dự kiến sẽ thay thế 80 - 85% năng lượng hiện có của Mỹ vào năm 2030 và 100% vào năm 2050. Sự chuyển đổi sẽ làm giảm nhu cầu điện năng trực tiếp tại từng bang của Mỹ tới khoảng 39,3%, trong đó 82,4% nhờ hiệu quả cung cấp điện và 17,6% nhờ cải thiện hiệu quả năng lượng. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu nghiên cứu của Đại học Stanford cùng bạn đọc.

1. Giới thiệu chung

Nghiên cứu của Mark Z.Jacobson và nnk, Đại học Stanford [1] trình bày lộ trình nhất quán để chuyển đổi cơ sở hạ tầng năng lượng đa năng (điện, giao thông, sưởi ấm/làm mát và các ngành công nghiệp) cho từng bang trong số 50 tiểu bang của Mỹ thành cơ sở hạ tầng được vận hành 100% bằng gió, nước và ánh sáng mặt trời (WWS) vào năm 2050. Kế hoạch cho năng lượng hiện có ở nhiều tiểu bang đáp ứng nhu cầu giảm bớt phát thải khí nhà kính và ô nhiễm không khí, giữ cho giá năng lượng ở mức thấp và thúc đẩy tạo ra nhiều việc làm. Tuy nhiên, ở hầu hết các bang, các mục tiêu này chỉ giới hạn trong việc làm giảm một phần khí thải vào năm 2050 [2] và không tồn tại một tập hợp các lộ trình nhất quán cho từng tiểu bang. Ngược lại, nghiên cứu này cung cấp lộ trình nhất quán để loại bỏ 100% khí nhà kính và khí thải gây ô nhiễm không khí từ năng lượng hiện nay ở 50 tiểu bang của Mỹ vào năm 2050, gia tăng số lượng việc làm và ổn định giá năng lượng. Nghiên cứu của Jacobson và nnk [3] đã phân tích về tích hợp mạng lưới để xem xét khả năng của năng lượng không liên tục được sản xuất từ các kế hoạch của từng bang, kết hợp với việc điều phối các tải điện và nhiệt trong những thời gian khác nhau khi kết hợp với lưu trữ và đáp ứng theo nhu cầu.

Các phương pháp được sử dụng để tạo ra lộ trình cho từng bang nói chung tương tự như các phương pháp đã được xây dựng cho New York [4], California [5], và thế giới nói chung [6 - 8]. Những phương pháp như vậy đã được áp dụng để ước tính chi tiết và riêng biệt cho từng bang:

- Nhu cầu năng lượng tương lai (tải) trong các ngành điện, giao thông, sưởi ấm/làm mát, và công nghiệp trong cả trường hợp vẫn giữ nguyên như hiện tại (BAU) lẫn trong trường hợp sử dụng WWS;



Hình 1. *Thay đổi theo thời gian về nhu cầu năng lượng sử dụng trực tiếp đa năng của Mỹ (điện, giao thông vận tải, sưởi ấm/làm mát và công nghiệp) và nguồn cung cấp bằng nhiên liệu truyền thống và các máy phát WWS dựa trên các lộ trình của bang được đề xuất ở đây. Tổng nhu cầu năng lượng giảm khi chuyển đổi sang WWS nhờ hiệu quả của điện so với đốt nhiên liệu và các biện pháp hiệu quả năng lượng sử dụng trực tiếp. Giới hạn 100% vào năm 2050 biểu thị rằng 100% năng lượng đa năng được cung cấp bởi các công nghệ WWS vào năm 2050, và nhu cầu năng lượng ở thời điểm đó đã giảm đi.*

- Số lượng máy phát WWS cần thiết để đáp ứng các tải ước tính trong từng ngành trong trường hợp sử dụng WWS;

- Diện tích đặt máy và diện tích khoảng cách cần thiết cho các máy phát WWS;

- Diện tích mái nhà và tiềm năng lắp đặt quang điện mặt trời (PV) ở các tòa nhà dân sinh, thương mại/chính phủ và các bãi đỗ, đậu xe liên quan;

- Các chi phí trung bình không đổi cho năng lượng hiện nay và năm 2050 trong cả trường hợp BAU và WWS;

- Sự giảm tỷ lệ tử vong do ô nhiễm không khí và các chi phí y tế liên quan dựa trên dữ liệu từ các trạm quan trắc ô nhiễm ở mỗi tiểu bang hiện nay và trong năm 2050, có tính đến sự cắt giảm khí thải trong tương lai trong trường hợp BAU so với WWS;

- Những chi phí do hiện tượng nóng lên toàn cầu tránh được hiện nay và vào năm 2050 ở trường hợp BAU so với WWS;

- Số lượng việc làm được tạo ra, mất đi và kết quả thay đổi thu nhập giữa 2 trường hợp BAU và WWS.

Nghiên cứu cũng đưa ra lộ trình chuyển tiếp, các biện pháp hiệu quả năng lượng cũng như các biện pháp chính sách tiềm năng để thực hiện các kế hoạch. Trong khi nhiều

nghiên cứu tập trung vào thay đổi các nguồn năng lượng trong một ngành (điện) thì nghiên cứu của Đại học Stanford tích hợp sự thay đổi trong nhiều ngành năng lượng như: điện, giao thông, sưởi ấm/làm mát và công nghiệp; đồng thời cung cấp dự toán chi tiết, thống nhất và nghiêm ngặt cho từng bang vào năm 2050 về thiệt hại do ô nhiễm không khí, khí hậu bị tàn phá, chi phí năng lượng, tiềm năng của năng lượng mặt trời trên mái nhà, số việc làm được tạo ra và mất đi mà trước đây chưa từng có.

Nghiên cứu này giả định tất cả các ngành năng lượng đều được điện khí hóa vào năm 2050. Các công nghệ năng lượng WWS được chọn để cung cấp điện bao gồm: gió, năng lượng mặt trời hội tụ (CSP), địa nhiệt, quang điện mặt trời PV, thủy triều, sóng và thủy điện.

Các công nghệ được lựa chọn cho vận tải đường bộ sẽ được điện khí hóa hoàn toàn, bao gồm xe pin điện (BEVs) và xe pin nhiên liệu hydro (HFC) trong đó hydrogen được sản xuất bằng điện phân. BEVs với tốc độ sạc nhanh hoặc thay pin nhanh sẽ thống trị vận tải đường dài và hạng nhẹ. Pin hỗn hợp điện - HFC sẽ được sử dụng phổ biến cho vận tải hạng nặng và vận tải thủy đường dài; pin sẽ được dùng cho vận tải thủy khoảng cách ngắn và hydrogen điện phân lỏng sẽ dùng cho máy bay, với pin dùng cho lúc nghỉ, chạy lấy đà và năng lượng nội bộ.

Các hệ thống sưởi ấm và làm mát không khí sẽ được điện khí hóa và được vận hành bằng máy bơm nhiệt điện (đất, không khí, hoặc nguồn nước) và một số loại nhiệt điện trở. Nước sẽ được đun nóng bằng máy bơm nhiệt với các yếu tố điện trở và/hoặc năng lượng mặt trời làm nóng nước sơ bộ. Bếp nấu sẽ có bộ phận cảm ứng điện hoặc gia nhiệt điện trở.

Các quy trình công nghiệp nhiệt độ cao sẽ được vận hành bằng lò điện hồ quang, lò cảm ứng, lò sưởi điện môi, thiết bị nung điện trở.

HFC sẽ chỉ được sử dụng cho giao thông vận tải, không dùng cho phát điện do kém hiệu quả. Mặc dù dùng hydrogen điện phân cho giao thông vận tải kém hiệu quả và tốn kém hơn so với dùng điện cho BEVs, một số phân khúc của giao thông vận tải (ví dụ như tàu thủy và vận tải thủy đường dài) có thể được lợi từ HFC.

Các lộ trình được giới thiệu trong nghiên cứu bao gồm các biện pháp hiệu suất năng lượng, nhưng không bao gồm năng lượng hạt nhân, than và thu giữ carbon, nhiên liệu sinh học rắn hoặc lỏng, hoặc khí tự nhiên. Ví dụ nhiên liệu sinh học không được nhóm tác giả đưa vào vì khi đốt gây ô nhiễm không khí cùng mức độ với nhiên liệu hóa thạch và có lượng khí thải carbon không rõ ràng nhưng chắc chắn lớn hơn so với các công nghệ WWS. Một vài loại nhiên liệu sinh học cũng có yêu cầu về nước và đất lớn hơn nhiều so với các công nghệ WWS. Do quang hợp cho 1% hiệu quả trong khi quang điện mặt trời PV cho khoảng 20% hiệu quả, với cùng diện tích đất sử dụng, PV sản xuất năng lượng gấp khoảng 20 lần so với nhiên liệu sinh học.

Nghiên cứu của Đại học Stanford đã tính toán công suất lắp đặt và số lượng máy phát điện từng loại cần thiết cho mỗi bang nhằm đáp ứng nhu cầu năng lượng điện hàng năm của từng bang (giả thiết các hệ số công suất trung bình hàng năm của các bang) vào năm 2050, sau khi tất cả các lĩnh vực đều được điện khí hóa, không xem xét cân bằng tải theo thời gian ngắn hơn năm (ví dụ theo ngày hoặc giờ). Các tính toán chỉ giả định rằng các nguồn thủy điện hiện có đến từ bên ngoài bang tiếp tục được duy trì, sau đó cung cấp số lượng bổ sung các máy phát điện cần thiết cho bang đó để đảm bảo nhu cầu điện theo giờ trên tất cả các bang không bị mất tải [3]. Như vậy, trong khi nghiên cứu lấy nhu cầu hàng năm của từng bang làm cơ sở cho công suất lắp đặt, cho phép truyền tải điện năng giữa các bang khi cần thiết để đảm bảo cân đối cung cầu trong từng giờ tại tất cả các bang. Nhóm tác giả cũng tính toán sơ bộ chi phí bổ sung cho những đường dây truyền tải cần thiết cho việc cân đối cung - cầu từng giờ.

2. Chi phí thiệt hại do ô nhiễm không khí và nóng lên toàn cầu được loại bỏ bởi WWS

Sự chuyển đổi sang cơ sở hạ tầng 100% năng lượng WWS ở Mỹ sẽ giảm thiểu tỷ lệ tử vong và tỷ lệ mắc bệnh do ô nhiễm không khí liên quan tới năng lượng cũng như các chi phí y tế liên quan, giảm các chi phí biến đổi khí hậu liên quan đến năng lượng cho thế giới trong khi mang đến những tác động khí hậu khác nhau lên từng bang.

2.1. Giảm chi phí ô nhiễm không khí nhờ WWS

Các lợi ích của việc giảm tỷ lệ tử vong và chi phí do ô nhiễm không khí tại mỗi bang của Mỹ có thể được định lượng bằng phương pháp tiếp cận từ trên xuống và từ dưới lên.

2.1.1. Phương pháp tiếp cận từ trên xuống

Tỷ lệ tử vong sớm ở người tại Mỹ do các bệnh tim mạch, hô hấp và biến chứng từ bệnh hen suyễn do ô nhiễm không khí ước tính khoảng 50.000 - 100.000 ca/năm. Tỷ lệ tử vong do ô nhiễm không khí tại Mỹ ước tính chiếm khoảng 3% các trường hợp tử vong. Tỷ lệ tử vong do tất

Bảng 1. *Các giá trị trung bình của chi phí năng lượng bình quân quy dẫn (LCOE) cho nhiên liệu truyền thống trong năm 2013, 2050 và nhiên liệu WWS vào năm 2050*

