

Dầu Khí



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

■ SỐ 2 - 2021

ISSN 2615-9902





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

TS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

ThS. Lê Ngọc Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

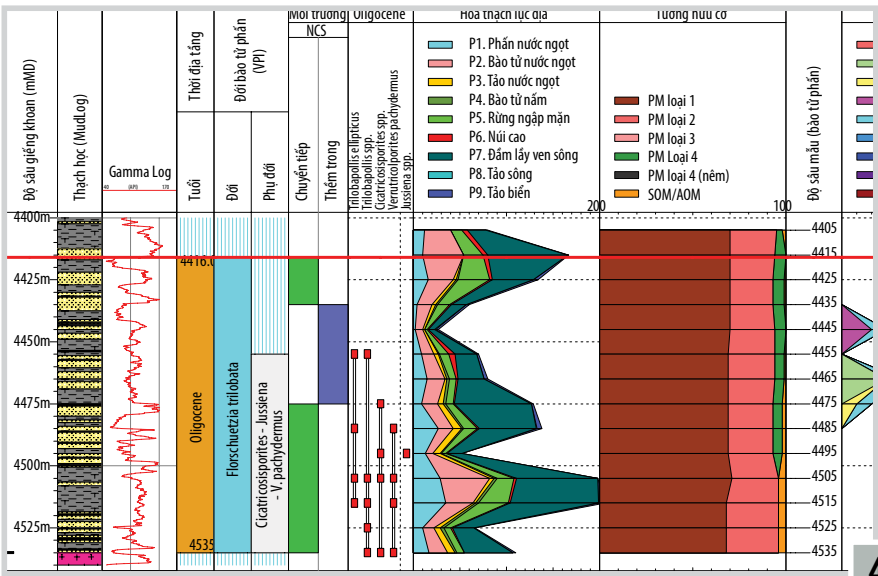
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tcdk@pvn.vn

Ảnh bìa: Một góc Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

- 4. Đặc điểm trầm tích Oligocene khu vực Lô 05-1(a) bể Nam Côn Sơn
- 16. Đặc điểm đá mẹ khu vực đảo Bạch Long Vĩ
- 21. Ứng dụng kỹ thuật chụp cắt lớp 2 mức năng lượng để phân tích, dự báo tính chất cơ lý của mẫu lõi



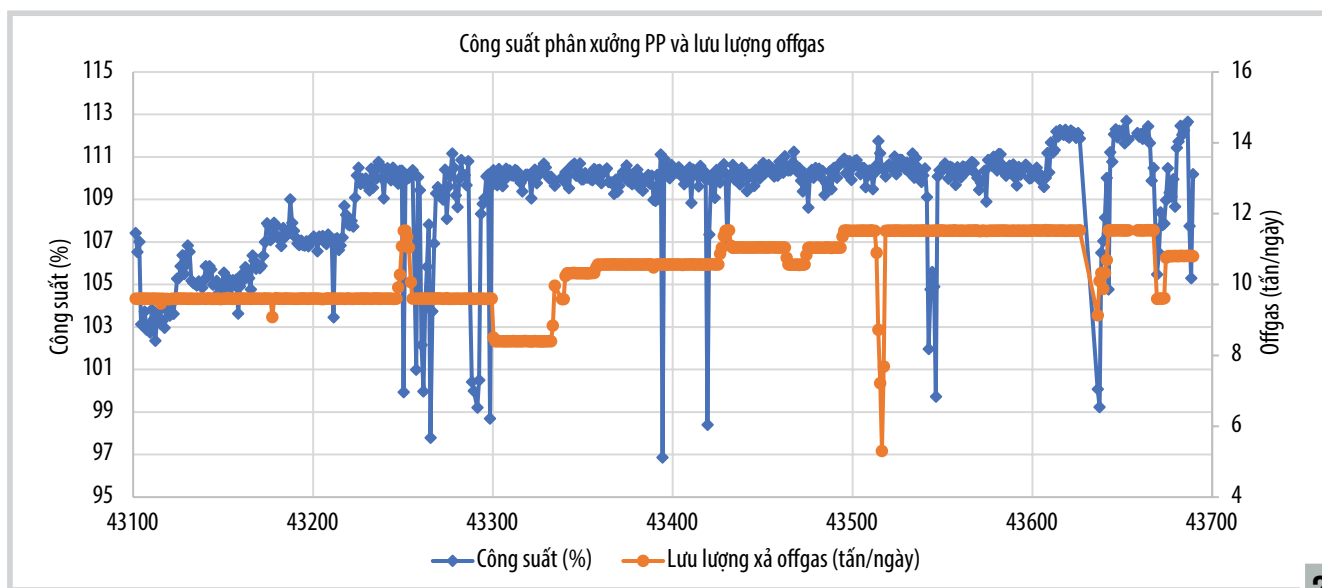
HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

- 28. Tối đa thu hồi cấu tử propylene bằng giải pháp giảm độ tinh khiết dòng sản phẩm propylene, tăng công suất chế biến của phân xưởng polypropylene tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

- 33. Cơ hội, thách thức từ cam kết cắt giảm thuế quan trong Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (RCEP) đối với hoạt động kinh doanh một số sản phẩm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

41. Nghiên cứu, chế tạo hệ thiết bị thí nghiệm dùng để xác định tốc độ lắng đọng paraffin trong dầu thô (cold finger)

51. Đặc trưng hóa tướng địa chất bằng phân loại trường sóng địa chấn

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Characteristics of Oligocene sediments in Block 05-1(a), Nam Con Son basin	4
Characteristics of source rock in Bach Long Vi island	16
Application of dual-energy CT scan to analyse and predict rock properties in core analysis	21
Optimisation of $C_3=$ recovery by lowering purity setting for propylene product to increase the capacity of poly-propylene plant at Dung Quat refinery	28
Opportunities and challenges from tariff reduction commitments within RCEP for trade in some of PVN's products	33
Research and build a testing equipment system for determining wax deposition rate of crude oil (cold finger)	41

ĐẶC ĐIỂM TRẦM TÍCH OLIGOCENE KHU VỰC LÔ 05-1(α) BỂ NAM CÔN SƠN

Mai Hoàng Đảm¹, Bùi Thị Ngọc Phương¹, Trương Tuấn Anh², Nguyễn Thị Thanh Nga¹, Trần Đức Ninh²

Vũ Thị Tuyền¹, Cao Quốc Hiệp², Nguyễn Văn Sửu¹, Nguyễn Thị Thắm¹, Phan Văn Thắng¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty TNHH MTV Điều hành thăm dò Khai thác Dầu khí Trong nước (PVEP POC)

Email: dammh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-01>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu sự phát triển của trầm tích Oligocene cùng các đặc điểm thạch học và địa hóa để phục vụ việc đánh giá mô hình hệ thống dầu khí trong Lô 05-1(a). Kết quả nghiên cứu cổ sinh - địa tầng từ các giếng khoan gần đây cho thấy có sự tồn tại của các trầm tích Oligocene, phân bố trải dài từ sườn phía Nam lên đến dải nâng Đại Hùng ở phía Bắc và được lắng đọng trong môi trường từ đồng bằng ven biển đến biển nông ven bờ. Thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô và có xu hướng thô dần về phía dải nâng Đại Hùng; lỗ rỗng quan sát được từ 2 - 6,5%, bị ảnh hưởng bởi quá trình nén ép 10 - 80% và xi măng hóa bởi các khoáng vật thứ sinh 10 - 70%. Đá mẹ ở khu vực sườn phía Nam giàu vật chất hữu cơ, đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt đến của số tạo dầu và cho tiềm năng sinh dầu - khí, trong khi ở dải nâng Đại Hùng thiên về tiềm năng sinh khí. Điều này cũng cho thấy đá mẹ trong Lô 05-1(a) mang tính địa phương, không đại diện cho nguồn sinh của khu vực.

Từ khóa: Trầm tích Oligocene, độ rỗng, đá mẹ, vật chất hữu cơ, kerogen, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm trong phân vùng cấu trúc của dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu thuộc phần rìa Tây Bắc của đới trũng Trung tâm. Dải nâng này phát triển kéo dài theo hướng Đông Bắc - Tây Nam và bị chia cắt thành nhiều khối bởi các hệ thống đứt gãy chủ yếu có phương Đông Bắc - Tây Nam (Hình 1b). Dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu có vai trò như một dải nâng giữa trũng, ngăn cách giữa 2 trũng lớn nhất là phụ đới trũng phía Bắc và phụ đới trũng Trung tâm của bể Nam Côn Sơn trong suốt quá trình phát triển địa chất từ Eocene đến Miocene và Pliocene đến Đệ tứ [1].

Cho đến nay vẫn chưa tìm thấy trầm tích Eocene hoặc cổ hơn trong các giếng khoan của bể Nam Côn Sơn. Kết quả minh giải tài liệu địa chấn cho thấy trầm tích Oligocene có bề dày lớn, phân bố ở khu vực Trung tâm bể, nơi chưa khoan đến trầm tích Oligocene [1]. Ở các khối nâng và sườn có nhiều giếng khoan được thực hiện đến móng cho thấy trầm tích Oligocene phủ bất chỉnh hợp trên bề

mặt móng trước Cenozoic như các cấu tạo Thanh Long, Tường Vi, Hải Âu, Dừa, Đại Hùng, Thiên Nga.

Trầm tích Oligocene có thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô xen kẹp các lớp sét kết và bột kết, trầm tích hạt mịn chứa vật chất hữu cơ ưu thế là kerogen hỗn hợp II/III cho khả năng sinh dầu và khí. Các trầm tích được chia thành 3 phần đặc trưng: Phía dưới là cát kết hạt từ mịn đến thô, đôi chỗ rất thô (sạn kết), cát kết chứa cuội, đôi khi xen kẹp bởi các lớp đá phun trào núi lửa, các lớp than và mảnh vụn than; giữa chủ yếu là thành phần hạt mịn, cấu trúc dạng phân lớp dày, dạng khối khá giàu vật chất hữu cơ cùng các lớp chứa than; phần trên là cát kết hạt trung, đôi chỗ có chứa glauconite, trùng lỗ, dino-cyst biển chứng tỏ có sự ảnh hưởng của môi trường biển (vùng chuyển tiếp hoặc biển nông ven bờ) vào giai đoạn cuối Oligocene ở một số khu vực [1], trong đó có khu vực nghiên cứu.

Nghiên cứu sự tồn tại của trầm tích Oligocene và các đặc điểm thạch học, địa hóa được thực hiện trên số liệu của 8 giếng khoan nằm trong (i) phần sườn phía Tây Nam; (ii) dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu (Hình 4) nhằm bổ sung thông tin cho việc đánh giá mô hình của hệ thống dầu khí trong Lô 05-1.



Ngày nhận bài: 24/6/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 25/6 - 17/12/2020.

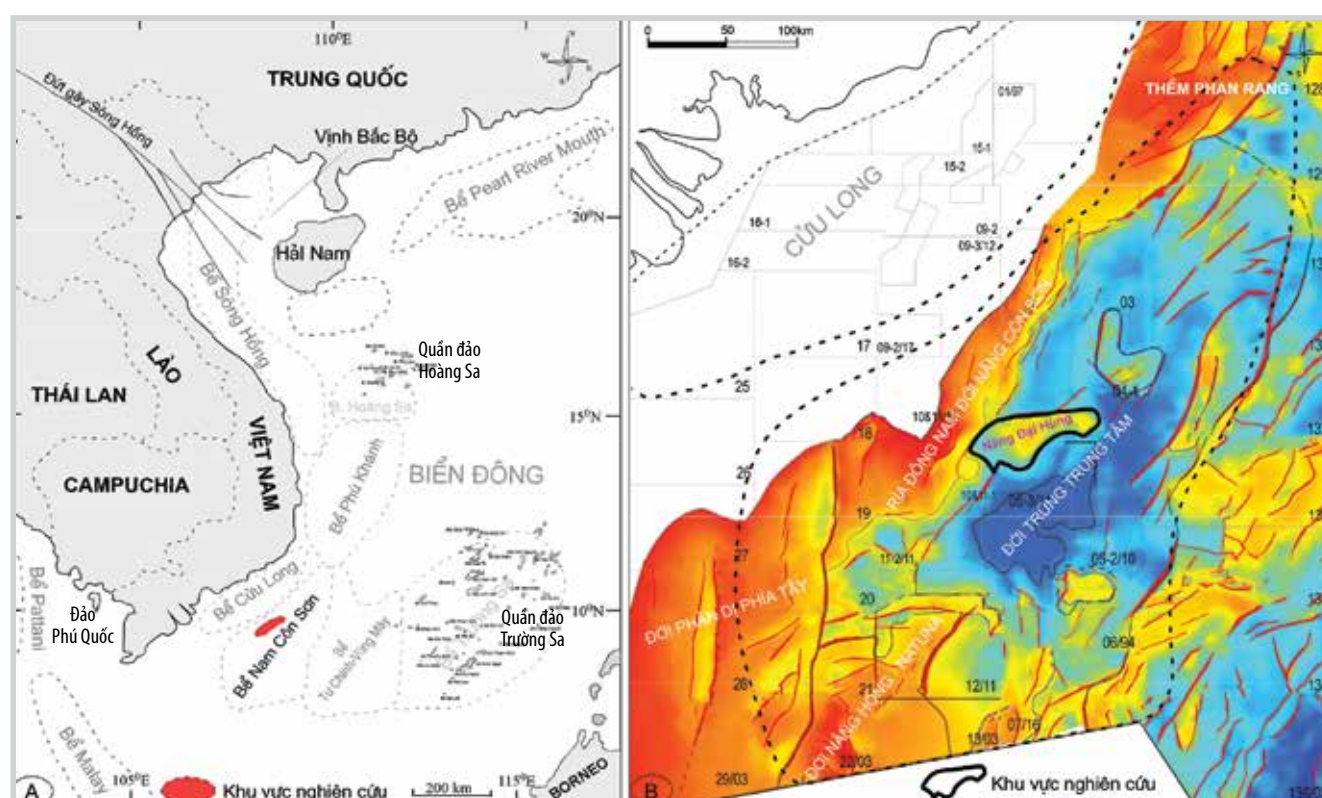
Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/2/2021.

2. Địa chất khu vực nghiên cứu

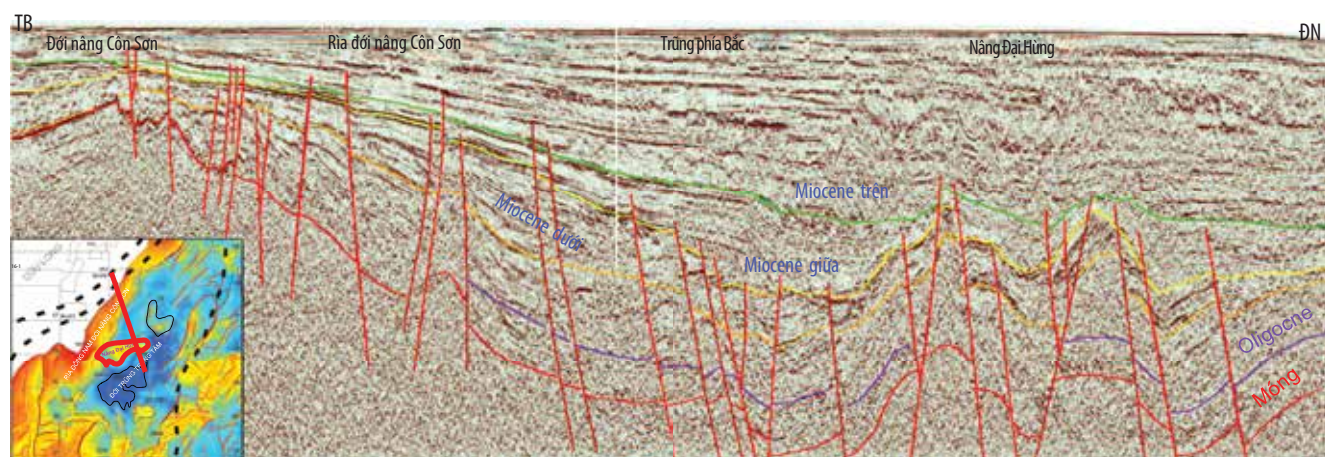
Lịch sử phát triển địa chất của khu vực nghiên cứu gắn liền với sự hình thành bể Nam Côn Sơn và quá trình tách giãn Biển Đông. Trong thời kỳ Paleocene, sự thúc đẩy về phía Đông Nam của mảng Indochina và sự trôi dạt về phía Nam của Biển Đông cổ cùng với sự va chạm giữa vi mảng lục địa Luconia và Borneo tạo nên hàng loạt các đứt gãy chuyển dạng bên phải (right-lateral transform faults) ở phía Đông của thềm lục địa kéo dài đến phía Đông của Luconia. Các hoạt động kiến tạo này có thể làm cho vị trí thềm Sunda kéo dài ra theo phương

Bắc Nam [2], đồng thời xảy ra quá trình bào mòn và san bằng địa hình cổ [1].

Vào cuối Eocene, bắt đầu tách giãn tạo rift theo phương Đông - Tây đồng thời với quá trình tách giãn và mở rộng Biển Đông trong suốt Oligocene. Trong giai đoạn này trục tách giãn Biển Đông có xu hướng chuyển dịch về phía Tây Nam cùng với hoạt động tích cực của hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam tạo nên các địa hào và bán địa hào chứa các trầm tích mảnh vụn chủ yếu thành tạo trong các môi trường đầm hồ, đồng bằng sông, châu thổ và đới nước lợ ven bờ [1].



Hình 1. (a) Vị trí bể Nam Côn Sơn trên thềm lục địa Việt Nam; (b) Sơ đồ phân vùng cấu trúc bể Nam Côn Sơn [1]



Hình 2. Mặt cắt địa chấn ngang qua dải nâng Đại Hùng - Măng Cẩu [1]

Vào Miocene sớm, giai đoạn sụt lún và mở rộng có sự phân đới rõ ràng do ảnh hưởng của yếu tố biến tiến từ phía Đông, trầm tích được lắng đọng từ phần trên đồng bằng châu thổ (upper delta plain) đến giới hạn thềm đồng bằng châu thổ (lower delta plain). Vào Miocene giữa, quá trình sụt lún vẫn tiếp tục và bắt đầu giai đoạn rift thứ 2 có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Thời kỳ này biển đã tiến sâu vào sườn phía Tây của bể tạo điều kiện cho trầm tích carbonate phát triển rộng rãi ở cấu tạo năng Măng Cầu và thềm Đông Nam [1].

Vào cuối Miocene giữa là giai đoạn nén ép và nghịch đảo kiến tạo, hình thành một bất chỉnh hợp khu vực. Giai đoạn Miocene muộn - Đệ tứ là giai đoạn lún chìm nhiệt mở rộng bể; các hoạt động kiến tạo, đứt gãy yếu dần và thay thế bởi chế độ kiến tạo oằn võng và lún chìm nhiệt [1].

3. Phương pháp nghiên cứu

Đối tượng nghiên cứu là trầm tích Oligocene. Các nghiên cứu về địa tầng, thạch học trầm tích và địa hóa được thực hiện trên mẫu vụn (cutting) và mẫu lõi (core) của 8 giếng khoan thuộc Lô 05-1(a) [3].

Phương pháp nghiên cứu cổ sinh - địa tầng được thực hiện thông qua các chỉ tiêu phân tích tảo vôi (nannofossil calcareous) dưới kính hiển vi phân cực; trùng lỗ (foraminifera) dưới kính hiển vi soi nổi, và bào tử phấn hoa (palynology) dưới kính hiển vi sinh học. Hóa thạch được mô tả để nhận dạng tên các giống/loài và sử dụng các tổ hợp

hóa thạch chủ đạo để xác định tuổi địa chất tương đối, kết hợp với đặc trưng tương hữu cơ (palynofacies) để xác định môi trường lắng đọng trầm tích [4].

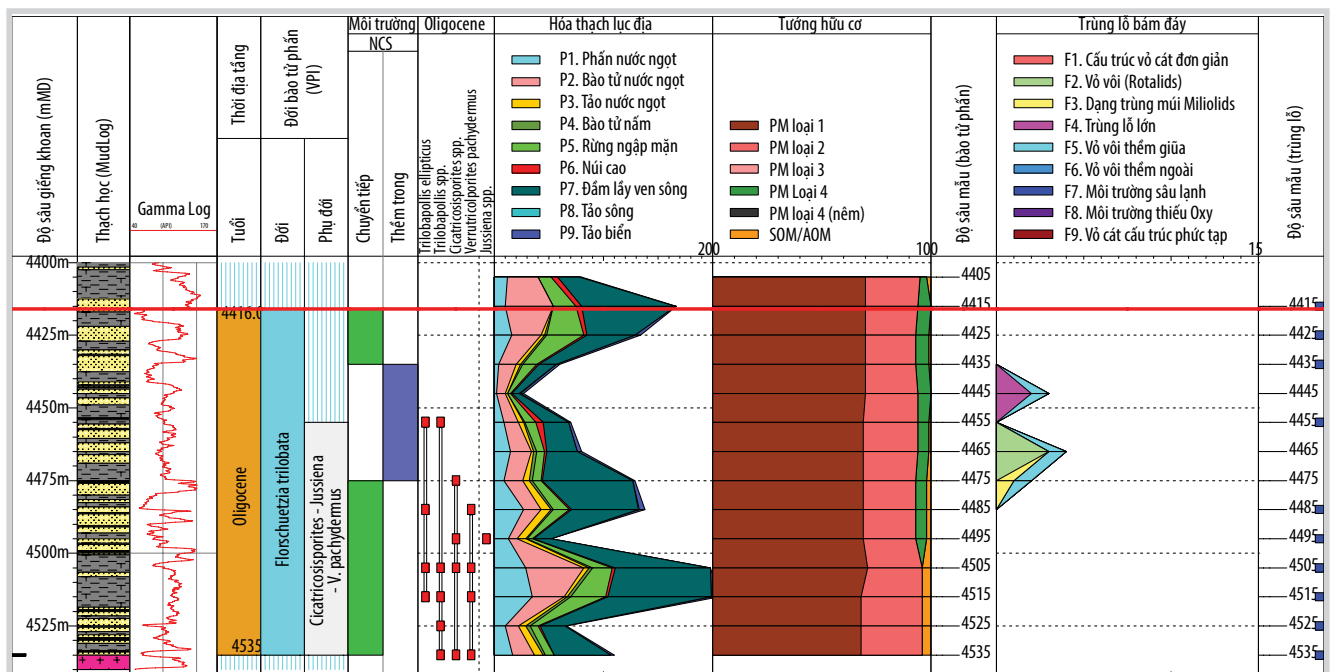
Phương pháp nghiên cứu thạch học trầm tích: thực hiện thông qua các chỉ tiêu phân tích lát mỏng thạch học dưới kính hiển vi phân cực (thin section) để xác định thành phần khoáng vật tạo đá, phân loại đá, thành phần xi măng, khoáng vật thứ sinh, đặc điểm kiến trúc và đánh giá độ rỗng [5 - 9]; phân tích nhiễu xạ tia X (X-ray diffraction) cho toàn bộ đá và khoáng vật sét nhằm xác định loại và hàm lượng gần đúng của các khoáng vật sét và khoáng vật carbonate. Phân tích thạch học nhằm xác định nguồn gốc của vật liệu trầm tích, môi trường lắng đọng trầm tích, các giai đoạn thành tạo đá và chất lượng của đá chứa để đánh giá khả năng chứa các tích tụ hydrocarbon [10].

Phương pháp nghiên cứu địa hóa: thực hiện phân tích nhiệt phân Rock-eval nhằm đánh giá mức độ giàu của vật chất hữu cơ, tiềm năng sinh hydrocarbon cũng như phân loại vật chất hữu cơ, kết hợp với phương pháp đo độ phản xạ vitrinite xác định mức độ trưởng thành nhiệt của đá mẹ [11]. Bên cạnh đó, phương pháp sắc ký khí và sắc ký khí - khối phổ xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ và môi trường lắng đọng trầm tích của đá mẹ [12].

4. Kết quả

4.1. Địa tầng trầm tích

Địa tầng khu vực nghiên cứu được thực hiện bởi các



Hình 3. Mặt cắt sinh địa tầng tuổi Oligocene qua giếng khoan DH2

nghiên cứu về cổ sinh kết hợp với kết quả minh giải chu kỳ trầm tích và tài liệu địa chấn cho thấy có sự tồn tại của các trầm tích Oligocene với bề dày lên đến trên một trăm mét ở khu vực sườn phía Nam (Hình 4). Về mặt cổ sinh, trầm tích chứa khá phong phú các phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa chủ yếu có nguồn gốc lục địa: nhóm bào tử nước ngọt, phần nước ngọt, đầm lầy ven sông và một số hóa thạch có nguồn gốc biển ở phần trên của trầm tích Oligocene. Tuổi của trầm tích được xác định bởi tổ hợp: *Cicatricosisporites dorogensis*, *Verrutricolporites pachydermus*, *Trilobapollis ellipticus*, *Jussiaena* spp. và *Meyeripollis naharkotensis* (Hình 3). Nóc của Oligocene trùng với bề mặt trầm tích hạt mịn O4000P theo kết quả minh giải INPEFA StratPacs. Kết quả này hoàn toàn phù hợp với các chu kỳ trầm tích được nghiên cứu ở bể Nam Côn Sơn [13].

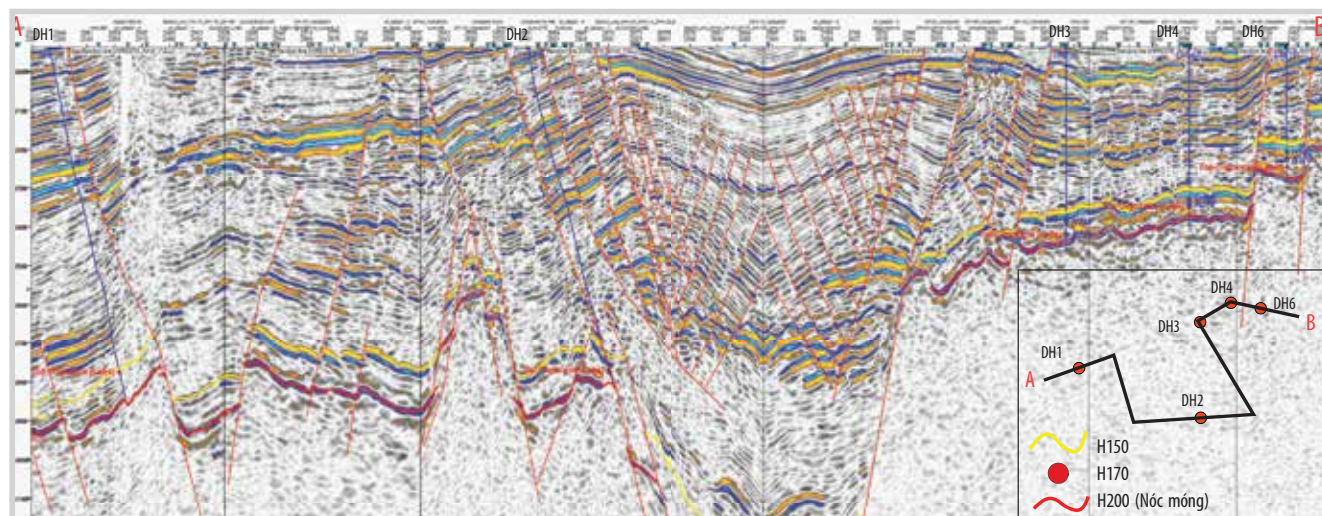
Bên cạnh đó, phức hệ cổ sinh ghi nhận sự hiện diện rải rác của nhóm hóa thạch trùng lỗ và tảo vôi ở phần trên của trầm tích Oligocene. Các dạng hóa thạch trùng lỗ tìm thấy trong mẫu thuộc các đới trầm tích biển nông ven bờ hoặc nơi có sự giao nhau giữa nước ngọt và nước biển: *Ammonia* spp., *Ammonia beccarii*, *Miliammina fusca*, *Cristellaria* spp., *Eponides* spp., *Globigerina* spp., *Globigerina praebulloides*, *Nonion* spp., *Operculina* spp., *Quinqueloculina* spp., *Indeterminate globigeriniids*, *Cibicides* spp., *Trochammina* spp. Ngoài ra, còn có sự phong phú của một số hóa thạch bào tử phần hoa thuộc nhóm dinocyst nguồn gốc biển: *Foraminifera test lining*, *Tasmanites* spp., *Selenopemphix* spp., *Spiniferites* spp., *Dinoflagellate cyst undiff*. Điều này chứng tỏ có sự xâm nhập của biển vào thời kỳ cuối của Oligocene ở khu vực nghiên cứu. Môi trường lắng đọng chủ yếu từ lục địa đến chuyển

tiếp và phần trên của Oligocene thuộc đới biển nông thềm trong. Thành phần mảnh hữu cơ (PM) chủ yếu là loại 1, loại 2 và ít SOM/AOM, kích thước từ nhỏ (< 50 μm) đến trung bình (50 - 150 μm) cho thấy năng lượng môi trường lắng đọng từ trung bình đến cao. Riêng các giếng khoan thuộc dải nâng Đại Hùng vật liệu hữu cơ ở khu vực này bảo tồn kém hơn, đồng thời phức hệ hóa thạch cũng không phong phú bằng sườn Tây Nam nên năng lượng lắng đọng trầm tích khu vực này cao hơn.

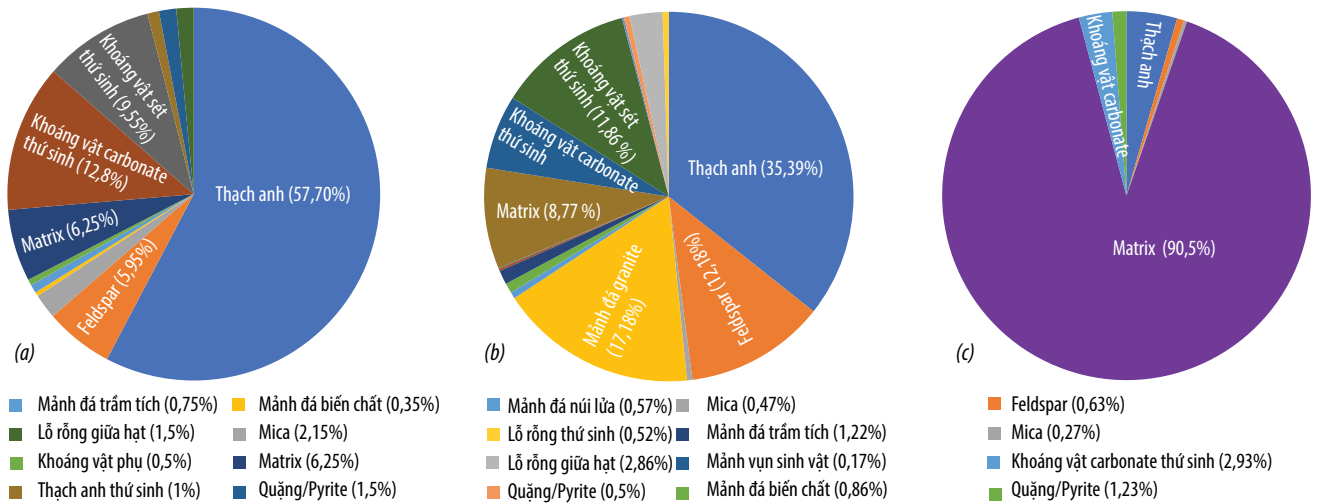
Kết hợp với kết quả minh giải tài liệu địa chấn và các nghiên cứu trước đây [14], các thành tạo trầm tích Oligocene được xác định bên dưới bề mặt phản xạ H150 và phủ bất chỉnh hợp lên bề mặt móng (H200). Bề mặt H150 thể hiện biên độ âm (trough) và được xác nhận bởi tập than đánh dấu (coal marker) của bể Nam Côn Sơn. Tại cấu tạo Đại Hùng, bề mặt H150 đặc trưng bởi phản xạ địa chấn có biên độ cao và độ liên tục tốt. Tập trầm tích giữa bề mặt H150 và H200 có bề dày lớn nhất thuộc phần Trung tâm và phía Nam, mỏng dần về phía Tây Bắc và Đông Bắc. Các phản xạ có tần số thấp, độ liên tục trung bình, biên độ thấp nên việc liên kết khá phức tạp. Tuy nhiên, tại khu vực Trung tâm của cấu tạo có biên độ phản xạ cao hơn nên có thể liên kết được bề mặt H170. Kết quả nghiên cứu sinh địa tầng các giếng khoan cho thấy các hóa thạch định tầng Oligocene chủ yếu đều kết thúc xung quanh bề mặt phản xạ H170 (Hình 4).