Bang	LCOE (cent/kWh)			Tiết kiệm chi phí trung bình nhờ WWS năm 2050 (USD/người/năm)				
	Nhiên liệu truyền thống		Năng lượng WWS	Chi phí điện (1)	Thiệt hại về chất lượng không khí (2)	Chi phí khí hậu cho bang (3)	Chi phí khí hậu cho thế giới (4)	Tổng (1) + (2) + (4)
	2013	2050						
Alabama	11,4	10,7	8,7	693	1.464	1.808	15.046	17.203
Alaska	15,1	15,5	11,1	483	886	-1.042	25.692	27.060
Arizona	11,2	10,3	8,7	250	1.852	958	4.266	6.368
Arkansas	11,2	10,8	8,2	731	1.132	1.585	12.855	14.717
California	12,5	10,7	9,7	161	2.503	494	4.731	7.395
Colorado	9,9	9,9	8,5	312	1.033	-165	7.957	9.303
Connecticut	12,5	11,0	11,9	114	1.475	-215	5.359	6.948
Delaware	12,0	11,1	12,8	65	2.361	1.218	10.045	12.470
Florida	12,7	11,6	9,1	319	1.099	1.905	3.789	5.207
Georgia	11,4	10,7	10,1	293	1.568	1.045	7.198	9.059
Hawaii	22,7	30,3	11,9	1.785	1.028	2.176	8.762	11.575
Idaho	9,4	9,0	9,0	188	1.051	-349	4.228	5.468
Illinois	10,1	9,8	9,4	231	1.790	18	9.736	11.757
Indiana	10,6	10,4	9,3	436	1.922	129	16.770	19.128
Iowa	9,4	9,3	8,4	392	1.270	-903	17.063	18.726
Kansas	9,6	9,4	8,3	349	962	1.130	13.972	15.283
Kentucky	10,1	9,6	8,7	516	1.492	919	19.346	21.354
Louisiana	11,2	10,8	11,5	242	1.250	3.019	30.706	32.197
Maine	12,5	11,0	11,4	143	739	-1.713	8.029	8.912
Maryland	12,0	11,1	12,5	72	1.725	556	5.390	7.187
Massachusetts	12,5	11,0	12,7	26	1.148	-460	5.192	6.365
Michigan	10,6	10,8	11,4	157	1.280	-468	9.495	10.932
Minnesota	9,4	9,3	9,8	98	963	-299	8.074	9.134
Mississippi	11,2	10,8	9,5	531	1.357	1.975	12.125	14.013
Missouri	10,1	9,8	8,5	368	1.377	1.190	11.418	13.162
Montana	9,4	9,0	9,0	260	1.021	-564	19.245	20.526
Nebraska	9,4	9,3	8,3	382	973	-1.366	15.420	16.775
Nevada	9,4	9,0	9,4	98	1.628	589	4.110	5.836
New Hampshire	12,5	11,0	10,8	144	967	-880	5.621	6.732
New Jersey	12,0	11,1	12,4	57	1.272	675	6.174	7.504
New Mexico	11,2	10,3	9,2	437	1.230	523	18.095	19.762
New York	14,5	12,6	13,4	112	1.168	112	4.508	5.789
North Carolina	11,1	10,5	11,1	131	1.322	741	5.170	6.623
North Dakota	9,4	9,3	8,4	483	598	482	47.504	48.584
Ohio	10,6	10,4	9,6	369	1.834	55	12.065	14.268
Oklahoma	10,5	10,5	8,1	655	1.189	1.778	15.855	17.699
Oregon	9,4	9,0	10,0	33	894	-719	4.305	5.232
Pennsylvania	12,0	11,1	9,8	341	1.746	28	10.799	12.886
Rhode Island	12,5	11,0	12,8	48	1.144	-766	6.094	7.286
South Carolina	11,1	10,5	11,1	193	1.511	1.560	8.396	10.100
South Dakota	9,4	9,3	8,1	372	719	-653	9.972	11.063
Tennessee	10,1	9,6	8,6	338	1.620	1.119	7.576	9.534
Texas	10,7	10,7	8,7	384	1.267	1.456	10.273	11.923
Utah	9,4	9,0	8,9	127	1.640	93	8.405	10.173
Vermont	12,5	11,0	8,7	336	726	-1.392	4.933	5.995
Virginia	11,1	10,5	11,2	142	1.255	676	5.501	6.898
Washington	9,4	9,0	9,4	85	949	-635	4.195	5.229
West Virginia	10,6	10,4	9,2	703	1.259	172	38.911	40.873
Wisconsin	10,1	11,3	10,6	318	1.197	-548	9.264	10.779
Wyoming	9,9	9,9	8,3	1.382	787	-612	75.614	77.783
United States	11,11	10,55	9,78	263	1.491	661	8.265	10.019

Ghi chú: Các LCOEs không bao gồm các chi phí bên ngoài. Các giá trị năm 2013 và 2050 được sử dụng để tính toán mức tiết kiệm chi phí năng lượng trên đầu người mỗi năm ở từng bang.

Bảng 2. *Số ca tử vong sớm do ô nhiễm không khí gây ra bởi $PM_{2,5}$ cùng với O_3 tránh được ở từng bang của Mỹ trong giai đoạn 2010 - 2012 và 2050 cùng các chi phí trung bình tránh được từ tỷ lệ tử vong và mắc bệnh vào năm 2050*

Bang	Dân số (2012)	Số ca tử vong tránh được/năm trong giai đoạn 2010 - 2012			2050	
		Thấp	Trung bình	Cao	Số ca tử vong tránh được trung bình/năm	Chi phí trung bình tránh được (triệu USD/năm)
Alabama	4.822.023	291	954	1.784	596	7.799
Alaska	731.449	23	84	155	71	922
Arizona	6.553.255	517	1.518	2.729	1.911	24.988
Arkansas	2.949.131	126	448	859	301	3.937
California	38.041.430	3.825	12.528	23.194	9.778	127.868
Colorado	5.187.582	262	699	1.215	568	7.428
Connecticut	3.590.347	235	729	1.338	393	5.142
Delaware	917.092	61	198	367	132	1.723
Florida	19.317.568	818	2.681	5.018	3.118	40.770
Georgia	9.919.945	632	2.043	3.799	1.585	20.733
Hawaii	1.392.313	51	192	374	121	1.584
Idaho	1.595.728	73	219	395	185	2.420
Illinois	12.875.255	942	3.150	5.909	1.811	23.678
Indiana	6.537.334	523	1.704	3.170	1.037	13.562
Iowa	3.074.186	164	540	1.010	272	3.552
Kansas	2.885.905	121	377	695	220	2.878
Kentucky	4.380.415	280	887	1.638	542	7.089
Louisiana	4.601.893	236	780	1.462	465	6.075
Maine	1.329.192	43	136	250	71	927
Maryland	5.884.563	436	1.350	2.475	966	12.630
Massachusetts	6.646.144	328	1.033	1.906	628	8.206
Michigan	9.883.360	565	1.744	3.192	927	12.129
Minnesota	5.379.139	205	692	1.305	475	6.213
Mississippi	2.984.926	167	553	1.036	320	4.186
Missouri	6.021.988	361	1.123	2.065	700	9.156
Montana	1.005.141	37	139	266	81	1.054
Nebraska	1.855.525	74	245	460	142	1.863
Nevada	2.758.931	212	567	986	632	8.261
New Hampshire	1.320.718	54	171	317	119	1.557
New Jersey	8.864.590	467	1.528	2.854	946	12.373
New Mexico	2.085.538	117	353	640	184	2.409
New York	19.570.261	901	3.137	5.963	1.708	22.342
North Carolina	9.752.073	543	1.672	3.065	1.485	19.417
North Dakota	699.628	18	57	105	29	385
Ohio	11.544.225	911	2.920	5.403	1.551	20.279
Oklahoma	3.814.820	186	606	1.131	412	5.383
Oregon	3.899.353	132	453	849	403	5.265
Pennsylvania	12.763.536	921	3.065	5.730	1.649	21.563
Rhode Island	1.050.292	53	166	307	87	1.131
South Carolina	4.723.723	288	948	1.774	663	8.667
South Dakota	833.354	26	81	150	45	595
Tennessee	6.456.243	432	1.380	2.558	1.047	13.688
Texas	26.059.203	1.294	4.217	7.869	4.142	54.161
Utah	2.855.287	209	598	1.060	598	7.821
Vermont	626.011	20	62	115	36	473
Virginia	8.185.867	436	1.352	2.483	1.051	13.740
Washington	6.897.012	242	839	1.592	832	10.887
West Virginia	1.855.413	101	327	610	147	1.920
Wisconsin	5.726.398	294	934	1.727	544	7.109
Wyoming	576.412	23	62	108	32	417
United States	313.281.717	19.273	62.241	115.461	4.754	598.356

Bảng 3. *Tỷ lệ % khí thải CO_2 của thế giới năm 2010 [12], ước tính chi phí biến đổi khí hậu tránh được ở mỗi bang và toàn cầu nhờ chuyển sang 100% WWS cho mọi mục đích năm 2050*

Bang	% khí thải CO_2 của thế giới năm 2010	Chi phí của biến đổi khí hậu tránh được năm 2050 (tỷ USD/năm)			
		Trung bình của bang	Toàn cầu		
			Thấp	Trung bình	Cao
Alabama	0,39	9,63	170,6	80,1	45,2
Alaska	0,12	-1,09	57,0	26,8	15,1
Arizona	0,28	12,92	122,5	57,6	32,4
Arkansas	0,20	5,51	95,2	44,7	25,2
California	1,04	25,24	514,4	241,7	136,2
Colorado	0,28	- 1,19	121,8	57,2	32,3
Connecticut	0,10	- 0,75	39,8	18,7	10,5
Delaware	0,04	0,89	15,6	7,3	4,1
Florida	0,68	70,63	299,0	140,5	79,2
Georgia	0,46	13,82	202,6	95,2	53,7
Hawaii	0,06	3,35	28,7	13,5	7,6
Idaho	0,05	- 0,80	20,7	9,7	5,5
Illinois	0,68	0,24	274,1	128,8	72,6
Indiana	0,62	0,91	251,9	118,3	66,7
Iowa	0,25	- 2,53	101,6	47,7	26,9
Kansas	0,22	3,38	89,0	41,8	23,6
Kentucky	0,45	4,37	195,7	91,9	51,8
Louisiana	0,67	14,68	317,8	149,3	84,2
Maine	0,05	- 2,15	21,4	10,1	5,7
Maryland	0,19	4,07	84,0	39,5	22,2
Massachusetts	0,20	- 3,29	79,0	37,1	20,9
Michigan	0,47	- 4,44	191,5	89,9	50,7
Minnesota	0,28	- 1,93	110,9	52,1	29,4
Mississippi	0,18	6,09	79,6	37,4	21,1
Missouri	0,40	7,91	161,6	75,9	42,8
Montana	0,10	- 0,58	42,3	19,9	11.2
Nebraska	0,16	- 2,62	62,9	29,5	16,7
Nevada	0,10	2,99	44,4	20,9	11,8
New Hampshire	0,05	- 1,42	19,3	9,0	5,1
New Jersey	0,33	6,57	127,8	60,0	33,8
New Mexico	0,17	1,02	75,5	35,4	20,0
New York	0,48	2,15	183,5	86,2	48,6
North Carolina	0,37	10,89	161,7	76,0	42,8
North Dakota	0,16	0,31	65,2	30,6	17,3
Ohio	0,70	0,61	284,0	133,4	75,2
Oklahoma	0,32	8,06	152,9	71,8	40,5
Oregon	0,11	- 4,24	53,9	25,3	14,3
Pennsylvania	0,74	0,35	283,8	133,3	75,2
Rhode Island	0,03	- 0,76	12,8	6,0	3,4
South Carolina	0,23	8,95	102,5	48,1	27,1
South Dakota	0,04	- 0,54	17,6	8,2	4,6
Tennessee	0,31	9,46	136,3	64,0	36,1
Texas	1,98	62,26	935,0	439,3	247,6
Utah	0,19	0,45	85,3	40,1	22,6
Vermont	0,02	- 0,91	6,8	3,2	1,8
Virginia	0,29	7,40	128,2	60,2	34,0
Washington	0,21	- 7,28	102,4	48,1	27,1
West Virginia	0,29	0,26	126,4	59,4	33,5
Wisconsin	0,29	- 3,26	117,1	55,0	31,0
Wyoming	0,19	- 0,32	85,1	40,0	22,5
United States	**16,2**	**265,3**	**7.058,7**	**3.316,1**	**1.869,4**

cả các nguyên nhân ở Mỹ là khoảng 833/100.000 người, và dân số Mỹ năm 2012 là 313,9 triệu người. Điều này cho thấy tỷ lệ tử vong do ô nhiễm không khí hiện nay ở Mỹ là ~ 78.000 ca/năm. Tương tự theo nghiên cứu của Jacobson [10], tỷ lệ tử vong sớm do tầng ozone và các hạt vật chất trong không khí tại Mỹ được tính toán bằng mô hình ô nhiễm không khí - thời tiết 3D lên đến 50.000 - 100.000 ca/năm. Các kết quả này phù hợp với kết quả nghiên cứu của McCubbin, Delucchi [11], trong đó ước tính có 80.000 - 137.000 ca tử vong sớm/năm tại Mỹ do ô nhiễm không khí gây ra bởi con người trong năm 1990, khi mức độ ô nhiễm không khí cao hơn so với ngày nay.

2.1.2. Phương pháp tiếp cận từ dưới lên

Cách tiếp cận này bao gồm kết hợp nồng độ đo được của các hạt vật chất trong không khí ($PM_{2,5}$) và ozone (O_3) ở các quận hay khu vực với rủi ro tương đối như một hàm số của nồng độ và với dân số của quận. Từ đó, nhóm tác giả ước tính tỷ lệ tử vong thấp, trung bình và cao do ô nhiễm $PM_{2,5}$ và O_3 bằng phương trình sức khỏe - tác động. Bảng 2 cho thấy các ước tính liên quan về tỷ lệ tử vong sớm ở mỗi bang do tổng hợp khí $PM_{2,5}$ và O_3, được tính toán với dữ liệu chất lượng không khí trong giai đoạn 2010 - 2012. Các giá trị trung bình ở Mỹ cho $PM_{2,5}$ là khoảng 48.000 ca tử vong sớm/năm (trong phạm vi 12.000 - 95.000 ca/năm) và O_3 là ~ 14.000 ca tử vong sớm/năm (trong phạm vi 7.000 - 21.000 ca/năm). Như vậy, xét về tổng thể, phương pháp tiếp cận từ dưới lên cho thấy khoảng 62.000 ca tử vong sớm/năm (trong phạm vi 19.000 - 115.000 ca/năm) gây ra bởi cả $PM_{2,5}$ và O_3.

2.1.3. Chi phí thiệt hại về sinh mạng và phi sinh mạng do ô nhiễm không khí

Tổng chi phí thiệt hại của ô nhiễm không khí do đốt nhiên liệu hóa thạch và nhiên liệu sinh học cùng khí thải bay hơi là tổng chi phí thiệt hại về sinh mạng, bệnh tật, và phi y tế ví dụ như mất tầm nhìn và sản lượng nông nghiệp. Nhóm tác giả ước tính tổng chi phí thiệt hại do không khí ô nhiễm ở mỗi bang (S) trong một năm được chọn (Y) là tích của số ca tử vong sớm do ô nhiễm không khí và tổng chi phí của ô nhiễm không khí trên một ca tử vong. Tổng chi phí của tử vong sớm do ô nhiễm không khí bằng giá trị thống kê cuộc sống nhân với tỷ số giá trị của tổng các tác động do tử vong cộng với phi tử vong trên những tác động do tử vong. Số ca tử vong sớm trong năm cơ sở được mô tả trong Bảng 2. Số ca tử vong trong năm 2050 được ước tính bằng cách nhân số lượng của năm cơ sở với các hệ số về thay đổi dân số, sự tiếp xúc và ô nhiễm không khí. Phương pháp này được trình bày đầy đủ trong ESI và nghiên cứu của Delucchi [9].

Với thông tin này, tổng chi phí xã hội do tỷ lệ tử vong, bệnh tật, mất năng suất lao động và giảm sút tầm nhìn ở Mỹ vào năm 2050, được ước tính dựa trên khoảng 45.800 (11.600 - 104.000) ca tử vong sớm/năm, là 600 tỷ (85 - 2.400) USD/năm, với tỷ lệ 13,1 triệu USD/ca tử vong trong năm 2050. Loại bỏ những chi phí này vào năm 2050 sẽ giúp Mỹ tiết kiệm được một khoản tương đương 3,6% GDP của năm 2014.

2.2. Chi phí thiệt hại do nóng lên toàn cầu tiết kiệm được nhờ sử dụng 100% WWS ở mỗi tiểu bang

Phần này đưa ra ước tính cho hai loại chi phí biến đổi khí hậu do khí nhà kính (GHG) từ việc sử dụng năng lượng (Bảng 3). Sự phát thải khí nhà kính được xác định ở đây bao gồm CO_2, các khí nhà kính khác, và các hạt ô nhiễm không khí gây ra sự nóng lên toàn cầu, được quy đổi tương đương sang CO_2. Một hệ thống sử dụng 100% WWS ở mỗi bang sẽ loại bỏ các thiệt hại như vậy. Hai loại chi phí được tính toán là:

- Chi phí do các tác động biến đổi khí hậu mà thế giới và Mỹ phải gánh chịu được quy cho sự phát thải khí nhà kính của từng bang;

- Chi phí do các tác động biến đổi khí hậu mà từng bang phải gánh chịu do sự phát thải khí nhà kính của Mỹ.

Chi phí do biến đổi khí hậu bao gồm chi phí do lũ lụt ven biển và thiệt hại về bất động sản, các chi phí của ngành năng lượng, chi phí y tế do sốc nhiệt và say nắng, chi phí do cúm, sốt rét, nạn đói, chi phí do acid hóa đại dương, chi phí do hạn hán và cháy rừng gia tăng, chi phí do thời tiết khắc nghiệt, và chi phí y tế do ô nhiễm không khí tăng. Các chi phí này giảm đi phần nào bởi số đợt cực lạnh giảm đi và tỷ lệ bệnh tật và tử vong giảm tương ứng cũng như lợi nhuận đạt được trong nông nghiệp ở một số vùng. Chi phí ròng do khí thải liên quan đến sự nóng lên toàn cầu được thể hiện trong chi phí xã hội của CO_2. Mức chi phí xã hội của carbon vào năm 2050 là 500 (282 - 1.063) USD/tấn CO_2 tính theo USD 2013 (ESI). Mức này được sử dụng để tính toán các chi phí trong Bảng 3. Chi phí do ô nhiễm không khí của từng bang cũng tính đến một nghiên cứu về thiệt hại ở từng bang so với những lợi ích từ sự biến đổi khí hậu (ESI).

Bảng 3 chỉ ra rằng, ở một số bang, chủ yếu là các bang lạnh ở phía Bắc, biến đổi khí hậu do tổng lượng khí thải của Mỹ có thể góp phần làm giảm số đợt cực lạnh và cải

thiện tình hình nông nghiệp; tuy nhiên, tổng lượng khí thải của tất cả các bang gây ra thiệt hại cho Mỹ vào năm 2050 là 265 tỷ USD/năm (tính theo USD 2013) và cho thế giới là 3,3 (1,9 - 7,1) nghìn tỷ USD/năm. Như vậy, tiết kiệm chi phí khí hậu toàn cầu trên đầu người ở Mỹ do việc giảm các phát thải có liên quan đến khí hậu ở Mỹ thông qua một hệ thống 100% WWS là ~ 8.300USD/người/năm (tính theo USD 2013) (Bảng 1).

3. Thời gian biểu cho việc thực hiện các lộ trình

Thời gian biểu được đề xuất cho việc thực hiện các lộ trình được trình bày ở Hình 1. Các kế hoạch kêu gọi chuyển đổi 80 - 85% cơ sở hạ tầng năng lượng đa năng sang WWS vào năm 2030 và 100% vào năm 2050. Để quá trình chuyển giao như vậy xảy ra, việc chuyển đổi cần phải thực hiện nhanh chóng cho các công nghệ như sau:

- Các nhà máy điện: Đến năm 2020, không xây dựng mới các nhà máy điện chạy bằng than, hạt nhân, khí đốt tự nhiên, hoặc sinh khối; tất cả các nhà máy điện mới được xây dựng đều là WWS. Điều này là khả thi vì có ít nhà máy điện được xây dựng hàng năm, và gần như các công nghệ máy phát điện WWS liên quan đều có tính cạnh tranh về giá cả. Không một rào cản kỹ thuật hoặc kinh tế nào có thể tồn tại làm ảnh hưởng mạnh đến sản lượng của các công nghệ WWS. Lịch sử cho thấy việc gia tăng sản xuất nhanh chóng có thể xảy ra khi có ý chí chính trị đủ mạnh, như trong Chiến tranh thế giới lần thứ II, sản xuất máy bay đã tăng từ mức ~ 0 lên đến 330.000 chiếc chỉ trong vòng 5 năm.

- Sưởi ấm, sấy khô và nấu ăn trong các lĩnh vực dân sinh và thương mại: Đến năm 2020, các thiết bị và máy móc mới sẽ được vận hành bằng điện. Điều này là khả thi vì các phiên bản điện của các sản phẩm này đều đã có sẵn, và các lĩnh vực đều có thể sử dụng điện mà không cần bất kỳ sự điều chỉnh nào (các thiết bị chỉ cần được cắm điện).

- Giao thông vận tải đường thủy quy mô lớn: đến năm 2020 - 2025, tất cả các tàu mới sẽ được điện khí hóa và/hoặc sử dụng hydrogen điện phân, tất cả các hoạt động của cảng mới sẽ được điện khí hóa, và việc điện khí hóa lại các cảng cũng đang được tiến hành. Điều này sẽ khả thi cho các tàu và cảng tương đối lớn vì các cảng lớn đều được tập trung hóa và có ít tàu được sản xuất mỗi năm. Có thể cần đến các chính sách nhằm khuyến khích việc thải hồi sớm các tàu vốn không dừng hoạt động trước năm 2050.

- Giao thông vận tải đường sắt và xe buýt: Đến năm 2025, các tàu và xe buýt mới đều được điện khí hóa. Ngành này sẽ mất nhiều thời gian hơn một chút để chuyển đổi sang WWS vì cần phải thay đổi cơ sở hạ tầng chuyển giao năng lượng phụ trợ. Tuy nhiên, có tương đối ít nhà sản xuất xe buýt và tàu hỏa, và các cơ sở hạ tầng năng lượng phụ trợ được tập trung ở các thành phố lớn.

- Giao thông vận tải ngoài đường bộ và vận tải biển quy mô nhỏ: Trong giai đoạn 2025 - 2030, các sản phẩm mới đều được điện khí hóa. Nếu tất cả phương tiện này có thể được vận hành bằng pin, việc chuyển đổi sẽ được đơn giản hóa vì điện có ở khắp mọi nơi. Khả năng giảm tốc độ trong việc chuyển đổi các ngành này có thể mang tính xã hội.

- Vận tải nặng bằng xe tải: Trong giai đoạn 2025 - 2030, các phương tiện mới đều được điện khí hóa hoặc sử dụng hydrogen điện phân. Có thể mất 10 - 15 năm để các nhà sản xuất có thể trang bị lại hoàn toàn và để lắp đặt đủ cơ sở hạ tầng chuyển giao năng lượng phụ trợ.

- Vận tải nhẹ bằng đường bộ: Trong giai đoạn năm 2025 - 2030, các phương tiện mới đều được điện khí hóa. Sẽ mất thời gian để các nhà sản xuất trang bị lại, nhưng quan trọng hơn, sẽ mất vài năm để lắp đặt các cơ sở hạ tầng chuyển giao năng lượng, do các cơ sở hạ tầng cần phải có ở khắp mọi nơi vào năm 2030 khi ICEV không còn được sản xuất.

- Máy bay khoảng cách ngắn: Đến năm 2035, tất cả máy bay nhỏ, tầm ngắn mới sẽ chạy bằng pin hoặc bằng hydrogen điện phân. Thay đổi thiết kế và quá trình sản xuất máy bay cùng các thiết kế và hoạt động của sân bay là yếu tố chính hạn chế quá trình chuyển đổi nhanh hơn.

- Máy bay đường dài: Đến năm 2040, các máy bay mới đều vận hành bằng hydrogen điện phân đông lạnh [7] với năng lượng điện được sử dụng cho dừng, lăn, và cho năng lượng nội bộ. Các yếu tố hạn chế quá trình chuyển đổi nhanh hơn là thời gian và các thay đổi xã hội cần thiết cho việc thiết kế lại máy bay cùng các thiết kế và hoạt động của các sân bay.

Trong quá trình chuyển đổi, sẽ cần đến nhiên liệu truyền thống cùng với các công nghệ WWS hiện có để xây dựng các cơ sở hạ tầng WWS còn lại. Việc sử dụng các nhiên liệu như vậy dẫn đến lượng phát thải carbon trong suốt vòng đời khác nhau, tùy vào nơi các công nghệ này được sản xuất. Tuy nhiên, ít nhất một số năng lượng truyền thống đó sẽ được sử dụng (ví dụ sản xuất các nhà máy điện và xe ô tô truyền thống), ngay cả khi các kế hoạch đề xuất ở đây không được thực hiện. Trong thực tế, không rõ rằng liệu tổng năng lượng vòng đời cần để sản xuất

các thành phần chính của hệ thống năng lượng WWS, chủ yếu là các tấm thu năng lượng mặt trời và turbine gió, sẽ có khác biệt nhiều so với tổng năng lượng vòng đời cần thiết để sản xuất tất cả các thành phần của hệ thống năng lượng BAU truyền thống, gồm các nhà máy điện, nhà máy lọc dầu, thiết bị khai thác mỏ, các giếng dầu và khí đốt, đường ống, tàu chở dầu, xe tải, các toa xe lửa... Trong mọi trường hợp, khi năng lượng WWS tăng, sản xuất năng lượng truyền thống sẽ giảm, cho đến khi bằng 0, khi đó tất cả thiết bị WWS mới sẽ được sản xuất bởi các thiết bị WWS hiện có với lượng khí thải bằng 0. Tóm lại, việc tạo ra các cơ sở hạ tầng WWS có thể dẫn đến sự gia tăng nhỏ và tạm thời về lượng khí thải trước khi lượng thải này cuối cùng giảm xuống bằng 0, và có thể có các tác động nhỏ đến việc sử dụng năng lượng trong lĩnh vực công nghiệp.

4. Kết luận

Nghiên cứu này xây dựng các lộ trình phù hợp để chuyển đổi cơ sở hạ tầng năng lượng đa năng cho mỗi bang trong 50 bang của Mỹ sang cơ sở hạ tầng sạch và bền vững được vận hành bằng năng lượng gió, nước và ánh sáng mặt trời (WWS), sản xuất điện và hydrogen điện phân cho nhiều mục đích (điện, giao thông vận tải, sưởi ấm/làm mát và công nghiệp).

Nghiên cứu đánh giá tài nguyên WWS của Mỹ và đề xuất một tập hợp các máy phát điện WWS có khả năng đáp ứng được nhu cầu dự kiến vào năm 2050. Một nghiên cứu riêng biệt về tích hợp mạng lưới [3] định lượng số máy phát điện và bộ lưu trữ bổ sung cần thiết để đảm bảo độ tin cậy của lưới điện. Số lượng máy phát điện từ nghiên cứu đó được nêu ở đây. Nghiên cứu này cũng đánh giá diện tích đất và nước cần thiết, năng lượng, ô nhiễm không khí, và các thay đổi về chi phí khí hậu cũng như số lượng việc làm được tạo ra nhờ sự chuyển đổi như vậy cho từng bang.

Việc chuyển đổi từ hệ thống đốt cháy sang hệ thống điện khí hóa hoàn toàn cho mọi mục đích đã được tính toán nhằm giảm tải sử dụng trực tiếp trung bình của Mỹ ~ 39,3% với ~ 82,4% trong số này nhờ điện khí hóa và phần còn lại nhờ cải thiện hiệu quả năng lượng sử dụng trực tiếp. Các biện pháp hiệu quả năng lượng sử dụng trực tiếp bổ sung có thể làm cho tải được giảm xuống nữa. Việc chuyển đổi sang WWS sẽ làm ổn định giá năng lượng vì chi phí nhiên liệu sẽ bằng 0.