4.2. Thạch học trầm tích

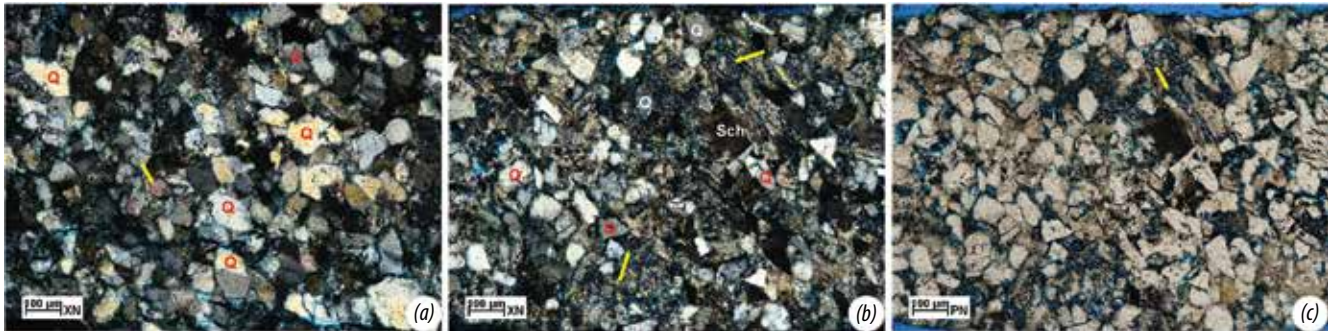
Kết quả phân tích thạch học của 7 giếng khoan trong khu vực nghiên cứu cho thấy có sự thay đổi về đặc trưng thạch học từ trung tâm cấu tạo (dải nâng Đại Hùng) đến phần sườn phía Tây Nam. Khu vực sườn phía Tây Nam,



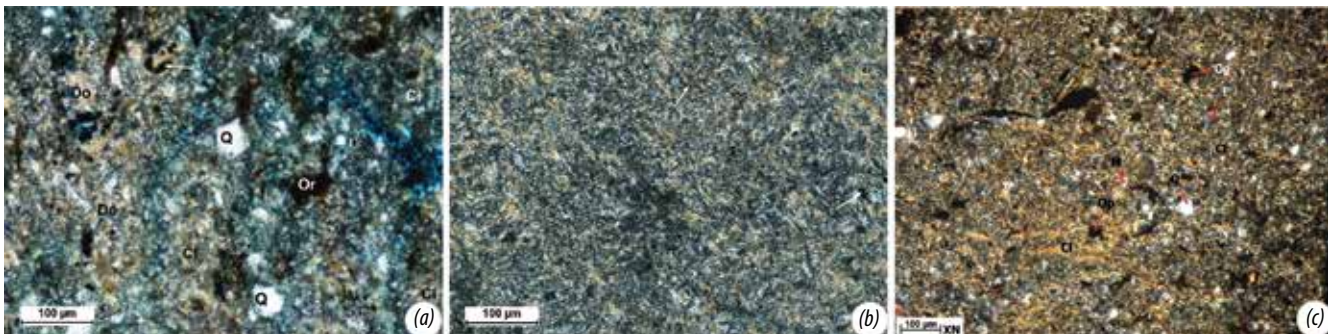
Hình 4. Mặt cắt địa chấn từ sườn phía Tây Nam đến dải nâng Đại Hùng [15]



Hình 5. (a) Thành phần mẫu vụn của cát kết khu vực sườn Tây Nam, (b) Thành phần mẫu vụn cát kết khu vực dải nâng Đại Hùng, (c) Thành phần mẫu vụn trong sét kết khu vực sườn Tây Nam



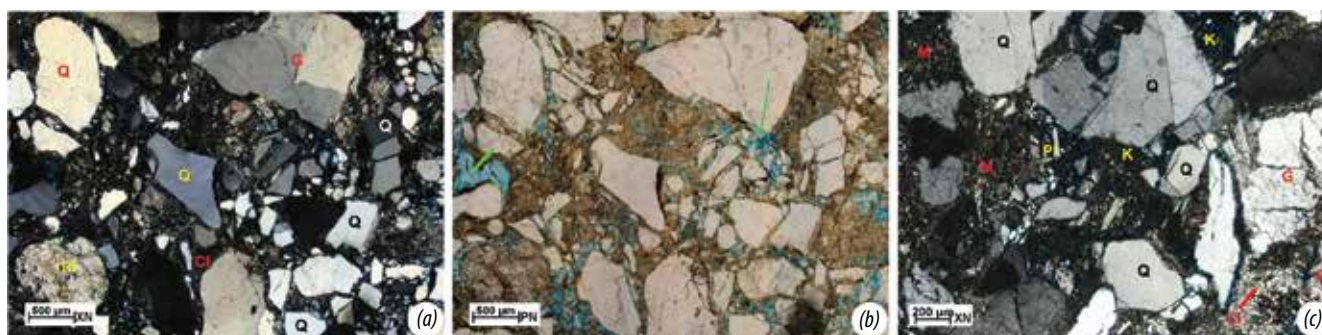
Hình 6. (a) Cát kết subarkose giếng khoan DH2 (4.465 m). Kích thước hạt rất mịn, độ chọn lọc tốt, thành phần chủ yếu là thạch anh (Q), thứ yếu là feldspar và một số mảnh đá, cùng với sự hiện diện của khoáng vật calcite thứ sinh (mũi tên vàng), (b - c) Cát kết lithic arkose giếng khoan DH1 (4.615 m). Kích thước hạt rất mịn, độ chọn lọc tốt, thành phần chủ yếu là thạch anh (Q), thứ yếu là feldspar và một số mảnh đá phiến (Sch), cùng với sự hiện diện của khoáng vật dolomite thứ sinh (mũi tên vàng)



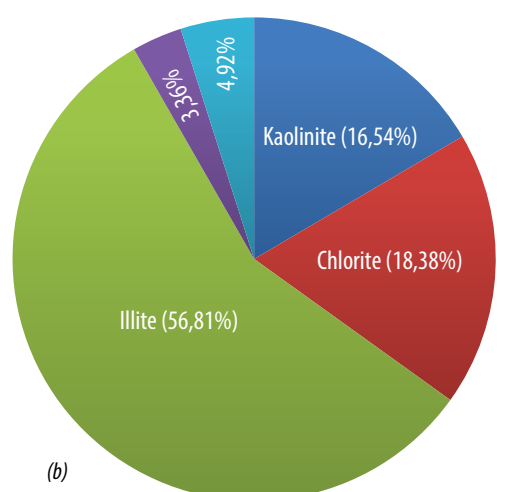
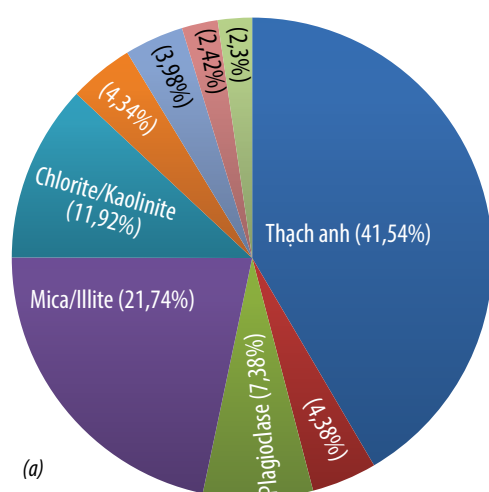
Hình 7. (a) Sét kết của các giếng khoan DH1 (4.545 m), (b) DH1 (4.590 m), (c) DH2 (4.465 m): Thành phần chủ yếu là khoáng vật sét (Cl) trộn lẫn với vật chất hữu cơ (Or/mũi tên màu trắng) và khoáng vật carbonate vôi tinh (Do). Một lượng nhỏ các mảnh vụn thạch anh (Q/mũi tên màu đỏ), feldspar (F), khoáng vật quặng (Op) nổi trên nền vật chất sét đồng trầm tích

thành phần thạch học chủ yếu là sét kết xen kẽ với cát kết hạt mịn chọn lọc trung bình đến tốt. Ngược lại, ở khu vực dải nâng Đại Hùng hầu hết là cát kết từ thô đến rất thô, độ chọn lọc kém. Trong đó, tại giếng DH4 có sự xen kẽ giữa cát kết hạt thô với các lớp mỏng bùn vôi (lime mudstone). Cát kết trong tầng này được phân loại chủ yếu là cát kết lithic arkose, cát kết feldspathic litharenite, cát kết litharenite với lượng nhỏ là cát kết subarkose, cát kết feldspathic greywacke.

Cát kết với thành phần mảnh vụn chủ yếu là thạch anh (19,5 - 58,4%) và mảnh đá granite với thành phần feldspar (3 - 23,8%) và mica (0,2 - 2,3%). Mảnh đá granite hiện diện cao ở các giếng khoan khu vực dải nâng Đại Hùng nhưng vắng mặt hoặc rất ít ở sườn Tây Nam. Ngoài ra, còn một số loại mảnh đá khác như mảnh đá biến chất (schist, quartzite), mảnh trầm tích (chert) hiện diện với hàm lượng nhỏ (Hình 5a và b).



Hình 8. (a - b) Cát kết feldspathic litharenite giếng khoan DH7 (2.739 m). Kính thước hạt từ thô đến rất thô, độ chọn lọc rất kém. Thành phần mảnh vụn chủ yếu là thạch anh (Q), thứ yếu là K-feldspar, plagiocla (Pl) và mảnh đá granite (G), (c) Cát kết lithic arkose giếng khoan DH8 (3.018 m). Kính thước hạt từ thô đến rất thô, độ chọn lọc rất kém. Thành phần mảnh vụn tương tự như (a - b). Ngoài ra có sự hiện diện khá nhiều của khoáng sét đồng trầm tích (M), kaolinite thứ sinh (K) và các khoáng vật sét khác (Cl). Ảnh dưới 1 nicol (N-) quan sát được lỗ rỗng giữa hạt (mũi tên màu xanh)



Hình 9. Biểu đồ tóm tắt phân tích XRD cho toàn bộ đá (a) và cho khoáng vật sét (b) tại khu vực sườn Tây Nam

Cát kết tương đối sạch với vật liệu đồng trầm tích (matrix) có hàm lượng thấp đến trung bình trong cát kết lithic arkose, feldspathic litharenite, litharenite (1 - 12,8%) nhưng có hàm lượng cao trong mẫu cát kết greywacke. Vật liệu đồng trầm tích có thành phần chính gồm chủ yếu là sét kết với lượng nhỏ vật chất hữu cơ, carbonate vi tinh (Hình 6 và 8).

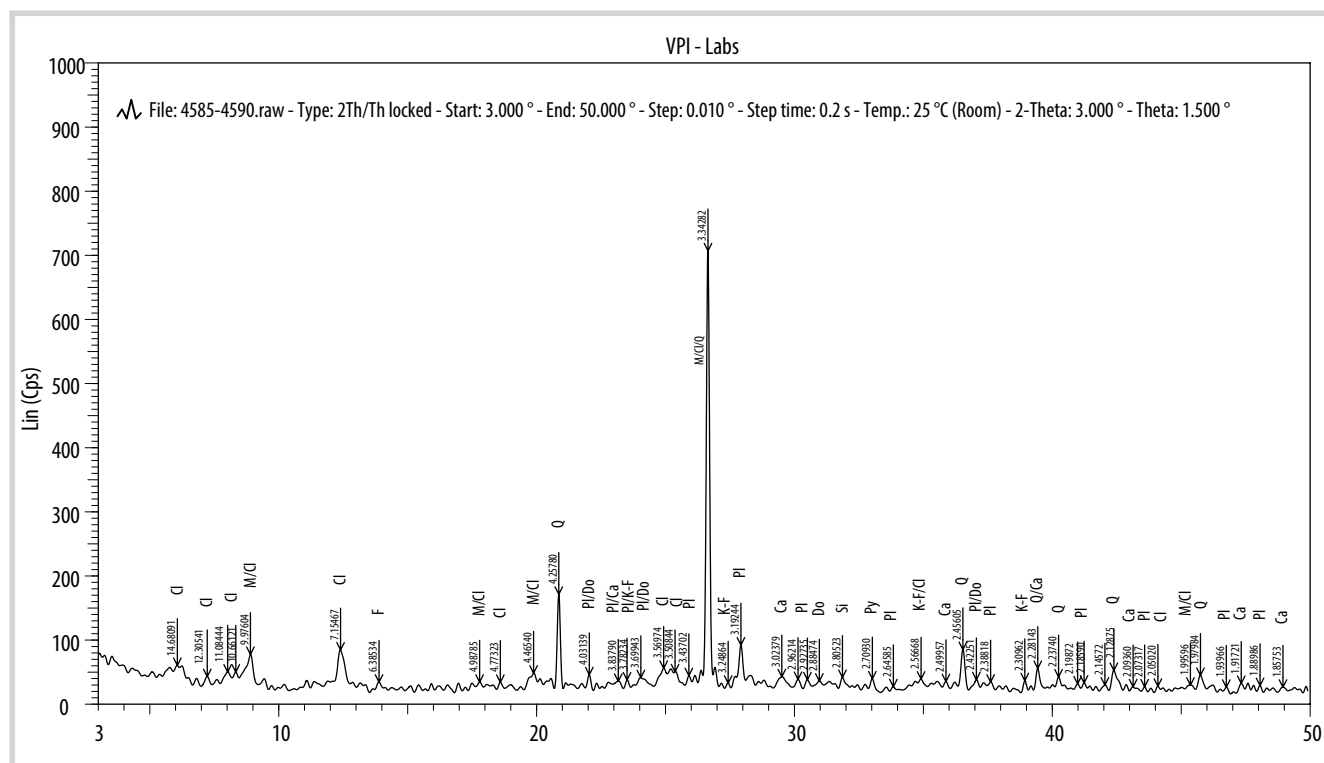
Sét kết ở khu vực sườn Tây Nam với thành phần chủ yếu là vật chất đồng trầm tích (90,5%) trộn lẫn với vật liệu hữu cơ và lượng nhỏ khoáng vật carbonate. Ngoài ra, các mảnh thạch anh (4%), feldspar (1%), rất ít mica và khoáng vật quặng (1%) (Hình 5c và Hình 7).

Xi măng và khoáng vật thứ sinh của cát kết có thành phần chủ yếu là khoáng vật carbonate và khoáng vật sét. Trong đó, các khoáng vật carbonate (calcite, dolomite, siderite) xuất hiện với hàm lượng tương đối cao ở sườn Tây Nam tại các giếng khoan DH1 (17,2%), DH2 (6%) và giảm dần ở khu vực dải nâng Đại Hùng ở các giếng khoan DH3,

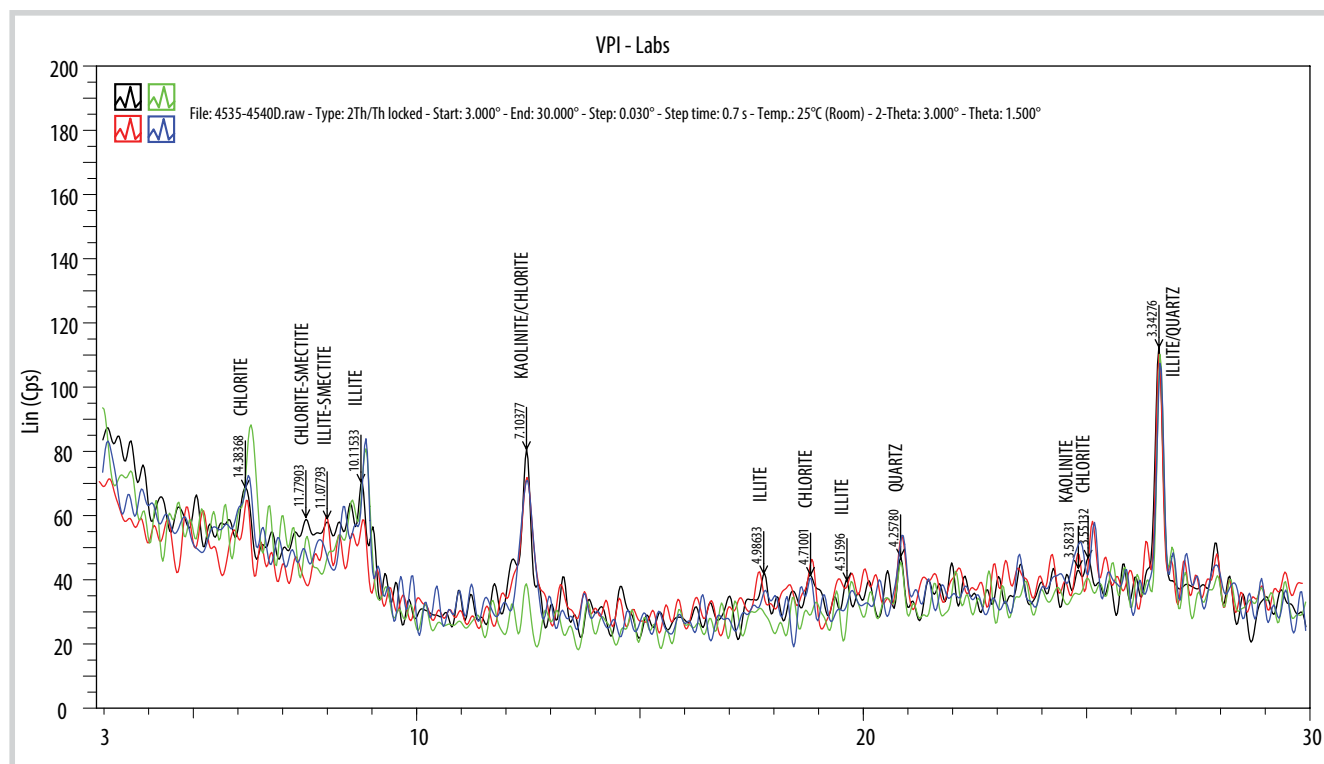
DH4 (0,5 - 2%) đồng thời vắng mặt trong giếng DH7 ngoại trừ giếng DH6 (24,8%). Ngược lại, các khoáng vật sét thứ sinh (kaolinite, chlorite, illite và các khoáng sét khác) hiện diện trong dải rộng (5 - 29%) trong các giếng khoan DH3, DH4, DH6, DH7, DH2 và ít ở các giếng khoan DH1.

Kết quả phân tích XRD cho toàn bộ đá ở sườn Tây Nam (Hình 9a, 10) với thành phần phổ biến là thạch anh (29,8 - 60%), K-feldspar (2,1 - 6,5%), plagioclase (3,9 - 11,2%), mica/illite (9,5 - 27,4%), chlorite/kaolinite (7,5 - 16,4%), calcite (1,7 - 8,5%), dolomite (2,6 - 6,8%), siderite (3,5 - 4,7%) và pyrite (0 - 3,6%). Hình 9b biểu diễn thành phần khoáng vật sét tại khu vực sườn Tây Nam; kết quả cho thấy thành phần phong phú nhất là illite (55,5 - 58,1%), ít hơn là kaolinite (15,9 - 17,2%), chlorite (17,1 - 19,7%), hỗn hợp chlorite-smectite (2,5 - 4,2%) và illite-smectite (4,6 - 5,2%).