Theo đề xuất, các tải sử dụng trực tiếp đa năng trung bình hàng năm còn lại của Mỹ sẽ được đáp ứng (dựa trên ước tính năng lượng năm 2050) với 328.000 turbine gió trên bờ mới có công suất 5MW (cung cấp 30,9% năng lượng đa năng của Mỹ), 156.200 turbine gió ngoài khơi 5MW (19,1%), 46.480 nhà máy điện năng lượng mặt trời PV quy mô tiện ích 50MW mới (30,7%), 2.273 nhà máy điện CSP quy mô tiện ích 100MW (7,3%), 75,2 triệu hệ thống PV trên mái nhà dân sinh 5kW (3,98%), 2,75 triệu hệ thống 100kW trên mái khu thương mại/chính phủ (3,2%), 208 nhà máy năng lượng địa nhiệt 100MW (1,23%), 36.050 thiết bị sóng 0,75MW (0,37%), 8.800 turbine thủy triều 1MW (0,14%), và 3 nhà máy thủy điện mới (tất cả đều ở Alaska). Công suất của các nhà máy hiện tại sẽ được tăng lên một chút để thủy năng có thể cung cấp 3,01% điện đa năng. Nghiên cứu tích hợp mạng lưới song song cho thấy cần có thêm 1.364 nhà máy CSP (cung cấp thêm ~ 4,38% tải trung bình hàng năm) và 9.380 hệ thống thu nhiệt mặt trời 50MW để lưu trữ nhiệt trong đất (cung cấp thêm 7,21% tải trung bình hàng năm) để đảm bảo một mạng lưới điện đáng tin cậy. Đây chỉ là một khả năng kết hợp các máy phát. Việc cân nhắc áp dụng trong thực tế sẽ xác định thiết kế và hoạt động thực tế của hệ thống năng lượng và có thể đưa đến những sự kết hợp công nghệ khác so với đề xuất ở đây (ví dụ, thêm nhà máy năng lượng PV, ít PV trên mái).

Diện tích lắp đặt cần thêm trên đất liền cho các thiết bị WWS tương đương khoảng 0,42% diện tích đất của Mỹ, chủ yếu cho PV quy mô tiện ích. Diện tích này không tính đến đất thu được từ việc loại bỏ các cơ sở hạ tầng năng lượng hiện nay. Cần thêm khoảng cách bổ sung trên đất liền khoảng 1,6% cho năng lượng gió trên đất liền, nhưng diện tích này có thể được sử dụng cho nhiều mục đích khác như: không gian mở, đất nông nghiệp hoặc bãi chăn thả gia súc. Các diện tích lắp đặt và khoảng cách (không gian mở giữa các thiết bị) trong kịch bản đề xuất có thể được cắt giảm bằng cách chuyển thêm nhiều máy phát điện WWS trên đất liền sang đại dương, hồ và trên mái nhà.

Các chi phí kinh doanh năm 2013 cho thủy điện, gió trên bờ, năng lượng mặt trời quy mô tiện ích, và thu nhiệt mặt trời để làm nóng đã tương đương hoặc ít hơn các chi phí cho chu trình kết hợp khí tự nhiên. PV trên mái, gió ngoài khơi, thủy triều và sóng có chi phí đắt hơn. Tuy nhiên đến năm 2050, chi phí kinh doanh cho các công nghệ WWS này dự kiến sẽ giảm, đáng kể nhất là gió ngoài khơi, thủy triều, sóng, PV trên mái, CSP và PV tiện ích, trong khi chi phí cho nhiên liệu truyền thống dự kiến sẽ tăng.

Lộ trình chuyển đổi 100% năng lượng sạch, có khả năng tái tạo của Mỹ được dự đoán sẽ tạo ra khoảng 5,9 triệu việc làm cho xây dựng và vận hành các cơ sở năng lượng trong 40 năm (con số này lớn hơn nhiều so với 3,9 triệu việc làm bị mất). Tổng doanh thu trong 40 năm xây

dựng các cơ sở này (dưới dạng tiền lương, nộp ngân sách và các tác động của chuỗi cung ứng địa phương) ước tính lên đến ~ 223 tỷ USD/năm (USD 2013) và khi đưa các cơ sở WWS vào vận hành doanh thu ước tính lên đến ~ 132 tỷ USD/năm.

Lộ trình này cũng sẽ làm giảm tỷ lệ tử vong do ô nhiễm không khí ở Mỹ tới ~ 62.000 ca tử vong/năm ở thời điểm hiện nay và ~ 46.000 ca tử vong sớm/năm vào năm 2050, trung bình tiết kiệm được 600 tỷ USD/năm (USD 2013) vào năm 2050, tương đương với ~ 3,6% GDP năm 2014 của Mỹ. Việc chuyển đổi sẽ tiết kiệm thêm ~ 3,3 nghìn tỷ USD/năm trong chi phí do sự ấm lên toàn cầu của thế giới vào năm 2050 vì khí thải của Mỹ. Nếu thực hiện thành công lộ trình này, người Mỹ đến năm 2050 sẽ tiết kiệm được trung bình 260USD/năm cho chi phí năng lượng (USD 2013), 1.500USD/năm cho chi phí y tế, và 8.300USD/năm cho chi phí khí hậu.

Nghiên cứu của Đại học Stanford cũng đề xuất lộ trình chuyển đổi như sau: 80 - 85% năng lượng chuyển sang WWS vào năm 2030 và 100% vào năm 2050. Việc thực hiện thành công kế hoạch này và các kế hoạch tương tự đối với các nước khác trên thế giới sẽ loại bỏ được hiện tượng nóng lên toàn cầu, giảm ô nhiễm không khí, đất, nước và đảm bảo an ninh năng lượng.

Chí Trung *(dịch)*

Tài liệu tham khảo

1. Mark Z.Jacobson, Mark A.Delucchi, Guillaume Bazouin, Zack A.F.Bauer, Christa C.Heavey, Emma Fisher, Sean B. Morris, Diniana J.Y.Piekutowski, Taylor A.Vencilla, Tim W.Yeskoo. *100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States*. Energy & Environmental Science. 27/5/2015.

2. G.M.Morrison, S.Yeh, A.R.Eggert, C.Yang, J.H.Nelson, J.B.Greenblatt, R.Isaac, M.Z.Jacobson, J.Johnston, D.M.Kammen, A.Mileva, J.Moore, D.Roland-Holst, M.Wei, J.P.Weyant, J.H.Williams, R.Williams, C.B.Zapata. *Comparison of low-carbon pathways for California*. Climatic Change. 2015.

3. M.Z.Jacobson, M.A.Delucchi, M.A.Cameron, B.A.Frew. *A low-cost solution to the grid reliability problem with 100% penetration of intermittent wind, water, and solar for all purposes*. Proceedings of the National Academy of Sciences. 2015.

4. M.Z.Jacobson, R.W.Howarth, M.A.Delucchi, S.R.Scobies, J.M.Barth, M.J.Dvorak, M.Klevze, H.Katkhuda, B.Miranda, N.A.Chowdhury, R.Jones, L.Plano, A.R.Ingraffea. *Examining the feasibility of converting New York State's all-purpose energy infrastructure to one using wind, water, and sunlight*. Energy Policy. 2013; 57: p. 585 - 601.

5. M.Z.Jacobson, M.A.Delucchi, A.R.Ingraffea, R.W.Howarth, G.Bazouin, B.Bridgeland, K.Burkhart, M.Chang, N.Chowdhury, R.Cook, G.Escher, M.Galka, L.Han, C.Heavey, A.Hernandez, D.F.Jacobson, D.S.Jacobson, B.Miranda, G.Novotny, M.Pellat, P.Quach, A.Romano, D.Stewart, L.Vogel, S.Wang, H.Wang, L.Willman, T.Yeskoo. *A roadmap for repowering California for all purposes with wind, water, and sunlight*. Energy. 2014; 73: p. 875 - 889.

6. M.Z.Jacobson, M.A.Delucchi. *A path to sustainable energy by 2030.* Scientific American. 2009.

7. M.Z.Jacobson, M.A.Delucchi. *Providing all global energy with wind, water, and solar power - Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials*. Energy Policy. 2011; 39: p. 1154 - 1169.

8. M.A.Delucchi, M.Z.Jacobson. *Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies*. Energy Policy. 2011; 39: p. 1170 - 1190.

9. M.A.Delucchi, M.Z.Jacobson, G.Bazouin, Z.A.F.Bauer. *Spreadsheets for 50-state 100% wind, water, and solar roadmaps*. 2015.

10. M.Z.Jacobson. *Enhancement of local air pollution by urban CO_2 domes*. Environmental Science & Technology. 2010; 44: p. 2497 - 2502.

11. D.R.McCubbin, M.A.Delucchi. *The health costs of motor-vehicle related air pollution*. Journal of Transport Economics and Policy. 1999; 33: p. 253 - 286.

12. Energy Information Administration (EIA). *State CO_2 emissions*. 2011.

TIN TRONG NGÀNH

Phó Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc thăm Nhà máy Đạm Cà Mau

Ngày 24/10/2015, Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đi thăm cán bộ, kỹ sư trực tiếp vận hành tại Phòng điều khiển trung tâm - Nhà máy Đạm Cà Mau do Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) trực tiếp quản lý.



Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc thăm cán bộ, kỹ sư đang vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau tại Phòng điều khiển trung tâm. Ảnh: PVCFC

Theo Tổng giám đốc PVCFC Bùi Minh Tiến, sau hơn 4 năm đi vào hoạt động, Nhà máy Đạm Cà Mau đã sản xuất và cung cấp trên 3 triệu tấn phân đạm cho sản xuất nông nghiệp cả nước. Riêng 9 tháng đầu năm 2015, Nhà máy Đạm Cà Mau vận hành ở 103% công suất thiết kế với sản lượng 602 nghìn tấn, đạt doanh thu 4.245 tỷ đồng. Đồng thời, PVCFC tăng cường hợp tác, đẩy mạnh nghiên cứu nhằm đa dạng hóa sản phẩm, xây dựng phát triển thương hiệu ở trong và ngoài nước.

Phó Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao tinh thần lao động sáng tạo của tập thể cán bộ, kỹ sư PVCFC, đã tiếp nhận và vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau an toàn, đáp ứng yêu cầu kỹ thuật công nghệ phức tạp. Phó Thủ tướng yêu cầu PVCFC tiếp tục duy trì vận hành Nhà máy an toàn, ổn định; xây dựng đội ngũ vận hành trình độ cao và có kỷ cương; tăng cường công tác quản trị doanh nghiệp để nâng cao hiệu quả kinh tế. Đồng thời, PVCFC cần không ngừng nghiên cứu, sáng tạo, đa dạng hóa sản phẩm; tổ chức phân phối có hiệu quả, quan tâm đến công tác an sinh xã hội và chính sách lao động tại địa phương.

Lan Anh

Đại sứ Azerbaijan tại Việt Nam thăm và làm việc với Vietsovpetro



Đại sứ Cộng hòa Azerbaijan tại Việt Nam thăm Cảng Vietsovpetro. Ảnh: VSP

Ngày 5/11/2015, tại Tp. Vũng Tàu, Đại sứ Cộng hòa Azerbaijan tại Việt Nam Anar Lachin Oglu Imanov và đoàn công tác đã đến thăm, làm việc với Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Đại sứ Azerbaijan đánh giá cao quan hệ hợp tác tốt đẹp giữa các doanh nghiệp hai nước trong lĩnh vực thăm dò và khai khác dầu khí, đào tạo, nghiên cứu khoa học.

Theo Đại sứ Azerbaijan, Chính phủ Azerbaijan rất quan tâm tới các cơ hội hợp tác và đầu tư vào Việt Nam, đặc biệt trong lĩnh vực dầu khí; đồng thời mong muốn Vietsovpetro tăng cường hợp tác sâu rộng hơn nữa trong các lĩnh vực đào tạo chuyên gia, cung cấp thiết bị, công nghệ dầu khí… Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa giới thiệu với đoàn công tác kết quả hoạt động của Vietsovpetro trong thời gian qua, đồng thời khẳng định mong muốn đẩy mạnh hợp tác với các doanh nghiệp của Azerbaijan trong tương lai.

Dầu khí là ngành công nghiệp quan trọng bậc nhất của Azerbaijan, đóng góp 70% tổng sản phẩm quốc dân. Azerbaijan là nước có trữ lượng dầu mỏ lớn thứ 3 thuộc Liên Xô cũ, sau Liên bang Nga và Kazakhstan, với trữ lượng dầu được xác minh ước tính lên tới 7 tỷ thùng dầu. Trong 10 tháng đầu năm 2015, sản lượng khai thác của Azerbaijan đạt 35 triệu tấn dầu thô (gồm cả condensate) và 24,5 tỷ m^3 khí. Dự kiến trong năm 2015, Azerbaijan dự kiến sẽ khai thác 41,2 triệu tấn dầu thô và 30,2 tỷ m^3 khí.

Anh Phương

Sản lượng của mỏ Tê Giác Trắng đạt trên 40 nghìn thùng/ngày



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và các đại biểu thực hiện nghi thức đón dòng dầu khí đầu tiên từ giàn đầu giếng H5 mỏ Tê Giác Trắng. Ảnh: PVN

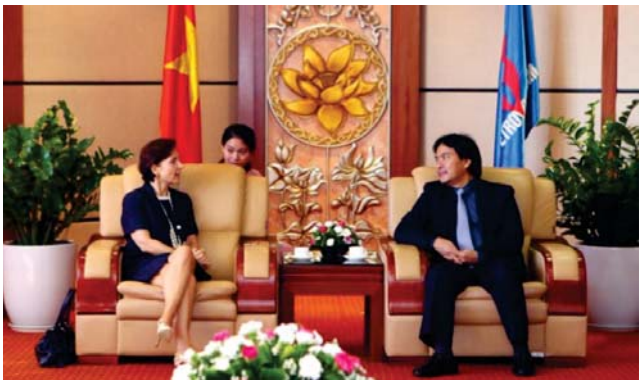
Ngày 30/10/2015, tại Tp. Hồ Chí Minh, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã tham dự Lễ đón dòng dầu khí đầu tiên từ giàn đầu giếng H5 mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1) ngoài khơi Việt Nam. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải tin tưởng rằng Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (HLJOC) sẽ tiếp tục phát triển, vận hành khai thác và quản lý mỏ đảm bảo an toàn, hiệu quả; tiếp tục mở rộng các hoạt động tìm kiếm thăm dò, đóng góp vào sự phát triển kinh tế chung của đất nước, đồng thời đem lại hiệu quả kinh tế cho các đối tác nước ngoài tham gia Liên doanh.

Trước đó, vào 10 giờ 15 phút ngày 13/8/2015, dòng dầu khí đầu tiên từ giàn đầu giếng H5 mỏ Tê Giác Trắng đã được đưa vào hệ thống khai thác. Theo Tổng giám đốc HLJOC Cù Xuân Bảo, dự án hoàn thành trước 18 ngày so với Chương trình tăng tốc của Ủy ban Quản lý Dầu khí Lô 16-1 và của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "về đích trước" 80 ngày so với Kế hoạch Phát triển mỏ do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, tiết kiệm được khoảng 37 triệu USD so với ngân sách đã được phê duyệt. Việc đưa giàn đầu giếng H5 vào khai thác trước tiến độ giúp HLJOC gia tăng sản lượng thêm 10.000 - 12.000 thùng dầu/ngày, nâng sản lượng khai thác của mỏ Tê Giác Trắng lên 40.000 - 42.000 thùng/ngày, bù đắp được phần hao hụt sản lượng của khối H1 và H4.

Lãnh đạo Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) nhấn mạnh thành công của dự án đã góp phần nâng cao kinh nghiệm cho các bên đối tác, đặc biệt trong công tác lập kế hoạch, quản lý chất lượng, tiến độ, giảm thiểu rủi ro thời tiết trong công tác lắp đặt các công trình biển, cũng như trong đấu thầu, cạnh tranh và chủ động đàm phán các hợp đồng để tối ưu hóa chi phí, thiết bị lắp đặt ngoài khơi.

Mạnh Hòa

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tăng cường hợp tác với Italia



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng tiếp bà Cecilia Piccioni - Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Cộng hòa Italia tại Việt Nam. Ảnh: PVN

Ngày 17/11/2015, tại Hà Nội, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng đã tiếp bà Cecilia Piccioni - Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Cộng hòa Italia tại Việt Nam, cùng lãnh đạo cấp cao của Tập đoàn Tenaris.

Tại buổi tiếp, bà Cecilia Piccioni đánh giá cao sự hợp tác giữa Petrovietnam và các doanh nghiệp Italia trong các dự án triển khai tại Việt Nam; đồng thời khẳng định sẽ tiếp tục hỗ trợ Tập đoàn và các đơn vị thành viên tìm kiếm, xây dựng quan hệ hợp tác lâu dài với các doanh nghiệp Italia trong lĩnh vực dầu khí và các lĩnh vực liên quan. Ông Valerio Maussier, Phó Chủ tịch Tenaris bày tỏ mong muốn thúc đẩy quan hệ hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên thông qua việc cung cấp vật tư, thiết bị khoan (ống chống, cần khoan, thép ống...) từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn, chuyển giao công nghệ và đào tạo.

Tenaris là tập đoàn đa quốc gia của Italia và là doanh nghiệp lớn nhất thế giới chuyên về sản xuất ống thép và cung cấp ống thép cho các công ty dầu khí lớn trên thị trường quốc tế trong các lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, khai thác, đường ống dẫn khí, các nhà máy lọc hóa dầu và nhà máy điện. Tenaris đang hợp tác với PVD Offshore thành lập Trung tâm cắt tiện ren ống đối với các loại ren tiêu chuẩn của Tenaris phục vụ trong công nghiệp dầu khí và hợp tác với PVD Tubulars để phân phối các loại ống của Tenaris tại thị trường Việt Nam.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin tưởng sự hỗ trợ của Đại sứ quán Italia tại Việt Nam sẽ là điều kiện thuận lợi để doanh nghiệp hai nước phát triển quan hệ hợp tác trong thời gian tới. Ngoài lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang quan tâm đến các vật tư thiết bị trong lĩnh vực công nghiệp điện, chế biến dầu khí và cho rằng đây sẽ là cơ hội để Tenaris mở rộng thị phần tại thị trường Việt Nam.

Ngọc Anh

Đại hội Đại biểu toàn quốc Hội Công nghệ Khoan - Khai thác Việt Nam lần thứ VI

Ngày 31/10/2015, tại Hà Nội, Hội Công nghệ Khoan - Khai thác Việt Nam đã tổ chức Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ VI (nhiệm kỳ 2015 - 2020). Trong nhiệm kỳ 2010 - 2015, Hội đã tích cực triển khai các hoạt động nghiên cứu khoa học, tư vấn - phản biện, chuyển giao công nghệ, chuyển giao sản phẩm nghiên cứu vào thực tiễn sản xuất, góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế - xã hội. Trong lĩnh vực dầu khí, Hội đã tập trung nghiên cứu hiện trạng và các giải pháp công nghệ kỹ thuật nâng cao hiệu quả công tác hoàn thiện giếng khai thác dầu tại mỏ Đại Hùng; nghiên cứu đặc điểm vật lý thạch học và môi trường trầm tích Lô 101-100/4 mỏ dầu Bạch Hổ; nghiên cứu so sánh các hóa phẩm điều chế dung dịch khoan trong lĩnh vực dầu khí; nghiên cứu và thử nghiệm hệ dung dịch KCL/PROTEX STA/Polymer; ứn gdụng các hóa phẩm và hệ dung dịch ức chế muối PROTEX cho khoan dầu khí; xuất bản sách "Thủy khí động lực của các vỉa chứa dầu khí"…

Đại hội đã đề ra phương hướng hoạt động trong nhiệm kỳ VI (2015 - 2020), trong đó Hội Công nghệ Khoan - Khai thác Việt Nam tập trung vào công tác nghiên cứu khoa học và chuyển giao công nghệ, chuyển giao sản phẩm nghiên cứu, áp dụng tiến bộ kỹ thuật vào sản xuất; đề xuất kiến nghị với Nhà nước về các vấn đề sử dụng hợp lý tài nguyên khoáng sản; bảo vệ môi trường sinh thái địa chất bền vững trong công tác thăm dò khai thác khoáng sản; tăng cường tham gia tư vấn - phản biện, tuyên truyền và phổ biến kiến thức.



Ban Thường vụ Hội Công nghệ Khoan - Khai thác nhiệm kỳ VI (2015 - 2020). Ảnh: Như Trang

Đại hội đã bầu Ban chấp hành Hội Công nghệ Khoan - Khai thác Việt Nam nhiệm kỳ VI gồm 71 thành viên; bầu Ban Thường vụ Trung ương Hội gồm 33 ủy viên.

Hồng Ngọc

Khởi công giàn đầu giếng RC9



Lễ khởi công giàn đầu giếng RC9 tại cảng Vietsovpetro. Ảnh: PVC

Ngày 19/11/2015, tại cảng Vietsovpetro đã diễn ra lễ khởi công giàn đầu giếng RC9 do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm chủ đầu tư, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) là nhà thầu thi công chế tạo.

RC9 là giàn đầu giếng thuộc mỏ Rồng (Lô 09-1), thuộc thềm lục địa Việt Nam, cách Tp. Vũng Tàu khoảng 145km về phía Đông Nam. Giàn có trọng lượng khoảng 630 tấn gồm cả kết cấu, thiết bị và ống công nghệ, được thiết kế tự động với công suất khai thác 2.000 tấn chất lỏng/ngày đêm. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành công tác thi công trên bờ và bàn giao giàn đầu giếng RC9 cho Vietsopetro trong tháng 3/2016 để đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

Minh Phương

KÝ HỢP ĐỒNG MỘT SỐ GÓI THẦU THUỘC DỰ ÁN NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THÁI BÌNH 2



Lễ ký hợp đồng gói thầu "Cung cấp van, ống thép và phụ kiện thuộc hệ thống đường ống cấp và thải nước làm mát" . Ảnh: PVC

Ngày 9/11/2015, tại Hà Nội, Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) đã ký các gói thầu thuộc dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 gồm: gói thầu "Hệ thống thông gió và điều hòa không khí nhà turbine và nhà điều khiển trung tâm" với Liên danh nhà thầu Hoa Hồng - Hưng Trí; gói thầu "Cung cấp van, ống thép và phụ kiện thuộc hệ thống đường ống cấp và thải nước làm mát" với Liên danh nhà thầu Hoàng Dương - Hoa Nguyên. Tổng giá trị các gói thầu này khoảng 90 tỷ đồng.

Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 có công suất 1.200MW (gồm 2 tổ máy), do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư và PVC là Tổng thầu EPC. Khi hoàn thành, Nhà máy sẽ cung cấp cho lưới điện quốc gia khoảng 6,7 tỷ kWh điện/năm.

Hoàng Anh

Ban chỉ đạo các dự án trọng điểm về dầu khí làm việc với BSR



Đoàn công tác thăm Phòng điều khiển trung tâm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 21/11/2015, Ban chỉ đạo Nhà nước các dự án trọng điểm về dầu khí và đoàn công tác của Bộ Công Thương đã làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) về hoạt động sản xuất kinh doanh và tình hình triển khai Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ông Trần Văn Thanh, Phó Vụ trưởng Vụ Phát triển Nguồn nhân lực Bộ Công Thương đánh giá cao kết quả BSR đã đạt được trong năm qua. Trong bối cảnh giá dầu suy giảm, các doanh nghiệp lớn của ngành Dầu khí, trong đó có BSR vẫn tăng trưởng mạnh, giúp ổn định kinh tế vĩ mô. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là nhà máy số 1 ở Việt Nam trong lĩnh vực lọc dầu và tiếp tục được Nhà nước quan tâm chỉ đạo trở thành trụ cột trong lĩnh vực này. Ông Trần Văn Thanh lưu ý BSR cần đẩy nhanh tiến độ thực hiện Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, bởi đây là dự án có quy mô lớn, sự thành công của dự án tiếp tục đảm bảo an ninh năng lượng cho quốc gia.

Đức Chính

Hội thảo quốc tế về lĩnh vực chế biến dầu khí



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 17 - 19/11/2015, tại Tp. Đà Nẵng, Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) và Connec Force Events tổ chức Hội thảo quốc tế với chủ đề "International Downstream - Tech Vietnam 2015". Hội thảo thu hút sự quan tâm của các cơ quan quản lý nhà nước, các doanh nghiệp, chuyên gia trong lĩnh vực hạ nguồn ở nhiều quốc gia trên thế giới.

Hội thảo tập trung thảo luận các vấn đề như: cân bằng cung - cầu; tích hợp lọc - hóa dầu; các thách thức trong quản lý, vận hành, công nghệ của các dự án lọc hóa dầu quy mô lớn… đồng thời chia sẻ kinh nghiệm, xu hướng phát triển của lĩnh vực chế biến dầu khí.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Lê Mạnh Hùng đã giới thiệu ngành công nghiệp chế biến dầu khí của Việt Nam; năng lực, sản phẩm, các dự án chế biến dầu khí Petrovietnam đã và đang triển khai, đồng thời khẳng định mong muốn mở rộng hợp tác với các đối tác quốc tế.

Trần Minh

NHÀ MÁY ĐIỆN NHƠN TRẠCH 2 ƯỚC ĐẠT SẢN LƯỢNG 5 TỶ KWH

Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (PVPower NT2) cho biết sản lượng điện năm 2015 ước đạt 5 tỷ kWh, doanh thu trên 6.500 tỷ đồng. Trước đó, PVPower NT2 đã hoàn thành kế hoạch sản lượng điện sản xuất năm 2015 (4,295 tỷ kWh) vào 11 giờ 56 phút ngày 20/10/2015, về đích trước 72 ngày. Như vậy, sau 4 năm vận hành thương mại (từ 16/10/2011), Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 đã cung cấp cho lưới điện Quốc gia trên 20 tỷ kWh.

Thúy Hằng

KHỞI CÔNG CHÂN ĐẾ GIÀN SƯ TỬ TRẮNG

Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã khởi công chân đế giàn Sư Tử Trắng, thuộc Dự án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 1 do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) là chủ đầu tư, PTSC M&C là tổng thầu EPCI. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ tập trung nhân lực thi công chế tạo để đến tháng 6/2016 sẽ hoàn thành chế tạo trên bờ, bàn giao cho tổng thầu và chủ đầu tư.

Minh Phương

VẬN HÀNH VÀ BẢO DƯỠNG SỬA CHỮA CÁC CÔNG TRÌNH KHÍ

Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Công ty Khí Cà Mau đã tổ chức Diễn đàn "Vai trò của thanh niên trong công tác vận hành và bảo dưỡng sửa chữa các công trình khí". Các đơn vị đã tập trung thảo luận: "Các khó khăn trong công tác tiếp nhận Nhà máy xử lý khí Cà Mau"; "Công tác an toàn trong vận hành nhà máy xử lý khí - các sự cố gặp phải và xử lý sự cố"; "Công tác an toàn trong bảo dưỡng sửa chữa nhà máy xử lý khí, kiểm soát tiến độ bảo dưỡng sửa chữa"; "Chương trình quản lý tính toàn vẹn đường ống (PIMS)".