Lỗ rỗng quan sát được trên lát mỏng thạch học có hàm lượng trong khoảng (2 - 6,5%), trong đó quan sát



Hình 10. Biểu đồ phân tích XRD cho toàn bộ đá tại độ sâu 4.590 m giếng khoan DH1 [15]



Hình 11. Biểu đồ phân tích XRD cho khoáng vật sét tại độ sâu 4.540 m giếng khoan DH2 [15]

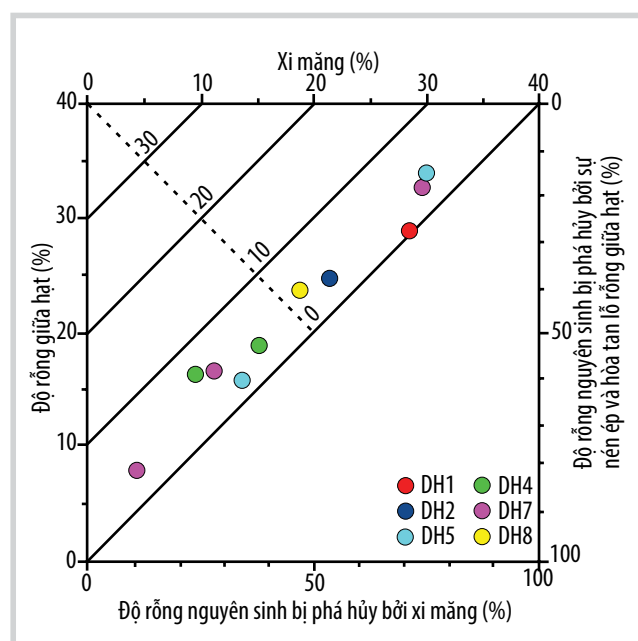
thấy phần trăm rỗng có xu hướng tăng từ khu vực giếng khoan DH2 tới khu vực giếng khoan DH3, DH4, DH6 và DH7 (3 - 6,5%). Lỗ rỗng chủ yếu là rỗng nguyên sinh và lượng nhỏ rỗng thứ sinh được tạo ra do sự hòa tan của

các hạt vụn không bền vững. Biểu đồ Houseknecht diagram (1987) chỉ ra rằng rỗng nguyên sinh bị giảm do khoáng vật thứ sinh (10 - 70%) và do nén ép (10 - 80%) (Hình 12).

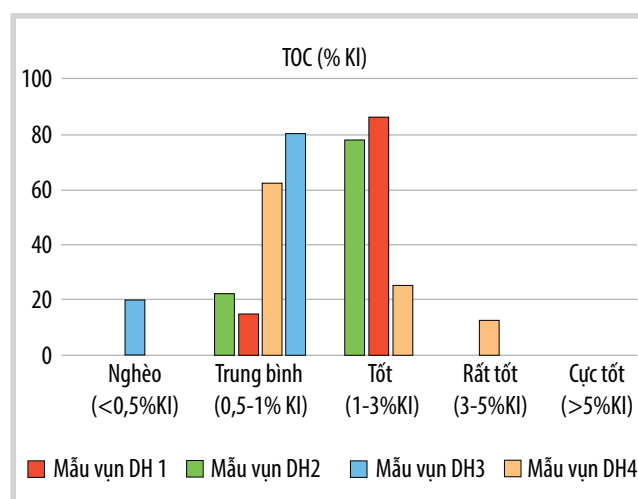
Các đặc trưng về thành phần thạch học và kiến trúc chỉ ra rằng trầm tích tại khu vực các giếng khoan DH3, DH6, DH7 được vận chuyển một khoảng khá gần so với nguồn cung cấp vật liệu ban đầu (cát kết hạt thô), và có thể được lắng đọng nhanh trong môi trường có dòng năng lượng cao. Tuy nhiên, tại khu vực các giếng khoan DH1, DH2, thành phần cát kết hạt rất mịn xen kẹp bột kết, sét kết cho phép dự đoán trầm tích được vận chuyển khá xa nguồn cung cấp vật liệu ban đầu và lắng đọng trong môi trường có năng lượng thấp.

4.3. Đặc trưng địa hóa

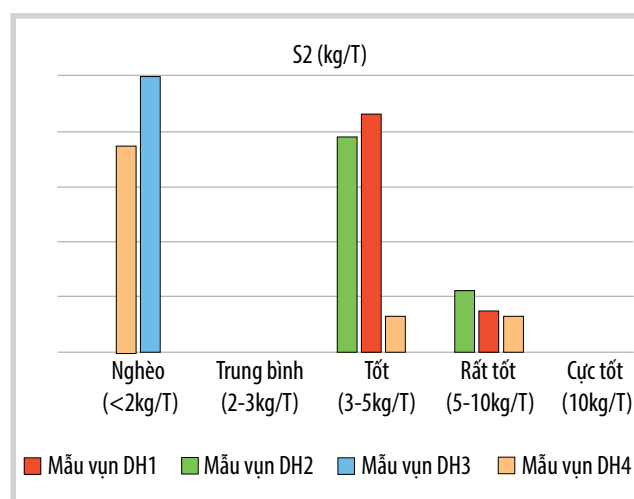
Khu vực sườn Tây Nam, thành phần đá mẹ chủ yếu



Hình 12. Biểu đồ phần trăm của lỗ rỗng nguyên sinh bị ảnh hưởng bởi sự xi măng hóa và nén ép [5]



(a)



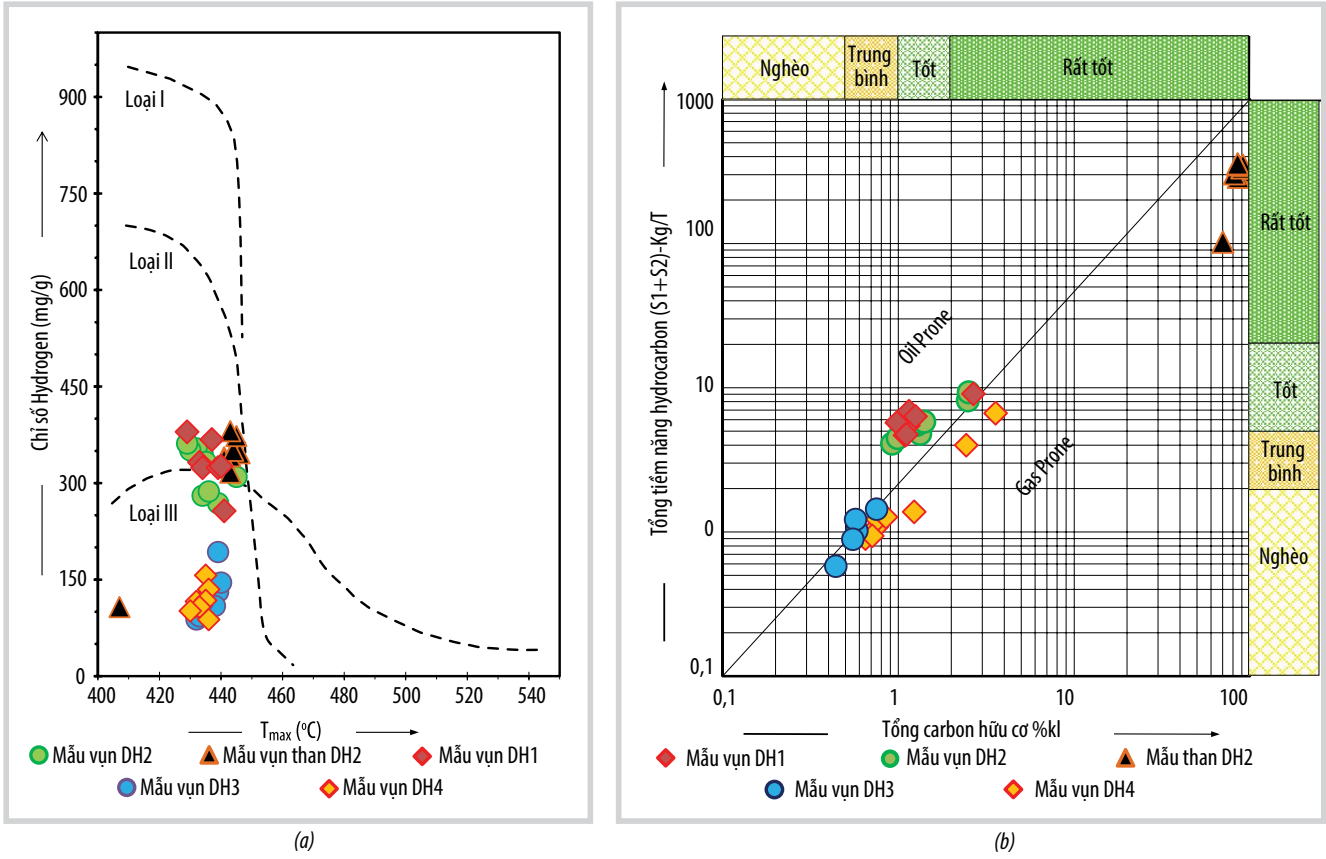
(b)

Hình 13. (a) Biểu đồ tần suất thể hiện giá trị TOC của các mẫu vụn trầm tích Oligocene, (b) Biểu đồ tần suất thể hiện giá trị S2 của các mẫu vụn trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu [15]

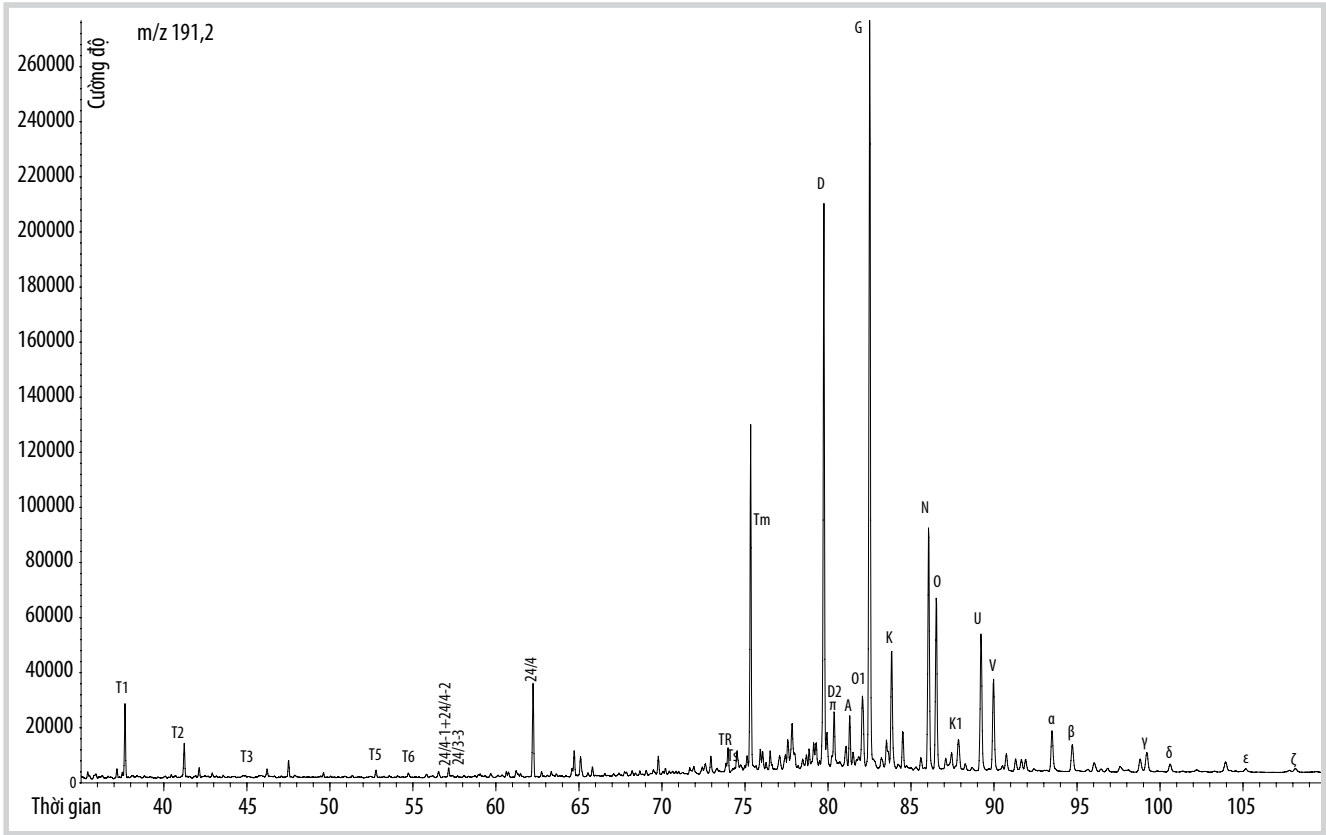
là sét kết màu xám nâu sáng đến đen nâu và đôi khi gặp vài tập than mỏng. Trong đó, thành phần sét kết giàu vật chất hữu cơ với giá trị TOC từ 0,92 - 2,67% khối lượng và thể hiện tiềm năng sinh hydrocarbon tốt đến rất tốt S2 từ 3,23 - 7,21 kg/T (Hình 13). Đối với thành phần than hàm lượng vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh cực tốt lần lượt TOC > 5% khối lượng, S2 > 10 kg/T. Kết quả xác định các chỉ số HI (107 - 381 mgHC/gTOC) cho thấy hỗn hợp kerogen loại II, III chiếm ưu thế với tiềm năng sinh dầu và khí (Hình 14). Bên cạnh đó, thành phần vật chất hữu cơ vô định hình (amorphous) phát quang chiếm tỷ lệ rất cao 62 - 80%, mảnh vitrinite hiện diện với hàm lượng nhỏ 3 - 16% và một lượng rất nhỏ các thành phần khác như alginite (3 - 4%), cutinite (dạng vết). Điều này cho thấy sự hiện diện chủ yếu của kerogen loại II/III trong mẫu. Vật liệu hữu cơ đạt ngưỡng trưởng thành đến cửa sổ tạo dầu (% Ro = 0,62 - 0,72%, $T_{max} = 429 - 441^{\circ}\text{C}$) (Hình 17).

Ở khu vực dải nâng Đại Hùng, thành phần đá mẹ chủ yếu là sét kết và sét bột kết màu xám sáng đến xám nâu và ít vụn than. Tổng hàm lượng vật chất hữu cơ của khu vực này thấp hơn so với khu vực sườn Tây Nam với TOC từ 0,44 - 0,75% khối lượng và thể hiện tiềm năng sinh kém (S2 = 0,48 - 1,1 kg/T) tại DH3. Một số ít mẫu chứa than tương tự như khu vực trung sườn Tây Nam, với hàm lượng vật chất hữu cơ cực tốt (TOC > 5% khối lượng) và tiềm năng sinh hydrocarbon cực tốt (S2 > 10 kg/T) (Hình 14). Thành phần kerogen loại III chiếm ưu thế cho tiềm năng sinh khí (HI = 109 - 238 mgHC/gTOC). Vật chất hữu cơ đạt ngưỡng chớm trưởng thành đến trưởng thành nhiệt (% Ro = 0,5 - 0,58%, $T_{max} = 430 - 440^{\circ}\text{C}$) (Hình 17).

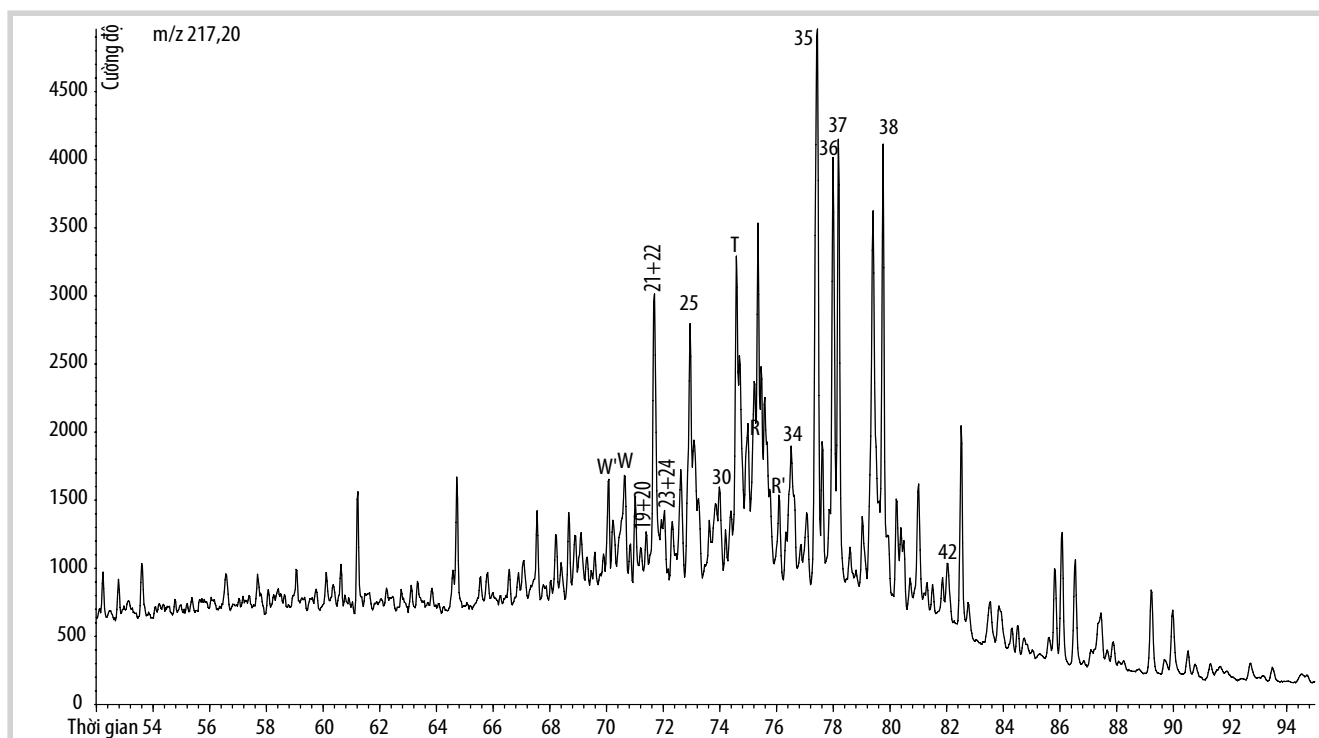
Nguồn gốc vật chất hữu cơ và môi trường trầm tích của các mẫu than trong trầm tích Oligocene ở khu vực