Nguyễn Đình

PVFCCo nhận Giải thưởng "Quản trị công ty khu vực ASEAN"



Chủ tịch HĐQT PVFCCo Lê Cự Tân đại diện nhận giải thưởng. Ảnh: PVFCCo

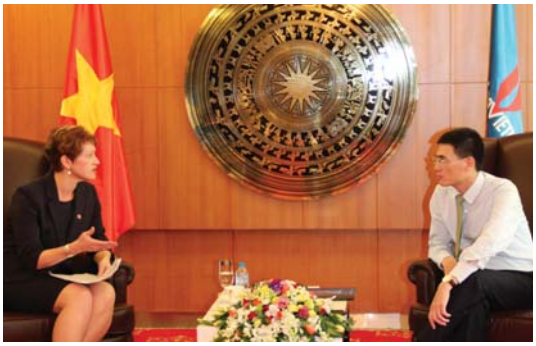
Ngày 14/11/2015, tại Phillipines, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã vinh dự nhận giải thưởng "Quản trị công ty khu vực ASEAN" cho 3 công ty niêm yết có điểm quản trị công ty đứng đầu Việt Nam theo chương trình Thẻ điểm quản trị công ty khu vực ASEAN.

Giải thưởng "Quản trị công ty khu vực ASEAN" nằm trong dự án đánh giá Quản trị công ty của ASEAN do Diễn đàn Thị trường Tài chính khu vực ASEAN (ACMF) thực hiện từ năm 2012 đến nay, nhằm mục đích đánh giá và vinh danh các công ty niêm yết dẫn đầu về quản trị công ty trong khu vực và được kỳ vọng nâng cao hình ảnh công ty niêm yết, khả năng thu hút đầu tư cũng như nâng cao hình ảnh thị trường vốn, hướng tới hội nhập ASEAN.

Ông Lê Cự Tân - Chủ tịch HĐQT PVFCCo cho biết: "PVFCCo rất vinh dự nằm trong top 3 các công ty niêm yết Việt Nam được nhận Giải thưởng cao quý này. Giải thưởng này đã góp phần nâng cao hình ảnh, thương hiệu và uy tín của PVFCCo đối với cổ đông, nhà đầu tư nói riêng và trong cộng đồng doanh nghiệp ASEAN nói chung".

Vũ Đình

Tiềm năng hợp tác trong lĩnh vực xuất nhập khẩu LNG



Tổng giám đốc PV GAS tiếp Thứ trưởng Bộ Thương mại Quốc tế bang British Columbia - Canada. Ảnh: PV GAS

Ngày 9/11/2015, tại Tp. Hồ Chí Minh, Thứ trưởng Bộ Thương mại Quốc tế bang British Columbia - Canada Shannon Baskerille đã đến thăm và làm việc tại Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn đã giới thiệu quá trình hình thành và phát triển của ngành công nghiệp khí Việt Nam. Trong thời gian qua, PV GAS vẫn thường xuyên trao đổi, cập nhật thông tin về các dự án nhập khẩu LNG tại Việt Nam; khả năng xuất khẩu LNG từ Canada, xúc tiến các mối liên hệ hợp tác chuyên ngành với các doanh nghiệp và nhà đầu tư Canada.

Thứ trưởng Shannon Baskerille và đoàn công tác đánh giá cao sự phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam và quan hệ hợp tác giữa doanh nghiệp 2 nước. Hai bên trao đổi, thảo luận về Chiến lược phát triển LNG của Việt Nam, các cơ hội hợp tác giữa PV GAS với các doanh nghiệp bang British Columbia (Canada) trong việc cung cấp LNG cho Việt Nam và xem xét khả năng PV GAS tham gia đầu tư vào các dự án sản xuất LNG tại bang British Columbia.

Nguyễn Cầm

SẢN PHẨM DẦU NHỚT EXXONMOBIL TRỞ LẠI THỊ TRƯỜNG VIỆT NAM



Lãnh đạo ExxonMobil trao giấy chứng nhận cho Tổng giám đốc Công ty CP Dầu khí Quốc tế PAN. Ảnh: Việt Nga

Ngày 17/11/2015, Công ty CP Dầu khí Quốc tế PAN đã ký Hợp đồng với ExxonMobil, chính thức trở thành nhà phân phối ủy quyền của Tập đoàn này tại thị trường miền Bắc Việt Nam. Sau 5 năm, ExxonMobil đánh dấu sự trở lại thị trường Việt Nam thông qua hình thức chỉ định các nhà phân phối chiến lược toàn diện. Theo đó, Công ty CP Dầu khí Quốc tế PAN sẽ trực tiếp phân phối các dòng sản phẩm của ExxonMobil: Mobil 1 và Mobil Super dành cho xe gắn máy và xe hơi; Mobil Delvac và Mobil Delvac 1 dành cho xe tải, xe buýt và xe chuyên dụng; Mobil SHC và mỡ Mobil dành cho các ứng dụng công nghiệp.

ExxonMobil tập trung phát triển các dòng sản phẩm dầu nhớt chất lượng cao, tăng cường công suất sử dụng thiết bị, nâng cao năng suất và hiệu quả sử dụng năng lượng với công nghệ tiên tiến và thân thiện với môi trường.

Bùi Việt

TIN THẾ GIỚI

Định hình tương lai của hệ thống năng lượng Đông Nam Á

Nghiên cứu của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho thấy có 4 vấn đề sẽ định hình tương lai của hệ thống năng lượng khu vực Đông Nam Á đến năm 2040.

Thứ nhất, việc đẩy mạnh quan hệ hợp tác xuyên biên giới hiện nay, triển khai kịp thời các kế hoạch và dự án mới để kết nối các thị trường trong khu vực như lưới điện và các đường ống dẫn khí xuyên ASEAN, có thể giúp khu vực Đông Nam Á thúc đẩy phát triển các nguồn năng lượng từ xa, có chi phí cao, tạo điều kiện sử dụng hiệu quả hơn các nguồn lực trong khu vực và tăng cường an ninh năng lượng.

Thứ hai, thu hút đầu tư trong lĩnh vực năng lượng đảm bảo sự tăng trưởng liên tục, tăng cường an ninh năng lượng và phát triển bền vững cho khu vực Đông Nam Á. Đảm bảo nhu cầu năng lượng của khu vực theo kịch bản trung bình của IEA cần tới 2,5 nghìn tỷ USD đầu tư tích lũy trong cơ sở hạ tầng cung cấp năng lượng đến năm 2040, trung bình gần 100 tỷ USD/năm. Trong đó, chủ yếu đầu tư cho ngành điện (chiếm trên ½); và hơn 420 tỷ USD để cải thiện hiệu quả năng lượng.

Thứ ba, chương trình điện khí hóa và mô hình kinh doanh sáng tạo đã thành công tại một số quốc gia Đông Nam Á như: Brunei, Malaysia, Singapore, Thái Lan và Việt Nam.

Thứ tư, Đông Nam Á đang là một trong những khu vực năng động nhất trên thế giới trong việc giảm trợ giá



Đông Nam Á cần đầu tư cơ sở hạ tầng cung cấp năng lượng gần 100 tỷ USD/năm. Nguồn: Drillingcontractor

cho nhiên liệu hóa thạch. Trợ giá cho nhiên liệu hóa thạch trong năm 2014 tại khu vực này đạt khoảng 36 tỷ USD, nhưng vẫn không cung cấp đủ năng lượng cho người nghèo với giá cả phải chăng, mà lại khuyến khích sử dụng năng lượng lãng phí, tăng gánh nặng cho ngân sách và cản trở đầu tư cho công nghệ tiết kiệm năng lượng. Sự sụt giảm giá dầu từ giữa năm 2014 đã mở ra một hướng để giảm trợ giá mà không gây tác động đến người tiêu dùng hoặc gây lạm phát. Khả năng cải cách bền vững có thể được cải thiện nếu trợ giá được thực hiện khi: có cơ chế giá đúng đắn; cải cách theo từng bước; quản lý các tác động; tham khảo ý kiến và trao đổi.

Tạ Anh *(theo IEA)*

Iran không cần sự cho phép của OPEC để tăng sản lượng dầu



Iran ưu tiên đẩy mạnh xuất khẩu khí đốt trong giai đoạn 2016 - 2021. Nguồn: Iran-daily

Bên lề Diễn đàn Các nước Xuất khẩu Khí đốt (GECF) ngày 21/11/2015, Bộ trưởng Dầu mỏ Iran Bijan Zanganeh cho biết nước này không cần sự cho phép của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) hay bất kỳ tổ chức nào khác để tăng sản lượng dầu sau khi các biện pháp trừng phạt được dỡ bỏ. GECF có 17 thanh viên thường trực và đang nắm giữ 42% sản lượng khí đốt toàn cầu, 70% trữ lượng khí đốt toàn cầu, 40% đường ống dẫn khí, và 65% thương vụ LNG toàn cầu.

Trong cuộc gặp gỡ báo chí ngày 17/11/2015, Bộ trưởng Dầu mỏ Iran cho biết nước này sẽ tăng gấp đôi kim ngạch xuất khẩu dầu thô sau khi các biện pháp trừng phạt được dỡ bỏ dự kiến vào đầu năm 2016. Iran có kế hoạch xuất khẩu thêm 500.000 thùng dầu/ngày vào 6 tháng sau.

Giám đốc Công ty Khí đốt Quốc gia Iran (NIGC) Reza Araqi cho biết: "Là nước có trữ lượng khí đốt tự nhiên lớn nhất thế giới, Iran đã xác định một số kịch bản cho xuất khẩu và thúc đẩy sự hiện diện của Iran trên thị trường khí quốc tế". Trong giai đoạn 2016 - 2021, Iran ưu tiên đẩy mạnh xuất khẩu khí đốt và tăng vai trò của Iran trong thị trường khí đốt toàn cầu. Iran cũng có kế hoạch tăng sản lượng khai thác khí lên 330 tỷ m^3 vào năm 2017.

Iran hiện đang xuất khẩu 1,1 triệu thùng dầu thô/ngày và hy vọng sẽ quay lại sản lượng như trước khi bị áp dụng lệnh trừng phạt ở mức 2,2 triệu thùng dầu thô/ngày. Tổng sản lượng khai thác của Iran hiện nay ở mức 3,1 triệu thùng/ngày.

Hiền Trang *(theo Iran-daily.com)*

Cuba mới khai thác 5% trữ lượng dầu khí



Ngành dầu khí Cuba khó phát triển do thiếu vốn và công nghệ hiện đại.
Nguồn: Juliengoldstein

Bà María Yodalis Hernández, Công ty Khoan và Khai thác Dầu mỏ Cuba (Cuba's Drilling and Oil Extraction Company - EPEPC) cho biết, ngành dầu khí nước này mới chỉ khai thác khoảng 5% trữ lượng đã được phát hiện do thiếu vốn và công nghệ để phát triển các mỏ dầu lớn như Varadero 1000. Sự cải thiện trong quan hệ ngoại giao với Mỹ đang mang lại cơ hội để Cuba phát triển nguồn lực và công nghệ hiện đại.

Cuba đang đặt mục tiêu thu hút ít nhất 2 tỷ USD vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) mỗi năm. Tuy nhiên, các chuyên gia cho rằng hoạt động khai thác và chế biến dầu mỏ của Cuba khá khó và tốn kém do đây là loại dầu rất nặng (8 - 12°API). Sản lượng dầu khí khai thác trong nước mới chỉ đáp ứng 40% nhu cầu năng lượng của Cuba, trong đó bao gồm cả sản xuất điện. Hoạt động dầu khí của Cuba đang triển khai nhờ nguồn vốn đầu tư ổn định và liên doanh với các doanh nghiệp nước ngoài từ Canada, Australia, Trung Quốc, Liên bang Nga và Venezuela.

Cuba đang ưu tiên sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo, dự báo sẽ chiếm khoảng 24% tổng nguồn cung năng lượng của nước này vào năm 2030, trong đó 14% từ sinh khối, 6% từ năng lượng gió, 3% từ năng lượng mặt trời và 1% từ thủy điện. Hiện, năng lượng tái tạo của Cuba chỉ chiếm 4,6% năng lượng sử dụng trong nước.

Ngọc Phương *(theo Globalissues)*

Turkmenistan khởi công xây dựng đường ống dẫn khí 10 tỷ USD



Đường ống dẫn khí Turkmenistan - Afghanistan - Pakistan - Ấn Độ (TAPI) dài 1.800km, công suất 33 tỷ m^3/năm

Ngày 7/11/2015, Chính phủ Turkmenistan cho biết, Tổng thống Gurbanguly Berdymukhamedov đã yêu cầu các công ty nhà nước Turkmengaz và Turkmengazneftstroi bắt đầu xây dựng đường ống dẫn khí đốt từ Turkmenistan sang Ấn Độ, Pakistan và Afghanistan.

Đường ống dẫn khí Turkmenistan - Afghanistan - Pakistan - Ấn Độ (TAPI) dài 1.800km, công suất 33 tỷ m^3/năm và có tổng mức đầu tư trên 10 tỷ USD. Sau khi được đưa vào vận hành (dự kiến cuối năm 2018), dự án trên có thể giúp giảm bớt tình trạng thiếu hụt năng lượng đang gia tăng tại Ấn Độ và Pakistan; đồng thời giúp Turkmenistan đa dạng hóa nguồn xuất khẩu khí đốt.

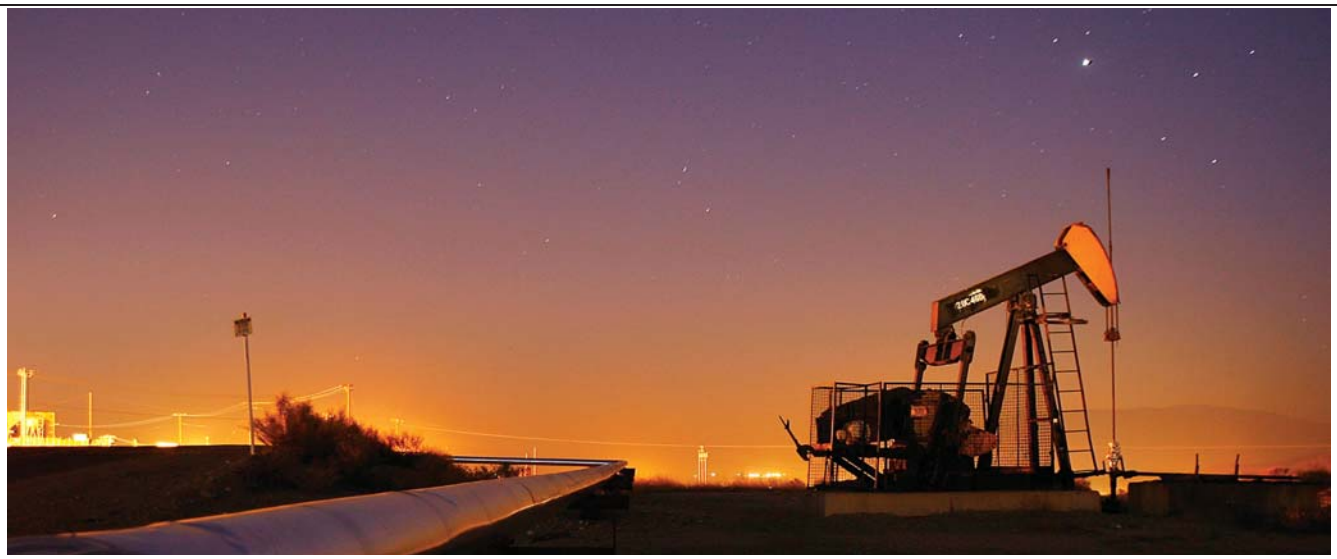
Hồng Anh *(theo TTXVN)*

ANH SẼ ĐÓNG CỬA CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN GÂY Ô NHIỄM

Ngày 18/11/2015, Chính phủ Anh cho biết từ nay đến năm 2025 sẽ đóng cửa các nhà máy nhiệt điện than không ứng dụng công nghệ hạn chế phát thải khí carbon, gây ô nhiễm môi trường. Tuy nhiên, các nhà máy được trang bị hệ thống hạn chế phát thải khí carbon vẫn tiếp tục hoạt động. Quốc đảo sương mù đã sử dụng năng lượng hạt nhân để thay thế trong chính sách năng lượng phát thải khí carbon thấp, trái ngược với Đức đang tìm cách giảm dần nguồn năng lượng này sau thảm họa Fukushima ở Nhật Bản năm 2011.

Hội nghị thượng đỉnh của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP 21) với sự tham gia của các nhà lãnh đạo hàng đầu thế giới nhằm tiến tới một thỏa thuận quốc tế về hạn chế phát thải khí carbon và ngăn chặn những tác động tiêu cực của hiện tượng nóng lên toàn cầu, sẽ diễn ra tại Paris từ ngày 30/11 - 11/12/2015.

Minh Anh *(theo TTXVN)*



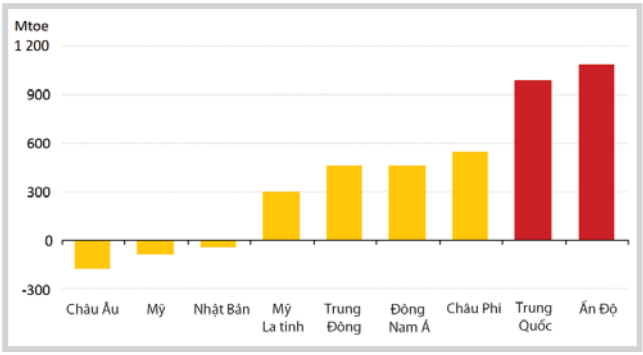
THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Triển vọng năng lượng toàn cầu 2015

Ngày 10/11/2015, trong Báo cáo "Triển vọng Năng lượng toàn cầu 2015" (WEO-2015), Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo giá dầu sẽ trở lại mức 80USD/thùng vào năm 2020 trong kịch bản trung bình, mặc dù quá trình điều chỉnh trên thị trường dầu còn nhiều bất ổn. Đến năm 2020, nhu cầu dầu mỏ thế giới mỗi năm tăng trung bình là 900 nghìn thùng/ngày, đạt tới 103,5 triệu thùng/ngày vào năm 2040. Tuy nhiên, nhu cầu dầu mỏ của Mỹ, EU và Nhật Bản sẽ giảm khoảng 10 triệu thùng/ngày tới năm 2040.

Về nguồn cung, việc cắt giảm đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn hiện nay (ước tính khoảng hơn 20% trong năm 2015) sẽ dẫn đến tổng sản lượng đạt đỉnh của các nước ngoài Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) trước năm 2020 chỉ đạt trên 55 triệu thùng/ngày. Tăng trưởng sản lượng của OPEC (trong đó dẫn đầu là Iraq và Iran) phải đối mặt với những thách thức lớn như: nguy cơ bất ổn ở Iraq, cơ sở hạ tầng và tổ chức yếu kém; sự cần thiết trong việc bảo đảm công nghệ và đầu tư quy mô lớn được yêu cầu tại Iran (giả sử việc xóa bỏ lệnh trừng phạt thành công). Đầu tư trung bình cho thăm dò khai thác dầu khí trên toàn thế giới trong 5 năm qua đạt 630 tỷ USD/năm. Con số này chỉ đủ bù đắp cho sự suy giảm sản lượng tại các mỏ hiện có và để đảm bảo sản lượng trong tương lai duy trì ở mức như hiện nay. Tuy nhiên để đảm bảo an ninh thị trường dầu mỏ, các nước không nên chủ quan về tình trạng dư thừa nguồn cung.

Sản lượng dầu chặt sít của Mỹ bị gián đoạn trong ngắn hạn nhưng sẽ lại tiếp tục tăng khi giá dầu được phục hồi, nhờ việc liên tục cải tiến công nghệ. Tuy nhiên, sản

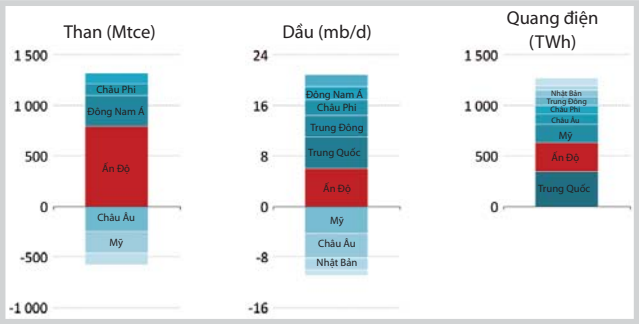


Nguồn: IEA

Hình 1. *Nhu cầu năng lượng ở các khu vực trên thế giới trong giai đoạn 2014 -2040*

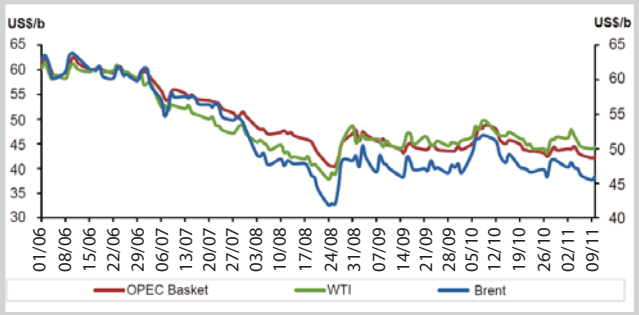
lượng này chỉ đạt mức trên 5 triệu thùng/ngày trong đầu những năm 20 của thế kỷ XXI, trước khi bắt đầu giảm dần do chi phí sản xuất cao và điều kiện khai thác ngày càng khó khăn.

Trong kịch bản giá dầu thấp, IEA cho rằng giá dầu sẽ giữ ở mức gần 50USD/thùng cho đến cuối thập kỷ này trước khi tăng trở lại mức 85USD/thùng vào năm 2040. Quỹ đạo này dựa trên những giả định về tăng trưởng kinh tế toàn cầu thấp trong ngắn hạn; sự ổn định ở Trung Đông; sự thay đổi bền vững hơn trong chiến lược sản xuất của OPEC để đảm bảo lợi ích và thị phần trong thị trường dầu mỏ toàn cầu (cũng như để đạt được một mức giá hợp lý để bảo vệ vị trí của dầu mỏ trong cơ cấu năng lượng toàn cầu); và tính linh hoạt của các nước sản xuất dầu ngoài OPEC đối với thị trường. Với nhu cầu cao hơn, đặc biệt là trong ngành giao thông - vận tải, sẽ đẩy lượng dầu tiêu thụ lên đến 107 triệu thùng/ngày vào năm 2040. Độ bền vững của kịch bản này phụ thuộc vào khả năng và sự sẵn sàng của các nước có sản lượng dầu mỏ lớn (được sản xuất với giá thấp) ở mức cao hơn nhiều so với kịch bản trung bình. Trong kịch bản giá dầu thấp, Trung Đông đang



Nguồn: IEA

Hình 2. *Nhu cầu sử dụng năng lượng của Ấn Độ trong giai đoạn 2014 - 2040*



Nguồn: OPEC

Hình 3. *Biểu đồ diễn biến giá dầu từ ngày 1/6 - 9/11/2015*

Bảng 1. *Giá dầu trung bình của các nước xuất khẩu dầu chính trên thị trường thế giới (USD/thùng)*

Loại dầu	15/9/2015	15/10/2015
OPEC basket chuẩn	44,83	45,02
Arab nhẹ - Saudi Arabia	45,56	45,37
Basrah nhẹ - Iraq	43,41	43,50
Bonny nhẹ 37° - Nigeria	48,01	49,16
Es Sider - Libya	46,71	47,56
Girassol - Angola	48,01	48,45
Iran nặng - Iran	44,62	44,55
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	43,96	43,61
Marine - Qatar	45,88	45,89
Merey - Venezuela	34,13	35,48
Murban - UAE	48,88	49,48
Oriente - Ecuador	41,03	39,91
Saharan trộn 44° - Algeria	48,36	49,51
Minas 34° - Indonesia	42,05	42,13
Fateh 32° - Dubai	45,38	45,84
Isthmus 33° - Mexico	47,71	46,90
Brent 38° - Vương quốc Anh	47,61	48,56
Urals - Liên bang Nga	47,19	47,49
WTI/Brent	(2,13)	(2,30)
Brent/Dubai	2,23	2,72

Nguồn: Platt's/OPEC's MOMR 11/2015

chiếm thị phần lớn hơn trong cơ cấu thị trường dầu mỏ so với bất kỳ thời điểm nào trong 40 năm qua. Thị trường phát triển theo hướng này sẽ khiến các nước sản xuất dầu giảm doanh thu. Cụ thể, doanh thu xuất khẩu dầu mỏ của OPEC giảm 1/4 so với kịch bản trung bình, cho dù sản lượng có cao hơn.

IEA dự báo năm 2040, Ấn Độ sẽ chiếm gần 1/4 nhu cầu năng lượng toàn cầu do các chính sách đẩy nhanh quá trình hiện đại hóa, phát triển cơ sở hạ tầng, và sự gia tăng dân số... Nhu cầu than cho sản xuất điện và các ngành công nghiệp tăng gần tới mức 1/2 cơ cấu năng lượng, sẽ đưa Ấn Độ trở thành nước có mức tăng trưởng tiêu thụ than đá lớn nhất thế giới vào năm 2020; đồng thời vượt qua Nhật Bản, EU, Trung Quốc để trở thành nước sản xuất than lớn thứ hai thế giới (Hình 2).

Trung Quốc đang đứng đầu thế giới về sản xuất và tiêu thụ than đá; tiêu thụ sản lượng điện tái tạo; và đến những năm 30 của thế kỷ XXI sẽ vượt qua Mỹ để trở thành nước tiêu thụ dầu lớn nhất và có một thị trường khí đốt lớn hơn so với Liên minh châu Âu. IEA dự báo tổng nhu cầu năng lượng của Trung Quốc vào năm 2040 sẽ gần gấp đôi nhu cầu năng lượng của Mỹ.

Dự báo khuynh hướng thị trường của IEA

Trong báo cáo thị trường dầu khí tháng 11/2015, IEA dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu khí thế giới sẽ chậm lại và đạt mức 1,2 triệu thùng/ngày vào năm 2016 sau khi tăng lên mức cao nhất 5 năm là 1,8 triệu thùng/ngày trong năm 2015.

Nguồn cung dầu mỏ toàn cầu đạt mức 97 triệu thùng/ngày trong tháng 10/2015, do sản lượng của các nước ngoài OPEC phục hồi từ mức thấp của tháng trước. Mặc dù có khả năng phục hồi sản lượng, song các quốc gia sản xuất dầu như Liên bang Nga, các nước ngoài OPEC được IEA dự báo sản lượng sẽ sụt giảm hơn 0,6 triệu thùng/ngày trong năm tiếp theo. Giá dầu chặt sít nhẹ (Light tight oil - LTO) của Mỹ, nhân tố chính ảnh hưởng tới tăng trưởng của các quốc gia ngoài OPEC, dự kiến sẽ giảm 0,6 triệu thùng/ngày trong năm 2016. Nguồn cung dầu từ các quốc gia thuộc OPEC ổn định ở mức 31,76 triệu thùng/ngày trong tháng 10, với sự sụt giảm ở Iraq và Kuwait được bù đắp bởi nguồn cung tăng từ Libya, Saudi Arabia và Nigeria.

Tổng lượng dầu tồn kho tại các nước OECD tăng 13,8 triệu thùng lên mức kỷ lục gần 3 tỷ thùng trong cuối tháng 9/2015, giai đoạn thường cho thấy mức tồn kho sẽ giảm đi. Tốc độ tăng này đã chậm lại vào Quý III/2015 đạt 1,6 triệu thùng/ngày, từ mức 2,3 triệu thùng/ngày trong Quý II/2015 nhưng vẫn cao hơn đáng kể so với mức trung bình.