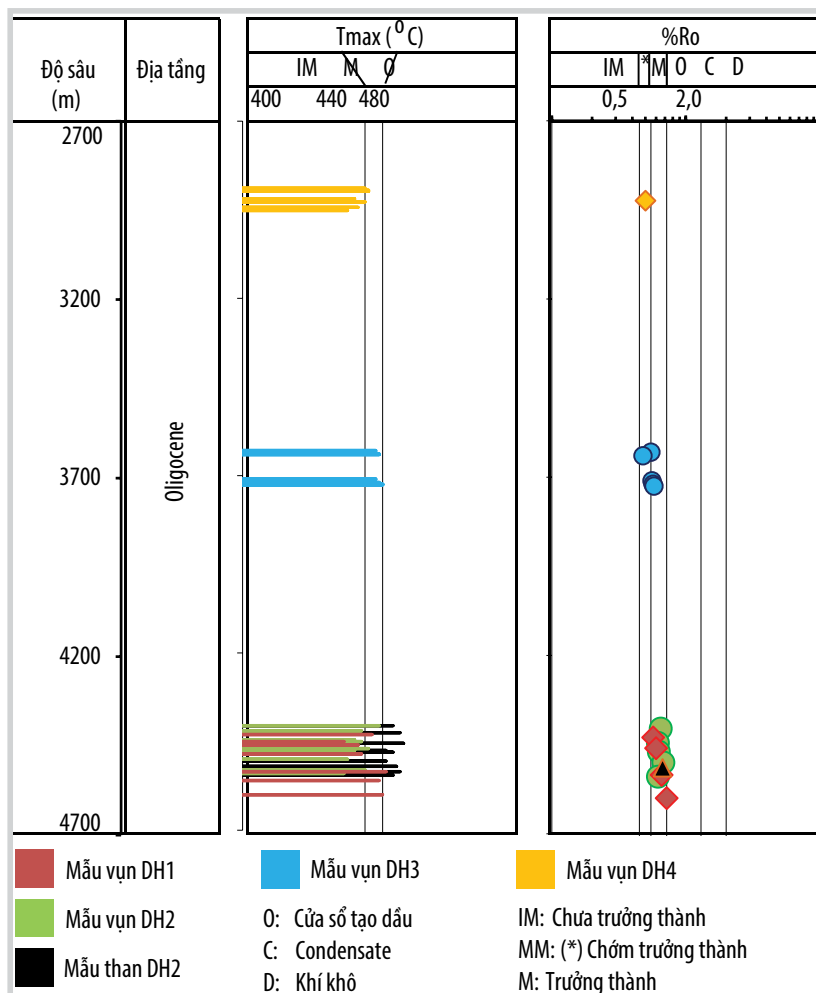
Hình 14. (a) Biểu đồ chỉ số hydrogen/ T_{max} phân loại kerogen của các mẫu vụn trầm tích Oligocene, (b) Biểu đồ tổng hàm lượng carbon hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocarbon trong trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu [15]



Hình 15. Sắc ký khối phổ phân đoạn hydrocarbon no của mẫu chiết từ than (m/z 191,2) trong giếng khoan DH2 tại 4.425 m



Hình 16. Sắc ký khối phổ phân đoạn hydrocarbon no của mẫu chiết từ than (m/z 217,2) trong giếng khoan DH2 tại 4.425 m



Hình 17. Biểu đồ đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của đá mẹ

sườn Tây Nam được xác định dựa trên các kết quả phân tích sắc ký khí (GC) và phân tích sắc ký khí ghép khối phổ (GC-MS). Từ kết quả phân tích GC, dãy alkane trên phân đoạn C15+ của các mẫu chất chiết than này khá tương tự nhau. Thông số pristane/phytane phản ánh mức độ oxy hóa khử của môi trường chôn vùi vật chất hữu cơ trên cơ sở thành tạo phytane từ phytol của chlorophyl ở điều kiện môi trường khử oxy. Vì vậy, vật chất hữu cơ được chôn vùi trong điều kiện môi trường giàu oxy thì tỷ số pristane/phytane đạt giá trị cực đại và ngược lại.

Các mẫu chất chiết than từ khoảng độ sâu này có tỷ số pristane/phytane khá cao (12,57 - 14,18) thể hiện sự xuất hiện của thực vật bậc cao trầm tích trong môi trường oxy hóa. Từ kết quả phân tích GC-MS (Hình 15), trên phân mảnh m/z = 191 (triterpane), nồng độ hopane trong các mẫu chất chiết cao hơn nhiều so với sterane (M4 = 93,74 - 94,18) phản ánh môi trường đầm hồ/cửa sông tam giác châu. Sự xuất hiện các cấu tử Oleanane với hàm lượng cao từ các mẫu chất chiết cho thấy sự hiện diện của vật chất hữu

cơ lực địa. Trên phân mảnh $m/z = 217$ (Hình 16) (steranes), sự nổi trội của C29 steranes (C29 > C27, C28 sterane) (S3 - 3 = 62,42 - 70,7) và sự có mặt của bicadinane thể hiện sự ưu thế của vật chất hữu cơ có nguồn gốc thực vật bậc cao.

5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cổ sinh - địa tầng các giếng khoan trong Lô 05-1(a) khẳng định nóc của trầm tích Oligocene ở bề mặt trầm tích hạt mịn O4000P tương đương bề mặt phản xạ địa chấn H170, có dạng phân lớp gần song song phủ trực tiếp lên móng trước Cenozoic, bề dày trầm tích mỏng dần về phía Bắc của dải nâng Đại Hùng. Môi trường lắng đọng chủ yếu từ đồng bằng sông đến đồng bằng ven biển và trải ra đến biển nông thềm trong. Thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô và có xu hướng thô dần về phía dải nâng Đại Hùng, lỗ rỗng quan sát được từ 2 - 6,5%, bị ảnh hưởng bởi quá trình nén ép 10 - 80% và xi măng hóa bởi các khoáng vật thứ sinh 10 - 70%.

Ở khu vực sườn phía Nam thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt rất mịn đến mịn xen kẽ với các lớp sét kết và bột kết. Trầm tích được lắng đọng xa nguồn cung cấp vật liệu với mức năng lượng thấp, lỗ rỗng quan sát được kém. Đá mẹ trong khu vực này chủ yếu là sét kết và bùn sét, một số nơi có xen kẽ những lớp than và sét than. Đá mẹ giàu vật chất hữu cơ đạt ngưỡng trưởng thành đến cửa sổ tạo dầu, tương ứng với kerogen loại II/III cho tiềm năng dầu và khí.

Ở khu vực dãy nâng Đại Hùng, thành phần thạch học là cát kết hạt thô đến rất thô, trầm tích được lắng đọng gần nguồn cung cấp vật liệu với mức năng lượng cao, lỗ rỗng quan sát được trung bình. Đá mẹ nghèo vật chất hữu cơ hơn sườn phía Nam, đạt ngưỡng trưởng thành sớm, thu được kerogen loại III tiềm năng sinh khí.

Khoảng trầm tích từ mặt phản xạ H150-H170 có đặc điểm thạch học và địa hóa gần tương đồng với khoảng trầm tích từ H170-H200 (Oligocene). Về đặc điểm sinh địa tầng, phần trên của khoảng trầm tích này có sự hiện diện của hóa thạch định tầng Miocene tuy nhiên phần dưới chưa khẳng định hóa thạch định tầng Oligocene ở nghiên cứu này. Vì vậy, khoảng trầm tích từ H150-H170 sẽ tiếp tục được mở rộng nghiên cứu để xác định ranh giới Miocene - Oligocene khi có kết quả các giếng khoan mới và minh giải tài liệu địa chất - địa chấn chi tiết hơn.

Tài liệu tham khảo

- [1] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2017.
- [2] Charles S. Hutchison, "Marginal basin evolution", *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 21, No. 9, pp. 1129 - 1148, 2004. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.07.002.
- [3] Viện Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo sinh địa tầng, thạch học trầm tích, địa hóa các giếng khoan thuộc Lô 05-1(a): ThN-1X (2015), DHN-1X (2015), DH-3X (1993), DH-4X (1994), DH-5X (1994), DH-8X (1995), DH-1P (1994), DH-3P (1994) bể Nam Côn Sơn".
- [4] J.H. Germeraad, C.A. Hopping, and J. Muller, "Palynology of tertiary sediments from tropical areas", *Review of Palaeobotany and Palynology*, Vol. 6, No. 3 - 4, pp. 189 - 348, 1968. DOI: 10.1016/0034-6667(68)90051-1.
- [5] D.W. Houseknecht, "Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones", *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, Vol. 71, No. 6, pp. 633 - 642, 1987.
- [6] F.J. Pettijohn, *Sedimentary rocks*. Longman Higher Education, 1975.
- [7] L. Van der Plas and A.C. Tobi, "A chart for judging the reliability of point counting results", *American Journal of Science*, Vol. 263, No. 1, pp. 87 - 90, 1965. DOI: 10.2475/ajs.263.1.87.
- [8] M. Solomon and R. Green, "A chart for designing modal analysis by point counting", *Geologische Rundschau*, Vol. 55, No. 3, pp. 844 - 848, 1966. DOI: 10.1007/BF02029658.
- [9] R.L. Folk, *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publishing Company, Texas, 1980.
- [10] Robert Louis Folk and William C. Ward, "Brazos River bar: A study in the significance of grain-size parameters", *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 27, No. 1, p. 3 - 26, 1957. DOI: 10.1306/74D70646-2B21-11D7-8648000102C1865D.
- [11] K.E. Peters, C.C. Walters, and J.M. Moldowan, *The biomarker guide: Volume 1 - Biomarkers and isotopes in the environment and human history*. Cambridge University Press, UK, 2007.
- [12] Vietnam Petroleum Institute, "Review of VPI/Vietsovpetro biostratigraphic report on Dai Hung 1, 2 and 3", 1993.

[13] K.E. Peters, C.C. Walters, and J.M. Moldowan, *The biomarker guide: Volume 2 - Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University Press, UK, 2005.

[14] Vietnam Petroleum Institute, “*Vietnam reservoirs & seals: Cuu Long, Nam Con Son & Malay - Tho Chu basins*”, 2009.

[15] Vietnam Petroleum Institute, “*Provision of geology (Oligocene and structure-tectonic model) Dai Hung field, Block 05-1(a), offshore Vietnam*”, 2020.

CHARACTERISTICS OF OLIGOCENE SEDIMENTS IN BLOCK 05-1(α), NAM CON SON BASIN

**Mai Hoang Dam¹, Bui Thi Ngoc Phuong¹, Truong Tuan Anh², Nguyen Thi Thanh Nga¹, Tran Duc Ninh²
Vu Thi Tuyen¹, Cao Quoc Hiep², Nguyen Van Su¹, Nguyen Thi Tham¹, Phan Van Thang¹**

¹Vietnam Petroleum Institute

²Petrovietnam Domestic Exploration Production Operating Co. Ltd.

Email: dammh@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the development of Oligocene sediments together with biostratigraphic, petrographic and geochemical characteristics to facilitate petroleum system modelling in Block 05-1(a). The biostratigraphic study results show the existence of Oligocene sediments, which are distributed from the southern flank to the northern uplifts of Dai Hung field and were deposited in the environmental conditions from coastal plain to shallow marine. The lithological composition is mainly fine-grained to coarse sandstone and tends to coarse towards Dai Hung uplift. The visible pore is 2.0 - 6.5% and affected by the compression process from 10 - 80% and cemented by secondary minerals from 10 - 70%. The source rock in the southern flank is rich in organic matter, reaching thermal maturity to the oil-window and having potential for mixed oil-gas while Dai Hung uplift is prone to gas potential. This also shows that the characteristics of source rock in Block 05-1(a) are local and do not represent the source rocks of the region.

Key words: Oligocene sediment, porosity, source rock, organic matter, kerogen, Nam Con Son basin.

ĐẶC ĐIỂM ĐÁ MẸ KHU VỰC ĐẢO BẠCH LONG VĨ

Nguyễn Thị Tuyết Lan, Phan Văn Thắng, Lê Hoài Nga, Nguyễn Thị Thanh, Bùi Quang Huy

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: lanntt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-02>

Tóm tắt

Bài báo trình bày đặc điểm đá mẹ khu vực đảo Bạch Long Vĩ, thuộc cánh Đông Bắc bể trầm tích Sông Hồng, Việt Nam. Kết quả nghiên cứu giếng khoan thăm dò Enreca-3 tại khu vực này đã làm sáng tỏ hơn về cấu trúc, đặc điểm địa chất cũng như điều kiện môi trường trầm tích nơi đây [1]. Việc liên kết số liệu phân tích địa hóa và đặc điểm thạch học mẫu tại giếng Enreca-3 và mẫu tại các điểm lộ cho thấy sự tồn tại tầng đá mẹ sét kết Oligocene chứa phong phú nguồn tạo nước ngọt đầm hồ, trở thành tầng đá mẹ tiềm năng sinh dầu, khí tốt cho khu vực.

Từ khóa: Đá mẹ, tiềm năng dầu khí, hydrocarbon, vật chất hữu cơ, tảo, vật liệu, Bạch Long Vĩ, bể Sông Hồng.

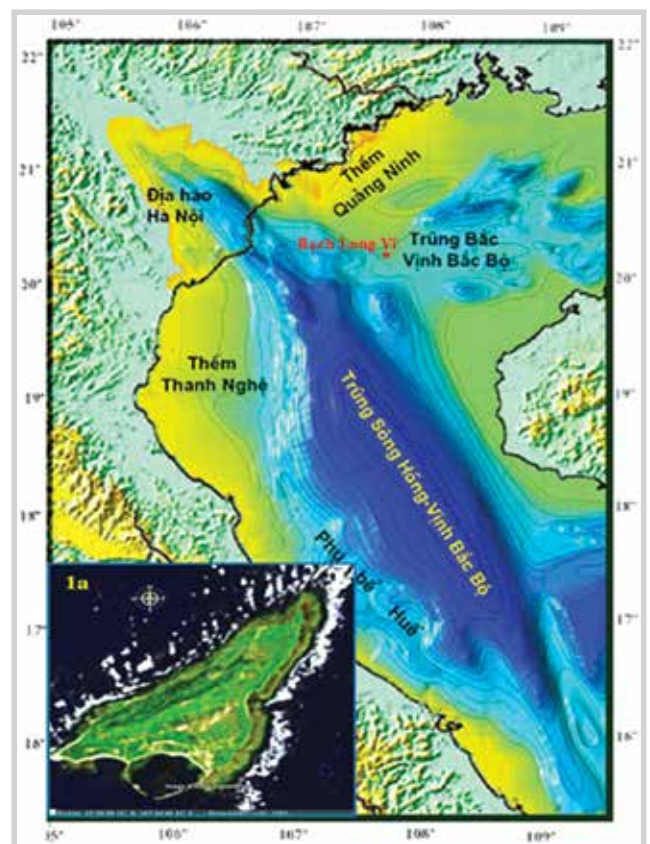
1. Giới thiệu

Đảo Bạch Long Vĩ có diện tích khoảng 3,02 km², chủ yếu là các bậc thềm biển, phần núi nổi cao theo phương Đông Bắc - Tây Nam chỉ chiếm 17% diện tích toàn đảo, đỉnh cao nhất 62,23 m [2] (Hình 1). Giếng khoan Enreca-3 bắt đầu được khoan vào ngày 15/4/2012 và lấy mẫu lõi toàn bộ 500 m chiều sâu, đây là một trong những nhiệm vụ quan trọng thuộc Dự án hợp tác giữa Cục Địa chất Đan Mạch (GEUS) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Giếng khoan đã hoàn thành và kết thúc vào ngày 23/5/2012. Sau khi thi công xong giếng khoan đã được lắp, đánh dấu vị trí Enreca-3 và trả lại mặt bằng nguyên vẹn trên đảo Bạch Long Vĩ [1].

2. Đặc điểm đá sinh

Trước năm 2012, khu vực đảo Bạch Long Vĩ gần như chưa có nghiên cứu về lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí ngoài các chuyến khảo sát thực địa [2, 3]. Năm 2012, giai đoạn 3 của Dự án nghiên cứu hợp tác "VPI-ODA Project" giữa Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Cục Địa chất Đan Mạch đã được thực hiện [1] và giếng thăm dò Enreca-3 lần đầu tiên được khoan tại đảo Bạch Long Vĩ với khối lượng mẫu lõi đáng kể xuyên suốt 500 m chiều sâu. Toàn bộ mẫu khoan gồm 50 hộp mẫu, mỗi hộp 5 m mẫu lõi, đã được đưa về lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam để nghiên cứu địa

chất địa tầng, thạch học trầm tích và địa hóa [1]. Các chỉ tiêu phân tích địa hóa trên tập mẫu sét kết tại giếng khoan được định tuổi Oligocene muộn dựa trên dấu vết cổ sinh [1, 4], bước đầu được đánh giá khả quan về chất lượng tiềm năng sinh dầu, khí của đá mẹ tại khu vực.