Kết thúc phiên giao dịch ngày 18/11/2015, tại thị trường New York, giá dầu ngọt nhẹ WTI giao tháng 12/2015 tăng nhẹ lên 40,75USD/thùng. Tại thị trường London, giá dầu Brent Biển Bắc giao tháng 1/2016 cũng tăng 57 cent lên mức 44,14USD/thùng. Báo cáo của Bộ Năng lượng Mỹ (DoE) công bố cùng ngày cho biết, dự trữ

dầu thô của Mỹ trong tuần kết thúc ngày 13/11/2015 tăng thêm 300.000 thùng lên 487,3 triệu thùng, cao hơn 28% so với cùng kỳ năm 2014.

Hoạt động sản xuất kinh doanh của các công ty dầu khí

Total cắt giảm 3 tỷ USD ngân sách đầu tư năm 2016, chỉ còn lại 20 - 21 tỷ USD và quyết định từ năm 2017 trở đi chỉ duy trì ở mức 17 - 19 tỷ USD. Với mức cắt giảm này, sản lượng khai thác của Total trong tương lai sẽ thấp hơn rất nhiều so với kế hoạch dài hạn đã đề ra trước đây. Hiện mức gia tăng sản lượng hàng năm của Total ước đạt 11%, nhưng trong giai đoạn 2014 - 2017 chỉ đạt mức 6 - 7%/năm và có thể chỉ đạt 5%/năm trong giai đoạn 2014 - 2019. Sản lượng khai thác gia tăng của Total trong thời gian tới chủ yếu dựa vào 20 mỏ mới bắt đầu hoạt động, song sản lượng của 8 mỏ trong số này đã suy giảm đến mức có thể phải ngừng khai thác. Trong lĩnh vực thăm dò, Total đặt mục tiêu trữ lượng phát hiện mới trong giai đoạn 2016 - 2018 không vượt quá 1,5 tỷ thùng dầu quy đổi. Ở vịnh Mexico phần thuộc Mỹ, 3 giếng thẩm lượng của Total chỉ đạt 400 triệu thùng dầu quy đổi trữ lượng có khả năng (probable). Total cũng triển khai 2 đề án Yamal LNG và LNG Ichthys, đề án thứ 2 bị chậm và chi phí vượt tính toán ban đầu.

Quicksilver Resources Inc. hoạt động trong lĩnh vực tài nguyên dầu khí phi truyền thống đã đệ đơn xin phá sản. Tòa án Mỹ đang gọi đấu thầu bán công ty hoặc một phần tài sản của doanh nghiệp này ở Mỹ và Canada, gồm 949 tỷ ft^3 trữ lượng xác minh khí phiến sét Barnett (Texas, Mỹ) và 282 tỷ ft^3 trữ lượng khí xác minh Horseshoe (Canada).

Ủy ban Năng lượng Quốc gia Canada cho biết lượng khí đốt xuất khẩu của nước này sang Mỹ trong giai đoạn 2007 - 2014 đã giảm trên 65%, từ 2,82 tỷ ft^3/ngày xuống còn 0,95 tỷ ft^3/ngày do sản lượng khai thác khí của Mỹ tăng.

Cơ quan Quản lý Dầu khí Anh (UK Oil & Gas Authority) đã phê chuẩn đề án phát triển mỏ khí - condensate Culzean, có áp suất và nhiệt độ cao (HPHT) ở trung tâm Biển Bắc. Maersk Oil và các đối tác trong liên doanh JX Nippon, BP PLC đã đầu tư 4,5 tỷ USD để phát triển mỏ này và được chính phủ phê chuẩn đưa vào ngân sách năm 2015. Mỏ Culzean được phát hiện năm 2008, có trữ lượng ước tính 250 - 300 triệu thùng dầu quy đổi. Dự kiến, mỏ sẽ đưa vào khai thác trong năm 2019 với sản lượng 60 - 90 nghìn thùng dầu tương đương/ngày. Maersk Oil đã ký hợp đồng 1 tỷ USD với Sembcorp Marine (Singapore) để thiết kế mỏ, mua thiết bị và xây dựng giàn khai thác, bao gồm một giàn xử lý trung tâm, 2 cầu nối, giàn đầu giếng, giàn nhà ở, sinh hoạt, phòng thí nghiệm...

Bảng 2. *Danh sách 20 công ty dầu khí ngoài Mỹ có trữ lượng đứng đầu thế giới*

Đơn vị: triệu thùng

TT	Công ty	Trữ lượng (2014)
1	Petróleos de Venezuela S.A.	298.000,0
2	Saudi Arabian Oil Co.	265.789,0
3	National Iranian Oil Co.	157.800,0
4	Iraq National Oil Co.	144.211,0
5	Kuwait Petroleum Corp.	101.500,0
6	AbuDhabi National Oil Corp.	92.200,0
7	National Oil Corp. (Libya)	48.363,0
8	Nigerian National Petroleum Corp.	37.070,0
9	Qatar Petroleum Corp.	25.244,0
10	OAO Rosneft	25.053,6
11	OAO Lukoil	13.349,0
12	Sonatrach	12.200,0
13	Petróleo Brasileiro S.A.	11.109,6
14	PetroChina Co., Ltd	10.593,0
15	Petróleos Mexicanos	9.711,0
16	BP PLC	9.694,0
17	Sonangol	9.011,0
18	Petróleos del Ecuador	8.200,0
19	Total S.A.	5.303,0
20	Petroleum Development Oman LLC	5.151,0
	Tổng	**1.289.552,2**

Nguồn: Oil & Gas Journal, 7/9/2015

Bảng 3. *Danh sách 20 công ty dầu khí ngoài Mỹ có sản lượng đứng đầu thế giới*

Đơn vị: triệu thùng/năm

TT	Công ty	Sản lượng (2014)
1	Saudi Arabian Oil Co.	3.540,5
2	OAO Rofneft	1.618,7
3	Iraq National OilCo.	1.204,1
4	National Iranian Oil Co.	1.022,0
5	Kuwait Petroleum Corp.	1.018,0
6	Abu Dhabi National Oil Co.	1.014,0
7	PetroChina Co.,Ltd	945,5
8	Petróleos de Venezuela S.A.	912,5
9	Petróleos Mexicanos	886,5
10	Petróleo Brasileiro S.A.	783,7
11	Nigerian National Petroleum Corp.	693,9
12	BP PLC	665,4
13	OAO Lukoil	656,0
14	Sonangol	607,0
15	Royal Dutch Shell	488,0
16	OJSC Surgutneftegas	451,5
17	Sonatrach	404,1
18	Total S.A.	377,4
19	Statoil ASA	357,0
20	Petroleum Development Oman LLC	346,0
	Tổng	**17.991,7**

Nguồn: Oil & Gas Journal, 7/9/2015



Oil & Gas Journal đã công bố 150 công ty dầu khí đứng đầu thế giới năm 2014 theo nhiều tiêu chí, trong đó đa số là các công ty quốc tế có trụ sở tại Mỹ và các công ty Mỹ. Ở khu vực ASEAN, có 3 công ty đứng trong danh sách này là Pertamina (Indonesia), Petronas (Malaysia) và PTT (Thái Lan). Bảng 2 và 3 là danh sách 20 công ty dầu khí ngoài Mỹ có trữ lượng và sản lượng đứng đầu thế giới trong năm 2014.

Báo cáo phân tích của Moody's Investors Service cho thấy, doanh thu của các tập đoàn dầu khí lớn, kinh doanh đa ngành sẽ giảm khoảng 20% trong năm 2015 và sẽ phục hồi ở mức khiêm tốn trong năm 2016. Các tập đoàn được Moody's Investors Service khảo sát (gồm: ExxonMobil, Chevron, Shell, Total, Statoil, BG, BP, Eni, OMV và Repsol) cho rằng mức đầu tư cơ bản bị cắt giảm trong năm 2016 có thể cao hơn mức cắt giảm trong năm nay đến 10 - 20%. Việc cắt giảm đầu tư cơ bản, giảm giá thành sản xuất - điều hành và bán bớt tài sản mới có thể làm giảm tác động tiêu cực của giá dầu đang ở mức thấp hiện nay.

Moody's Investors Service cho rằng giá thành đầy đủ (gồm chi phí thăm dò, phát triển mỏ, khai thác) để sản xuất một thùng dầu quy đổi trong 4 năm qua tăng liên tục trong lúc tỷ suất lợi nhuận trung bình/thùng dầu quy đổi liên tục giảm từ 2,54 (2011); 1,56 (2014) và 7 tháng đầu năm 2015 là 1,25. Các công ty dầu khí đang tập trung triển khai các giải pháp: giảm số lượng giếng khoan, công suất khoan và dịch vụ trên thị trường dư thừa; đàm phán lại hoặc hủy bỏ các hợp đồng thuê giàn khoan, tái cơ cấu tổ chức sản xuất, cải cách hệ thống điều hành và chuẩn hóa thiết kế đề án, áp dụng tiến bộ khoa học - công nghệ,… nhằm nâng cao tỷ suất lợi nhuận trong các hoạt động thượng nguồn trong thời gian tới.

Theo thống kê của Moody's Investors Service, giá trị tài sản của các tập đoàn dầu khí lớn đã giảm hơn 35 tỷ USD trong giai đoạn 2013 - 2014 và có thể tiếp tục giảm 40 - 60 tỷ USD trong giai đoạn 2015 - 2016.

Về giá dầu thô, Moody Investors Service dự báo giá dầu WTI sẽ đạt trung bình 50USD/thùng (2015), 52USD/thùng (2016) và đến năm 2017 mới phục hồi ở mức 60USD/thùng. Trong khi đó, giá dầu Brent trong giai đoạn 2015 - 2017 sẽ lần lượt đạt 55 - 57 - 65USD/thùng.

Hà Phong *(giới thiệu)*

Phun phủ, phục hồi ball, seats cho các ball valve trong hệ thống công nghệ của Nhà máy Đạm Phú Mỹ

Trong quá trình vận hành, ball và seat của các van điều khiển (ball valve) 10-XV-2011, 20-HV-1041, 20-HV-1042, 10-XV-3022 (hãng Dresser) của Nhà máy Đạm Phú Mỹ bị xước, mòn, rỗ bề mặt làm cho van rò trong, ảnh hưởng đến xử lý công nghệ. Nhiều nhà cung cấp dịch vụ phun phủ kim loại trong và ngoài nước đã khảo sát nhưng từ chối tham gia xử lý vì không có khả năng phun phủ, mài rà mặt cầu của ball. Phòng Vật tư Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã liên hệ với nhà sản xuất nhưng chưa tìm ra giải pháp khắc phục. Chi phí mua vật tư, phụ tùng thay thế rất lớn. Tổng chi phí mua mới ball và seat để thay thế, sửa chữa cho 4 van điều khiển 10-XV-2011, 20-HV-1041, 20-HV-1042, 10-XV-3022 hãng Dresser lên tới 19,3 tỷ đồng.



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: CTV

Nhằm xử lý bề mặt làm việc của ball và seat, khắc phục tình trạng rò trong của van, KS. Kỷ Minh Trân và nhóm tác giả (Từ Cường, Trần Đình Hiệp, Lê Thế Đồng, Bùi Hữu Thắng) Nhà máy Đạm Phú Mỹ - Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã nghiên cứu, đề xuất giải pháp phun phủ, phục hồi bề mặt làm việc của ball và seat cho các van điều khiển bằng vật liệu tương đương.

Theo đó, ball được gá lên máy tiện để phun phủ mặt cầu. Sau đó dùng O-ring kim loại có đường kính bằng với đường kính vị trí làm việc của ball và bột mài rà áp lên bề mặt ball (nếu là seal ring PTFE), hoặc dùng các seat của van cùng bột rà để rà mặt cầu của ball (nếu phần làm kín do seat và ball tiếp xúc trực tiếp). Cụ thể:

Đối với các van có seat và ball cùng vật liệu thì dùng bột mài phù hợp (bột mài kim cương, bột mài nhôm oxide…) và sử dụng trực tiếp ball và seat để rà với nhau, đồng thời đánh dấu vị trí để khi lắp đúng với phần tiếp xúc khi rà.

Đối với các van có seat và ball khác vật liệu thì phải gia công O-ring kim loại và phủ lên một lớp vật liệu tương ứng với vật liệu phủ ball sau đó dùng bột mài phù hợp để mài rà.

Những vật liệu phun phủ thường được sử dụng là: Tungsten Carbide, Chrome Nickel, SS 316 (tùy loại ball và seat tương đương).

Theo nhóm tác giả, điều kiện cần thiết để áp dụng sáng kiến là: tình trạng hư hỏng của ball và seat chưa quá nặng làm biến dạng hình dáng, không bị khuyết nứt; các hư hỏng chỉ xảy ra trên bề mặt, không sâu quá 1mm và có nhà cung cấp dịch vụ phun phủ phù hợp.

Theo tính toán của nhóm tác giả, tổng chi phí phun phủ, phục hồi ball và seat để sửa chữa cho 4 van 10-XV-2011, 20-HV-1041, 20-HV-1042, 10-XV-3022 là 1,3 tỷ đồng. Như vậy, so sánh với mức giá mua mới vật tư để thay thế, giá trị làm lợi là 18 tỷ đồng. Các ball và seat sau khi phun phủ, phục hồi đều đáp ứng tốt yêu cầu kỹ thuật, khắc phục được tình trạng rò trong của van.

Giải pháp "Phun phủ, phục hồi ball, seats cho các ball valve" được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Lê Thị Phượng *(giới thiệu)*