Hình 1. Đảo Bạch Long Vĩ trên vịnh Bắc Bộ

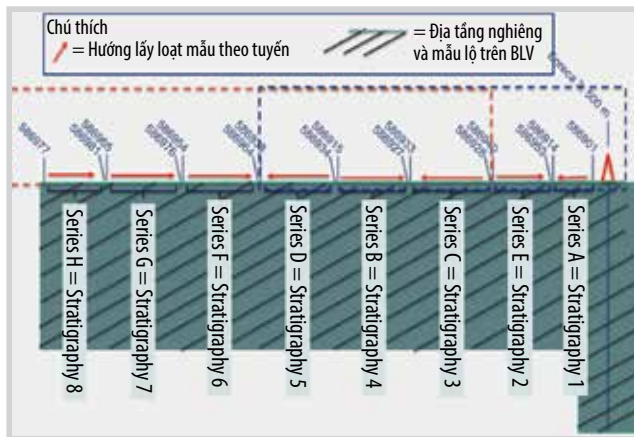


Ngày nhận bài: 10/9/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 11/9 - 17/10/2020.

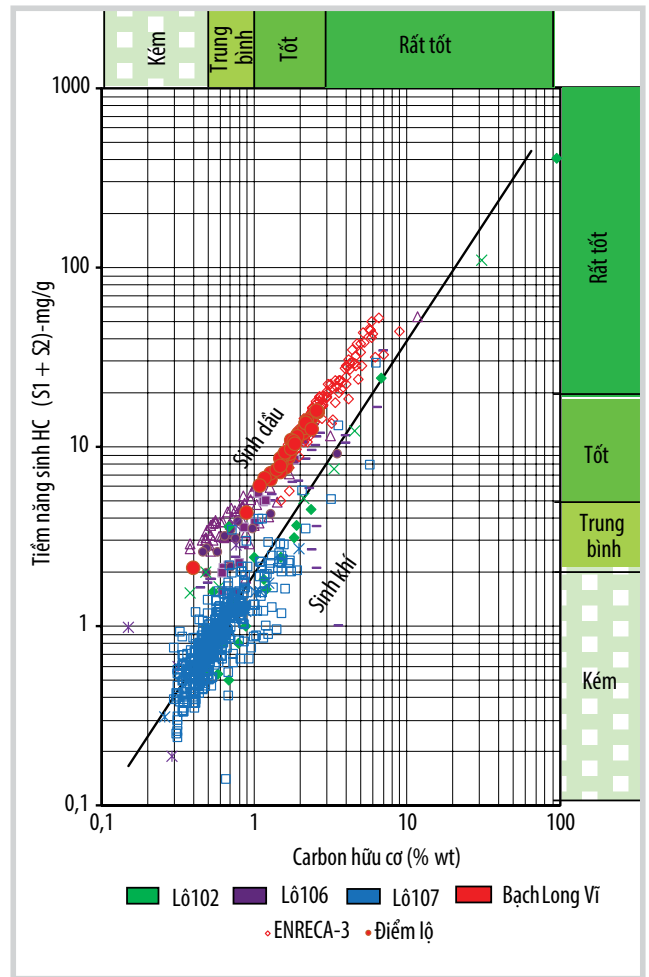
Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/2/2021.



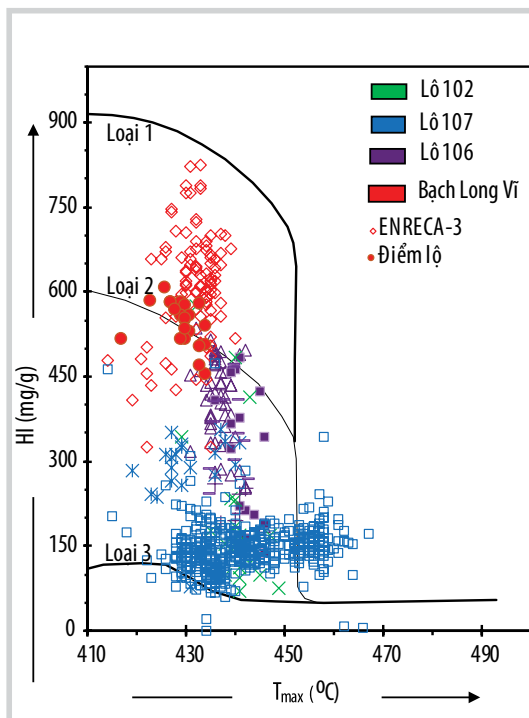
Hình 2. Sơ đồ vị trí các tuyến mẫu ngoài thực địa tại đảo Bạch Long Vĩ [5]



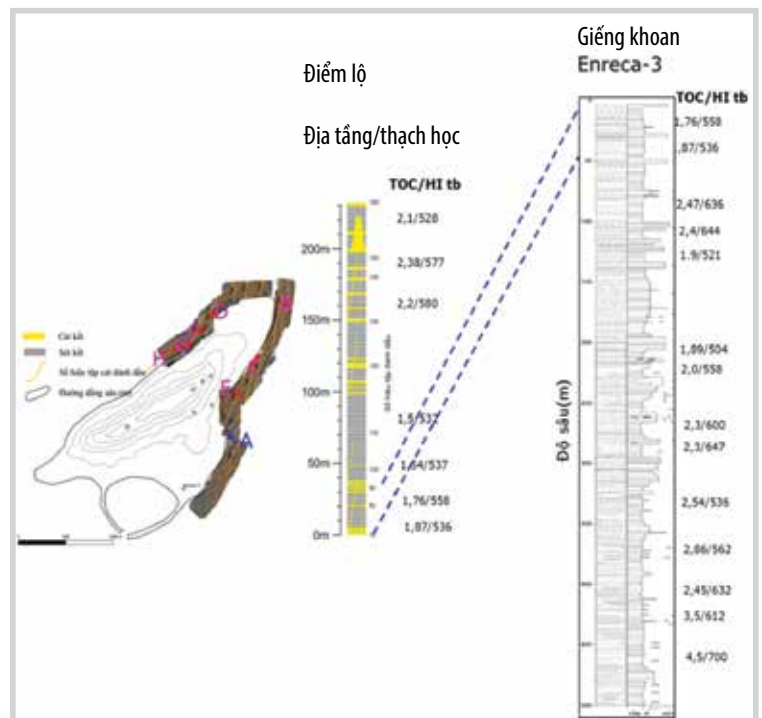
Hình 3. Hướng, vị trí địa tầng lấy mẫu điểm lộ tại Bạch Long Vĩ [5]



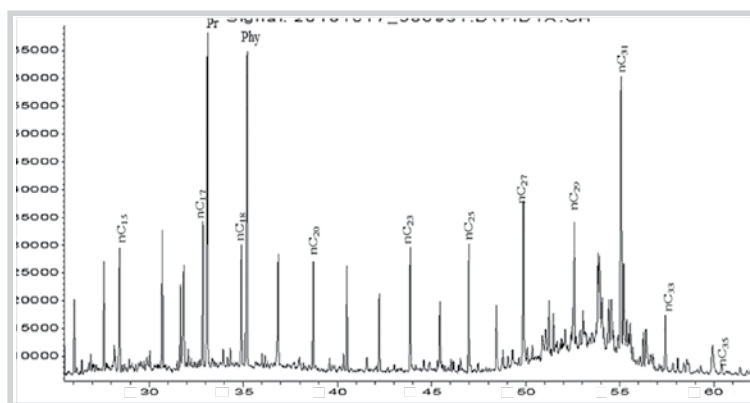
Hình 4. Biểu đồ TOC & (S1 + S2) trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu [5]



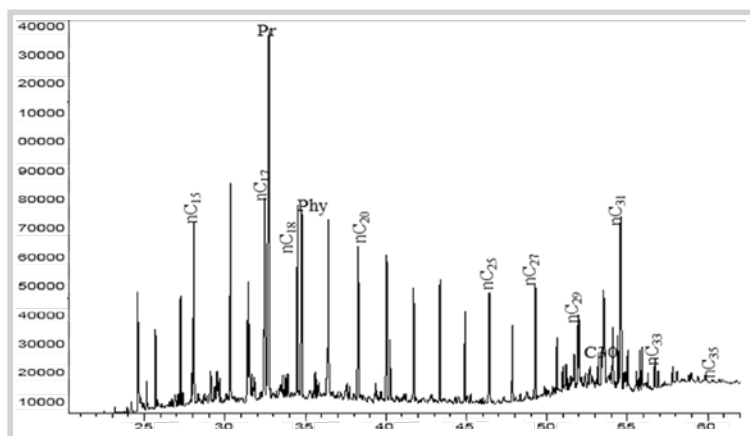
Hình 5. Biểu đồ HI & T_{max} trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu [5]



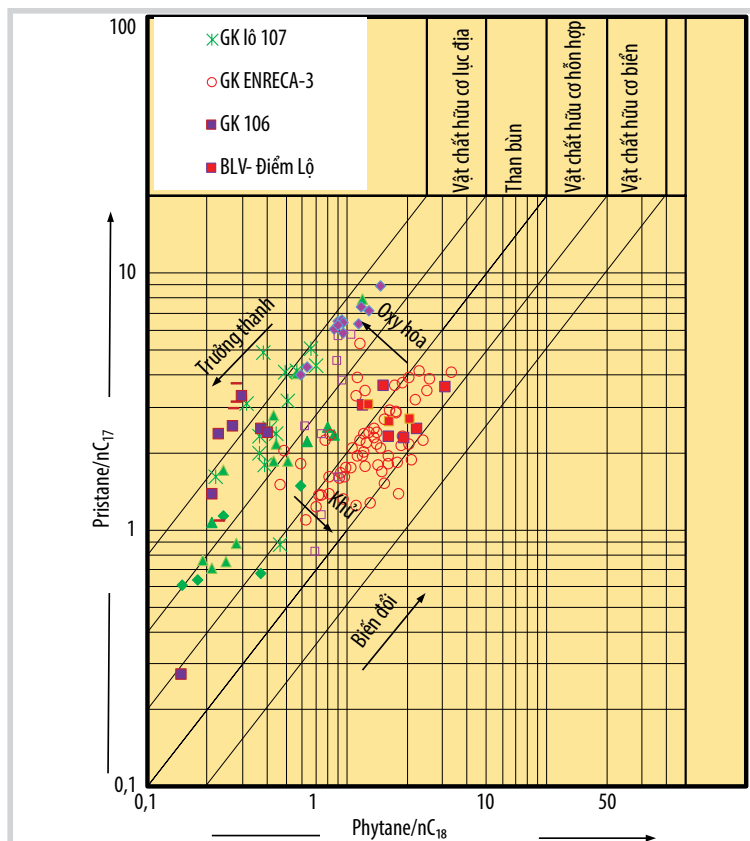
Hình 6. Liên kết địa tầng giếng khoan Enreca-3 và điểm lộ khu vực Bạch Long Vĩ [5]



Hình 7. Dải sắc ký khí hydrocarbon nC_{15+} 1 mẫu tại điểm lộ Bạch Long Vĩ [5]



Hình 8. Dải sắc ký khí hydrocarbon nC_{15+} mẫu giếng khoan Enreca-3 Bạch Long Vĩ, độ sâu 488 m [5]



Hình 9. Biểu đồ Pr/Ph, trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu [5]

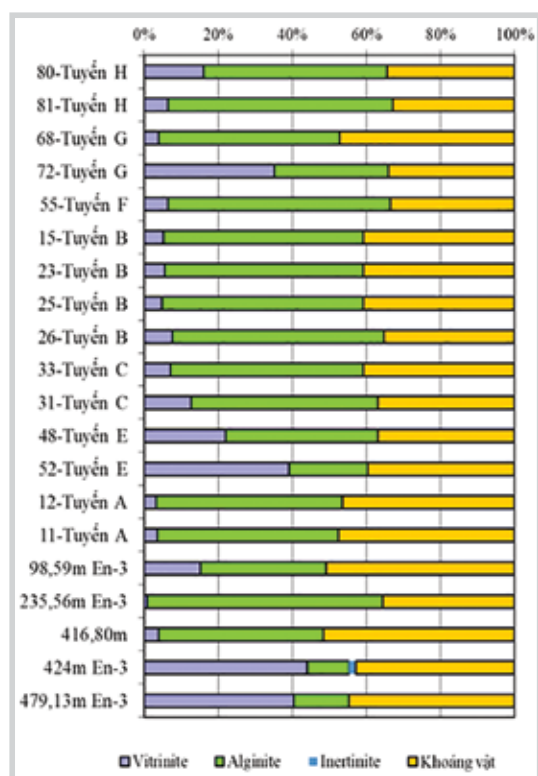
Theo nghiên cứu trên điểm lộ ngoài thực địa [5], gần 80 mẫu đá tại các tuyến khảo sát (Hình 2, 3) được thu thập và phân tích chỉ tiêu địa hóa cho thấy chủ yếu mẫu sét giàu hàm lượng vật chất hữu cơ, các giá trị TOC cao, đều vượt 1,5% khối lượng, (giá trị trung bình TOC đạt $\sim 1,77\%$ khối lượng), tiềm năng sinh dầu tốt ($S_2 = 5,96 - 15,3$ mg/g) (Hình 4). Chỉ số hydrogen (HI) tại điểm lộ Bạch Long Vĩ đều vượt 500 mgHC/gTOC (giá trị trung bình, HI ~ 540 mgHC/gTOC). Mẫu tập trung cao trong vùng kerogen loại I và II, rất ít mẫu loại III. Giá trị T_{max} trên nền kết quả nhiệt phân Rock-eval thường dao động từ 428 - 435 $^{\circ}\text{C}$, mới bắt đầu chạm ranh giới chớm trưởng thành (Hình 5).

Tập hợp các mẫu điểm lộ, dựa trên vị trí thế nằm và đặc điểm của đá, địa tầng tại các mẫu tuyến điểm lộ đã được phục hồi với độ cao 200 m so với bề mặt nằm ngang (0 m). Sau khi liên kết địa tầng giếng Enreca-3, cho thấy địa tầng điểm lộ có đặc điểm tương đối giống với phần nông địa tầng giếng khoan Enreca-3 (Hình 6) [5].

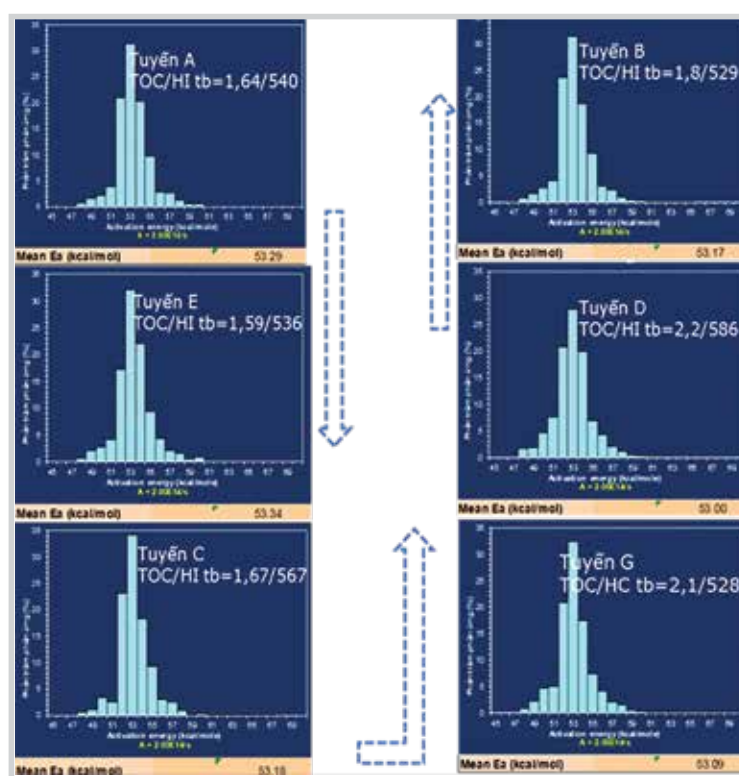
Mẫu tại giếng Enreca-3 [6] có chất lượng đá mẹ tốt hơn so với mẫu điểm lộ, với giá trị tiềm năng sinh lớn hơn ($S_2 = 11 - 42$ mg/g) (Hình 4), nguyên nhân có thể do mẫu điểm lộ ảnh hưởng bởi quá trình phong hóa bề mặt dẫn đến lượng vật chất hữu cơ ban đầu mất đi làm ảnh hưởng một phần đến chất lượng đá mẹ.

Dải sắc đồ khí hydrocarbon nC_{15+} chỉ ra các phân bố dãy n-alkane từ $nC_{15} - nC_{30+}$, tính trội cao của hydrocarbon có số nguyên tử carbon lẻ cho thấy đá mẹ không có mối liên quan nào đến nguồn gốc vật chất hữu cơ biển. Tập hợp mẫu tập trung vùng môi trường có nồng độ oxy thấp (tỷ số pristane/phytane < 3) thuận lợi cho quá trình phân hủy vật chất hữu cơ thành các sản phẩm hydrocarbon [5] (Hình 7, 8).

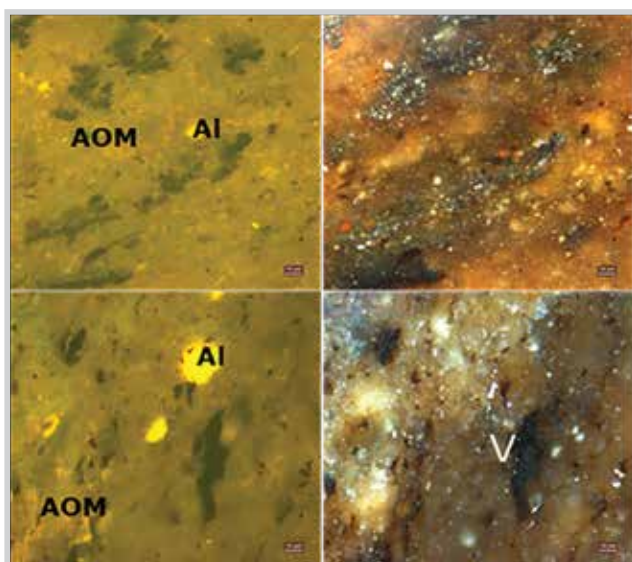
Thành phần đo maceral thực tế cho thấy mẫu giàu vật chất hữu cơ, có độ đồng nhất cao, tỷ phần liptinite maceral (L) trong vật chất hữu cơ rất cao, alginite có tỷ phần lớn, vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang màu vàng nhạt (nhóm kerogen loại I, II), thành phần nhóm vitrinite thấp đến trung bình (đại diện kerogen loại III) và gần như vắng mặt hoàn



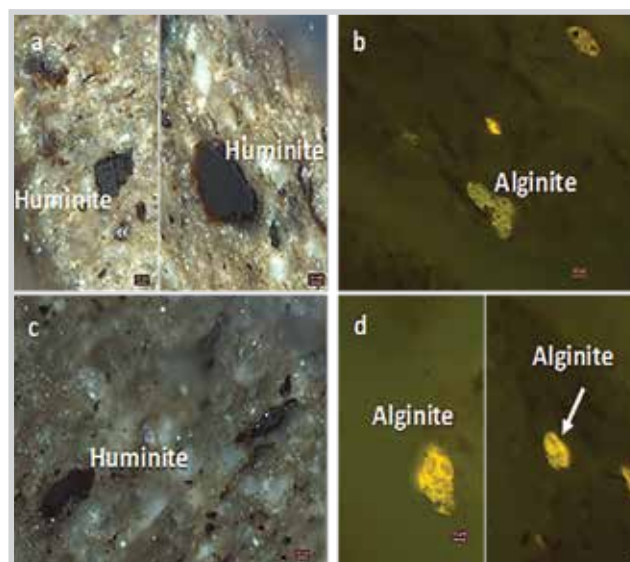
Hình 10. Kết quả đo thành phần nhóm vật chất hữu cơ các điểm lộ/tuyến Bạch Long Vĩ [5]



Hình 11. Phân bố năng lượng hoạt hóa (Ea) đá mẹ Oligocene theo các tuyến điểm lộ tại Bạch Long Vĩ [5]



Hình 12. Hình ảnh thành phần vật chất hữu cơ tại mẫu đảo Bạch Long Vĩ (AI - alginite; V - vitrinite; AOM: chất vô định hình) [5]



Hình 13. Thành phần vật chất hữu cơ giếng khoan Enreca-3 Bạch Long Vĩ, 98,59 m: (AI - alginite; V - vitrinite) [5]

toàn nhóm inertinite. Thành phần maceral trên các mẫu cho thấy có sự thay đổi nhẹ giữa vị trí các điểm lộ (Hình 10). Nguyên nhân thay đổi liên quan đến môi trường trầm tích, ảnh hưởng chủ yếu từ pha hoạt động kiến tạo của khu vực. Số liệu đo thành phần maceral cho thấy có nhiều mảnh nhỏ vitrinite màu sẫm, giá trị Ro thay đổi từ 0,39 - 0,43%. Kết quả cho thấy vật chất hữu cơ trong mẫu tại khu vực đảo Bạch Long Vĩ chứa phong phú tảo đầm hồ và sinh

vật đơn bào, độ đồng nhất cao, khả năng phát quang màu vàng nhạt dưới ánh sáng huỳnh quang (Hình 12, 13).

Về đặc trưng động học, đá mẹ khu vực Bạch Long Vĩ cho thấy có phân bố Ea hẹp (năng lượng hoạt hóa, kcal/mol) (Hình 11): giá trị Ea trung bình quanh ngưỡng 53 kcal/mol (giá trị Ea dao động từ 49 - 59 kcal/mol, trội nhất là 53 kcal/mol) [5]. Với các giá trị Ea thấp và phân bố hẹp, khả năng cao đá mẹ giàu vật liệu tảo đầm hồ, xuất hiện

thành phần nhóm liptinite/alginite (telaginite, lamaginite) và nhóm AOM (vật chất hữu cơ vô định hình) trong thành phần maceral trên tập mẫu (Hình 12, 13). Tuy nhiên thực vật bậc cao cũng góp một phần nhỏ vào thành phần vật chất hữu cơ trong đá mẹ, thể hiện qua sự có mặt nhóm vitrinite - là dấu hiệu điển hình về sự tồn tại của vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật thân gỗ (nhóm kerogen loại III).

4. Kết luận

Đá mẹ Oligocene khu vực đảo Bạch Long Vĩ giàu vật chất hữu cơ có chất lượng đá mẹ đạt tốt đến rất tốt, chủ yếu kerogen loại I, loại II và ít loại III [5, 7]. Vật liệu sinh được bảo tồn trong điều kiện môi trường thiếu oxy là điều kiện thuận lợi biến đổi thành phần vật chất hữu cơ trong trầm tích để hình thành các sản phẩm hydrocarbon. Hiện tại, đá mẹ vẫn chưa đạt đủ độ trưởng thành nhiệt, bắt đầu chạm ranh giới chớm trưởng thành ($\% R_o \sim 0,42$; $428^\circ\text{C} < T_{\max} < 435^\circ\text{C}$).

Đá mẹ Oligocene Bạch Long Vĩ có liên quan đến nguồn vật liệu sinh giàu tảo đầm hồ nước ngọt và lượng nhỏ vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật trên cạn, được đánh giá là tầng đá mẹ giàu tiềm năng và có khả năng sinh dầu, khí của khu vực.

Tài liệu tham khảo

- [1] Viện Dầu khí Việt Nam, “Đặc điểm địa chất dầu khí khu vực đảo Bạch Long Vĩ trên cơ sở nghiên cứu giếng khoan ENRECA-3 và tổng hợp các tài liệu liên quan”, 2013.
- [2] Phùng Văn Phách và nnk, “Đá mạch cát kết trên đảo Bạch Long Vĩ và ý nghĩa kiến tạo động lực của chúng”, 2008.
- [3] Phùng Văn Phách và nnk, “Một vài nét về kiến tạo và địa động lực đảo Bạch Long Vĩ trong Kainozoi”, Tuyển tập các công trình nghiên cứu địa chất và địa chất biển, Tập IX, tr. 7 - 18, 2007.
- [4] VPI Labs, “Biostratigraph report on ENRECA-3 well”, 2012.
- [5] Nguyễn Thị Tuyết Lan, “Đánh giá, tổng hợp số liệu địa hóa trên cơ sở phân tích mẫu khu vực đảo Bạch Long Vĩ phục vụ Dự án PEXMOD”, 2019.
- [6] VPI Labs, “Geochemical analysis report on ENRECA-3 well”, 2012.
- [7] Henric I. Petersen, “Source rock evaluation of ENRECA-3 well, Bach Long Vi island, Song Hong basin, Vietnam”. A contribution to the ENRECA cooperation project between GEUS, VPI, HUMG, HUS and IGN, 2013.

CHARACTERISTICS OF SOURCE ROCK IN BACH LONG VI ISLAND

Nguyen Thi Tuyet Lan, Phan Van Thang, Le Hoai Nga, Nguyen Thi Thanh, Bui Quang Huy

Vietnam Petroleum Institute

Email: lanntt@vpi.pvn.vn

Summary

The article describes the characteristics of source rock in Bach Long Vi island, which is located on the north-eastern part of the Song Hong basin, Vietnam. The research results of Enreca-3 exploration well have provided a clear picture of the geological structure and characteristics as well as the depositional environment of the study area [1]. The integrated geochemical and lithological study of Enreca-3 well and the outcrop samples data in Bach Long Vi island show that the Oligocene mudstones with abundance of lacustrine algae are source rock of good oil and gas generation potential.

Key words: Source rock, HC potential, hydrocarbon, organic matter, algae, materials, Bach Long Vi, Song Hong basin.

ỨNG DỤNG KỸ THUẬT CHỤP CẮT LỚP 2 MỨC NĂNG LƯỢNG ĐỂ PHÂN TÍCH, DỰ BÁO TÍNH CHẤT CƠ LÝ CỦA MẪU LỖI

Nguyễn Lâm Quốc Cường, Nguyễn Hồng Minh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: cuongnlq@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-03>

Tóm tắt

Hơn 20 năm qua, công nghệ chụp cắt lớp được sử dụng trong ngành công nghiệp dầu khí để nghiên cứu đặc tính mẫu lõi và trực quan hóa dòng chảy lưu chất [1 - 8]. Trong đó, chụp cắt lớp định tính cung cấp thông tin về tính bất đồng nhất [9], sự thay đổi thạch học, khe nứt, hang hốc và mức độ xâm nhập của dung dịch khoan. Chụp cắt lớp định lượng ngoài các ứng dụng trên còn dùng để tính mật độ tổng (bulk density), độ rỗng và hiệu chuẩn đường cong địa vật lý giếng khoan.

Bài báo giới thiệu phương pháp dự báo tính chất đá vữa (như mật độ hạt, độ rỗng...) từ kết quả chụp cắt lớp theo phương pháp chụp cắt lớp 2 mức năng lượng (Dual-Energy CT Scanning - DECT) tại 140 kV và 80 kV. Kết quả chụp cắt lớp được so sánh với giá trị đường cong địa vật lý, cho thấy tiềm năng lớn trong việc xác định các tính chất vật lý của đá chứa cũng như chất lưu vữa.

Từ khóa: Chụp cắt lớp 2 mức năng lượng, đặc tính đá chứa, tán xạ Compton, hiệu ứng quang điện, độ rỗng.

1. Giới thiệu

Chụp cắt lớp là kỹ thuật xử lý hình ảnh không phá hủy mẫu, tận dụng công nghệ tia X và các thuật toán tái tạo để xây dựng các mặt cắt ngang và dọc của vật thể. Không chỉ ứng dụng trong y tế, chụp cắt lớp đã được sử dụng để nghiên cứu đất đá vữa trong ngành công nghiệp dầu khí hơn 20 năm qua [1 - 8]. Về cơ bản, chụp cắt lớp trong ngành công nghiệp dầu khí có thể chia làm 2 hướng chính là mô tả đặc tính mẫu lõi và trực quan hóa dòng chảy lưu chất.

Ứng dụng kỹ thuật chụp cắt lớp trong mô tả đặc tính mẫu lõi gồm việc chụp các mẫu đường kính lớn và mẫu lõi đường kính nhỏ (plug). Chụp cắt lớp trong điều kiện mẫu bảo quản rất hữu ích cho các mẫu không cố kết hay những mẫu thí nghiệm mà không làm ảnh hưởng đến trạng thái dính ướt của mẫu. Chụp cắt lớp định tính cung cấp thông tin về tính bất đồng nhất [9], sự thay đổi thạch học, khe nứt, hang hốc và mức độ xâm nhập của dung dịch khoan. Chụp cắt lớp định lượng ngoài các ứng dụng trên còn dùng để tính mật độ tổng, độ rỗng và hiệu chuẩn đường cong địa vật lý giếng khoan.

Phương pháp chụp cắt lớp được dùng nhiều trong việc trực quan hóa dòng chảy lưu chất bằng cách sử dụng chất đánh dấu phóng xạ (dopants) để theo dõi sự dịch chuyển lưu chất bên trong mẫu lõi thông qua quá trình bơm ép. Chất đánh dấu này tạo ra độ tương phản giữa các pha lưu chất giúp quan sát và định lượng sự thay đổi cũng như phân bố độ bão hòa chất lưu trong mẫu, quan sát hiệu ứng trọng lực và hiệu ứng ngón tay, hiện tượng chất lưu bị bẫy lại hay trượt qua, hiệu ứng bất đồng nhất của dòng chảy. Chụp cắt lớp là công cụ rất tốt để quan sát hiệu quả việc xử lý lưu chất như: acid, gel, polymer, hơi nóng và bọt cùng với việc giữ mẫu trong điều kiện vữa bằng thiết bị giữ mẫu chuyên dụng. Khi tiến hành thí nghiệm dòng chảy 3 pha, chụp cắt lớp cung cấp giải pháp hiệu quả để tính toán các độ bão hòa tại chỗ riêng lẻ [1, 10, 11].

Năm 1987, Wellington và Vinegar [1] lần đầu tiên chỉ ra tương quan của hình ảnh chụp cắt lớp với mật độ tổng (bulk density) và số nguyên tử (atomic number) dựa trên quan sát việc quét mẫu ở mức năng lượng cao (trên 100 kV) - khi hiệu ứng tán xạ Compton chiếm ưu thế và năng lượng thấp (dưới 100 kV) - khi hiệu ứng hấp thụ quang điện chiếm ưu thế. Kỹ thuật chụp cắt lớp 2 mức năng lượng được áp dụng cho mẫu lõi có đường kính nhỏ (plug) và đường kính lớn (full diameter) với



Ngày nhận bài: 27/10/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 27/10 - 16/11/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/2/2021.

khoảng cách giữa các lát cắt cần xử lý là 5 mm để giảm khối lượng số liệu cần xử lý. Bài báo này tập trung vào dự báo tính chất mẫu lõi bằng cách sử dụng kỹ thuật chụp cắt lớp 2 mức năng lượng.

2. Chụp cắt lớp 2 mức năng lượng (DECT)

Khi chụp cắt lớp 2 mức năng lượng, mẫu sẽ được quét 2 lần cùng vị trí nhưng sử dụng 1 mức năng lượng cao và 1 mức năng lượng thấp. Cách thiết lập mức năng lượng cao và thấp có thể tận dụng lợi thế tương tác của 2 hiện tượng chính của tia X là sự hấp thụ quang điện (chiếm ưu thế khi dùng mức năng lượng thấp) và hiệu ứng tán xạ Compton (chiếm ưu thế khi dùng mức năng lượng cao), tương ứng với sự phụ thuộc vào số nguyên tử và mật độ electron. Xác suất tán xạ Compton phụ thuộc vào năng lượng tia X và mật độ electron, trong khi đó xác suất hấp thụ quang điện tăng nhanh theo số nguyên tử và giảm nhanh khi tăng năng lượng photon. Vì vậy, từ việc đo mức độ suy giảm chùm tia X của 2 mức năng lượng khác nhau có thể giúp tìm ra lượng tán xạ Compton và lượng hấp thụ quang điện khi truyền qua vật liệu [12]. Từ đó có thể tính số nguyên tử hiệu dụng (Z_{eff}) và mật độ electron của đối tượng mẫu bằng cách quét 2 mức năng lượng tách biệt.

Chụp cắt lớp 2 mức năng lượng được sử dụng rộng rãi trong y tế để đo mật độ khoáng chất của xương sau khi loại bỏ hiệu ứng hấp thụ tia X của các mô mềm. Kỹ thuật 2 mức năng lượng cũng được ứng dụng trong quét hành lý để kiểm tra các vật liệu không chính thống bằng biểu đồ giữa Z_{eff} và mật độ [13].

Wellington và Vinegar [1] đề nghị dùng 100 kV như là giá trị đầu vào cho 2 hiệu ứng của máy chụp cắt lớp (trên 100 kV dành cho tán xạ Compton, dưới 100 kV dành cho hấp thụ quang điện). Một số máy chụp cắt lớp ngày nay có mức phát tối đa là 140 kV nên dùng mức năng lượng cao để quét. Còn lại có thể dùng các mức dưới 100 kV như 90, 80, 70 hay 60 kV để làm mức năng lượng thấp nhưng thông thường thì dùng 80 kV.

2.1. Công thức dùng trong chụp cắt lớp 2 mức năng lượng

Phương trình được trích dẫn rộng rãi dùng cho DECT được công bố bởi Wellington và Vinegar [1].

$$\mu = \rho \left[a + \frac{bZ^n}{E^{3,2}} \right] \quad (1)$$

Trong đó:

μ : Hệ số suy giảm tuyến tính;

ρ : Mật độ electron;

E: Năng lượng tia X;

Z: Số nguyên tử;

a: Hệ số Klein-Nishina,

b: Hằng số;

n: Số mũ của Z.

Mật độ electron ρ liên quan đến mật độ tổng ρ_0 theo công thức sau dành cho các loại vật liệu [14].

$$\rho_b = 1,0704\rho - 0,1883 \quad (2)$$

Số mũ n cũng được dùng để tính số nguyên tử hiệu dụng của tổ hợp như công thức (3) mà trong đó Z_i là số nguyên tử của nguyên tố thứ i trong tổ hợp và f_i là tỷ lệ của nguyên tử đại diện cho nguyên tố thứ i trong tổ hợp.

$$Z_{\text{eff}} = \left[\sum f_i Z_i^n \right]^{1/n} \quad (3)$$

Mặc dù nghiên cứu của Wellington và Vinegar sử dụng giá trị $n = 3,8$, nhưng có một số nghiên cứu khác dùng giá trị 3,6, có khi là 3. Bài báo này dùng giá trị $n = 3,8$ cho n như đa số và cũng phù hợp với số mũ dùng trong phân tích đường cong [14 - 17]. Bảng 1 thể hiện một vài giá trị Z_{eff} và giá trị mật độ tổng tương ứng của một số vật liệu phổ biến cần cho tính toán khi quét 2 mức năng lượng [17].

Z_{eff} liên quan đến hệ số quang điện, P_e như công thức (4).

$$P_e = \left[\frac{Z_{\text{eff}}}{10} \right]^{3,8} \quad (4)$$

Giống như P_e , giá trị Z_{eff} cũng ít thay đổi theo độ rỗng. Các nghiên cứu cho thấy Z_{eff} của calcite, dolomite và quartz chỉ thay đổi 5% khi độ rỗng thay đổi 35% với nước là chất lưu trong lỗ rỗng. Vì vậy, Z_{eff} cho thấy tiềm năng là chỉ số thạch học rất tốt và thông qua mối quan hệ được mô tả trong công thức (4), các giá trị Z_{eff} lấy từ chụp cắt lớp có thể được chuyển đổi thành giá trị P_e để ước tính sơ bộ sự xuất hiện của khoáng vật trong mẫu lõi.

Do tính chất phi tuyến phức tạp của công thức (1) nên khó để tính Z_{eff} và ρ tại các vị trí lát cắt. Angulo và Ortiz [18] đã sử dụng mô hình đa thức để định lượng 2 giá trị này từ ảnh CT, mặc dù kết quả bị ảnh hưởng bởi kỹ thuật tái tạo CT như hiệu ứng cứng chùm tia gây ra bởi tính đa sắc của tia X. Vì vậy, trong các đối tượng mẫu nhiều thành phần, Wellington và Vinegar đã đề cập đến sự cần thiết của việc loại bỏ hiện tượng cứng chùm tia trong quá trình tái cấu trúc 2 mức năng lượng để đạt được kết quả tốt bằng cách áp dụng lọc tia và xử lý trước khi tái tạo.

Bảng 1. Giá trị mật độ tổng và số nguyên tử hiệu dụng của một số khoáng vật

Tên	Công thức hóa học	Mật độ tổng (g/cc)	Z _{eff}
Nước	H ₂ O	1	7,5195
Graphite	C	2,3	6
Calcite	CaCO ₃	2,71	15,71
Dolomite	CaMg(CO ₃) ₂	2,87	13,7438
Air	Air	0,001	7,224
Quartz Mineral	SiO ₂	2,65	11,7842
Aluminum Pure	Al	2,7	13
Iron Pure	Fe	5,6	26
Anhydrite	CaSO ₄	2,95	15,6847
Fused Quartz	SiO ₂	2,2	11,7842
Pyrite	FeS ₂	5,02	21,9588
Siderite	FeCO ₃	3,96	21,0932
Barite	BaSO ₄	4,5	47,2008
Na-Feldspar	NaAlSi ₃ O ₈	2,61	11,5534
K-Feldspar	KAlSi ₃ O ₈	2,53	13,3895
Kaolinite	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄	2,6	11,1622
Illite	KAl ₃ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂	2,8	9,6058
Na-Montmorillonite	NaAl ₅ MgSi ₁₂ O ₃₀ (OH) ₆	2,65	11,462
Ca-Montmorillonite	Ca _{0,5} Al ₅ MgSi ₁₂ O ₃₀ (OH) ₆	2,65	11,8277
Chlorite	Fe ₂ Mg ₂ Al ₂ Si ₂ Al ₁₂ O ₁₀ (OH) ₈	2,9	11,6449
Celestite	SrSO ₄	3,9	30,4686
Talc	Mg ₃ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂	2,75	8,4538
Rutile	TiO ₂	4,2	19,0006
Halite	NaCl	2,35	15,3295

Các máy chụp cắt lớp chủ yếu cung cấp dữ liệu suy giảm dưới dạng số CT (CT number, đơn vị là HU) được hiệu chỉnh bằng sự suy giảm của nước và được thể hiện như sau:

$$CTN = \frac{\mu - \mu_w}{\mu_w} \times 1000 \quad (5)$$

Vinegar và Kehl [14] đã rút ra 2 phương trình khác từ phương trình 1 mà sử dụng 2 mức năng lượng thấp và cao như sau:

$$\rho = A \times CTN_{low} - B \times CTN_{high} + C \quad (6)$$

$$Z_{eff} = D \times \left[\frac{E \times CTN_{low} - CTN_{high} - F}{\rho} \right]^{1/3,8} \quad (7)$$

Vinegar và Kehl đề xuất quét qua một số mẫu lõi biết trước mật độ tổng và Z_{eff} sử dụng kết quả liên kết số CT (tại 2 mức năng lượng thấp và cao) theo phương trình (6) và (7) để tính ra các giá trị A, B, C, D, E và F. Những giá trị này sẽ được áp dụng để tính ρ_b và Z_{eff} cho những mẫu khác. Một số phần mềm hiện nay có quy trình xử lý tương tự phương pháp của Vinegar và Kehl để tính ρ và Z_{eff} liên tục trên các lát cắt cho từng điểm ảnh (voxel by voxel).

2.2. Đơn giản hóa phương trình 2 mức năng lượng

Quy trình dưới đây được sử dụng để xác định định lượng mật độ tổng ρ_b và Z_{eff} dựa trên giá trị số CT của

vùng quan tâm (Region of Interest - ROI) trong khoảng mẫu lõi được đo. Tại vị trí mỗi lát cắt, mức năng lượng quét là 80 kV và 140 kV.

Phương trình từ (2) - (6) có thể viết lại như sau:

$$\rho_b = 1,0704 \times [A \times CTN_{low} - B \times CTN_{high} + C] - 0,1883 \quad (8)$$

Phương trình (8) được sắp xếp lại cho đơn giản hơn chỉ với 3 hệ số mới là m, p và q.

$$\rho_b = m \times CTN_{low} + p \times CTN_{high} + q \quad (9)$$

Phương trình (7) được viết lại như sau:

$$D \times E \times CTN_{low} - D \times CTN_{high} - D \times F = \rho \times Z_{eff}^{3,8} \quad (10)$$

Phương trình (2) được viết lại như sau:

$$\rho = 0,9342 \times \rho_b + 0,1759 \quad (11)$$

Kết hợp (2) phương trình (10) và (11) thành phương trình đơn giản hơn với 3 hệ số r, s và t như sau:

$$r \times CTN_{low} + s \times CTN_{high} + t = [0,9342 \times \rho_b + 0,1759] \times Z_{eff}^{3,8} \quad (12)$$

Hoặc

$$Z_{eff} = \left[\frac{r \times CTN_{low} + s \times CTN_{high} + t}{0,9342 \times \rho_b + 0,1759} \right]^{1/3,8} \quad (13)$$

Giải các phương trình 3 ẩn này sẽ tìm ra được các giá trị m , p , q và r , s , t . Ngoài ra, hệ số quang điện cũng có thể được tính cho mỗi lát cắt dựa trên công thức (4). Điều quan trọng là dữ liệu năng lượng cao và thấp và số CT phải được thu thập tại cùng một vị trí và vùng quan tâm.

2.3. Thí nghiệm chụp cắt lớp xác định mật độ tổng

2.3.1. Kết quả quét mẫu lõi hình trụ

Trước tiên, căn chỉnh máy chụp cắt lớp được thực hiện với 3 mẫu chuẩn đã biết trước các thông số ρ_b và Z_{eff} (có

Bảng 2. Giá trị hệ số cho các mẫu chuẩn

Hệ số	Giá trị
m	-0,8207
p	2,0109
q	1.245,9
r	34.683
s	-44.491
t	-6.651.160

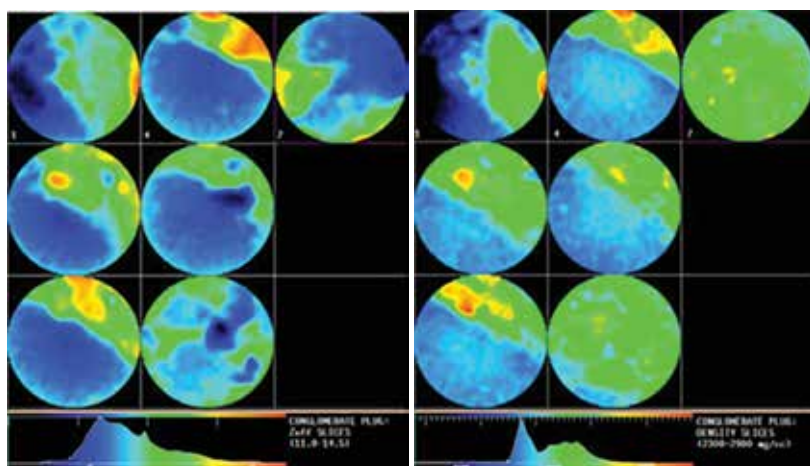
thể lựa chọn từ các mẫu tiêu chuẩn ở Bảng 1). Các mẫu này được dùng để tính ra 6 hệ số m , p , q , r , s và t như miêu tả ở trên. Từ giá trị số CT tại 2 mức năng lượng cao và thấp cùng giá trị tương ứng ρ_b và Z_{eff} của các mẫu hiệu chuẩn đã biết sẽ tính được các hệ số quét 2 mức năng lượng - được thể hiện trong Bảng 2.

Mẫu dùng để thí nghiệm được chọn từ các mẫu đại diện cho các loại thạch học khác nhau gồm: đá vôi, đá cát kết và sét phiến. Ba mẫu này được chụp cắt lớp tại mức năng lượng 140 kV và 80 kV tại cùng vị trí. Giá trị số CT tại vùng quan tâm của 2 mức cao và thấp được tính toán sang ρ_b và Z_{eff} theo phương trình (9) và (13) và cho kết quả trong Bảng 3.

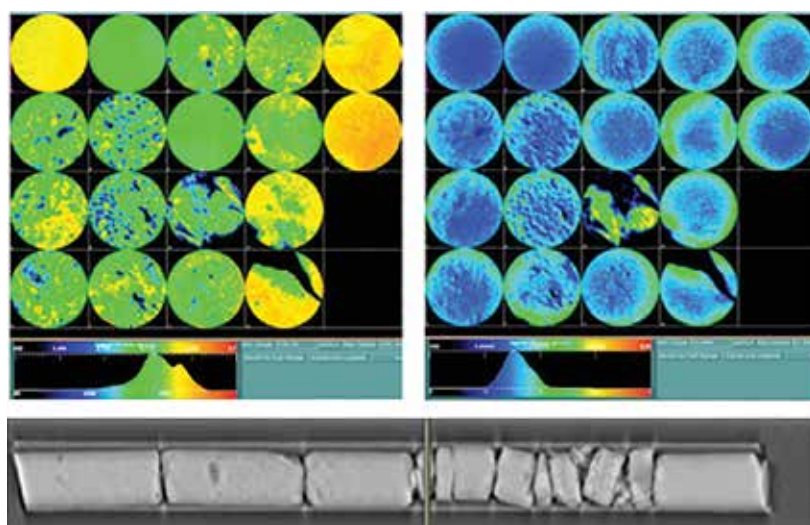
Bảng 3 cũng cung cấp giá trị trung bình của ρ_b và Z_{eff} cho 3 mẫu. Giá trị đo mật độ tổng bằng phương pháp phân tích thông thường có thể tích tổng lần lượt là 1906,2; 2120; 2529,2 mg/cc với sai số hiệu dụng tương ứng là

Bảng 3. Giá trị ρ_b và Z_{eff} khi quét các mẫu nhỏ

TT	CTN _{low}	CTN _{high}	ρ_b (mg/cm ³)	Z_{eff}	Plug	
1	3411,5	1789,4	2044,4	14,91	Đá vôi	
2	3407,5	1786,4	2041,7	14,92	Avg. ρ_b	mg/cc
3	3404,0	1784,3	2040,4	14,92	2041,50	
4	3404,3	1785,1	2041,6	14,91	Avg. Z_{eff}	
5	3402,2	1783,7	2040,6	14,91	14,91	
6	3399,9	1782,6	2040,3	14,91		
7	3394,4	1779,8	2039,3	14,90		
8	3393,6	1779,9	2040,0	14,90		
9	3394,6	1782,9	2045,2	14,87		
1	2521,5	1480,4	2153,4	11,89	Đá cát kết	
2	2491,5	1458,8	2134,6	11,90	Avg. ρ_b	mg/cc
3	2527,2	1479,4	2146,7	11,95	2147,70	
4	2526,2	1478,0	2144,7	11,96	Avg. Z_{eff}	
5	2459,9	1437,0	2116,8	11,90	11,93	
6	2552,7	1494,7	2156,6	11,98		
7	2583,0	1516,7	2176,0	11,97		
8	2552,4	1499,0	2165,5	11,93		
9	2503,9	1467,3	2141,6	11,90		
10	2553,0	1498,7	2164,4	11,93		
11	2525,8	1480,8	2150,8	11,92		
12	2538,7	1488,4	2155,3	11,94		
13	2474,5	1448,9	2128,6	11,88		
14	2496,1	1459,7	2132,7	11,93		
1	3377,2	2015,0	2526,1	12,48	Đá phiến sét	
2	3574,8	2139,7	2614,8	12,57	Avg. ρ_b	mg/cc
3	3546,0	2127,3	2613,5	12,50	2610,20	
4	3512,9	2115,0	2615,9	12,40	Avg. Z_{eff}	
5	3461,7	2091,1	2609,9	12,29	12,45	
6	3580,9	2154,5	2639,6	12,46		
7	3591,9	2165,1	2651,9	12,43		



Hình 1. Giá trị ρ_b và Z_{eff} của từng lát cắt



Hình 2. Sự xuất hiện của hiệu ứng cứng chùm tia trên các lát cắt

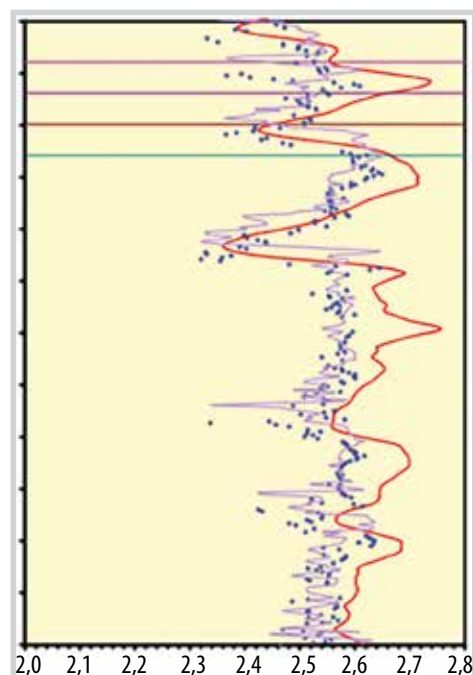
-7,1%; -1,7%; -3,2% (với kỹ thuật chụp 3 mức năng lượng thì giá trị dự báo cao hơn một chút).

Các giá trị trung bình ρ_b và Z_{eff} cho mỗi lát cắt có thể tính toán bằng phần mềm xử lý. Ngoài ra, kỹ thuật đổ màu lên hình ảnh cũng được sử dụng để trực quan hóa số liệu. Hình 1 là hình ảnh được đổ màu - màu sáng đại diện cho các giá trị cao, màu đen đại diện cho các giá trị thấp.

Hình ảnh của các lát cắt rất hữu ích trong việc cung cấp thông tin về tính đồng nhất cũng như cho thấy sự xuất hiện của hiệu ứng cứng chùm tia. Từ đó, có thể loại bỏ các giá trị nhiễu ảnh hưởng đến kết quả (Hình 2).

2.3.2. Kết quả quét mẫu lõi đường kính lớn

Thí nghiệm chụp cắt lớp 2 mức năng lượng cũng được áp dụng cho mẫu đường kính lớn. Mẫu được khoan bằng dung dịch gốc nước, bảo quản trong ống nhôm bịt kín 2 đầu để mẫu không bị xê dịch, nứt nẻ do vận chuyển cũng như giữ nguyên được hiện trạng của mẫu. Mẫu được quét tại 2 mức năng lượng 140 kV và 80 kV.



Hình 3. Tương quan của đường cong mật độ (màu đỏ), giá trị chụp cắt lớp rời rạc (chấm tròn) và trung bình hóa (đường tím)

2.4. So sánh kết quả quét 2 mức năng lượng với dữ liệu đường cong địa vật lý

Kết quả định lượng từ việc quét 2 mức năng lượng được so sánh với các đường cong địa vật lý giếng khoan. Hình 3 thể hiện sự tương quan của mật độ tổng lấy từ đường cong địa vật lý và từ chụp cắt lớp 2 mức năng lượng (điểm rời rạc và trung bình hóa). Có thể áp dụng để dịch chuyển độ sâu cho phù hợp. So sánh kết quả thu được từ chụp cắt lớp với đường cong địa vật lý cho thấy, do mức năng lượng của việc đo địa vật lý khá cao (từ 200 - 2.000 kV), nên đường cong địa vật lý sẽ chịu ảnh hưởng của hiệu ứng tán xạ Compton là chủ yếu mà không bị ảnh hưởng của hiệu ứng quang điện. Do vậy, dẫn đến việc khó xác định một số khoáng vật như dolomite trong đá carbonate.

2.5. Thí nghiệm đo độ rỗng dùng kỹ thuật chụp cắt lớp 2 mức năng lượng

Với kỹ thuật chụp cắt lớp 2 mức năng lượng, độ rỗng của mẫu được tính toán từ giá trị mật độ tổng và số nguyên tử hiệu dụng theo các bước sau:

- Quét mẫu vật tại cùng vị trí qua 2 mức năng lượng khác nhau;
- Quét mẫu hiệu chuẩn để tạo ra các hệ số chuẩn;
- Tính mật độ tổng và số nguyên tử hiệu dụng cho từng lát cắt dựa trên số CT của mức năng lượng cao và số CT của mức năng lượng thấp;
- Tính hệ số quang điện P_e từ Z_{eff} ;
- Tính mật độ electron từ mật độ tổng;
- Tính U, chỉ số thể tích quang điện hấp thụ dựa trên công thức

$$U = P_e \times \rho \quad (14)$$

Dùng các biểu đồ tương quan giữa độ rỗng, thạch học và độ bão hòa tiêu chuẩn của Schlumberger để tính tỷ lệ khoáng vật [16, 18, 20];

Khi tỷ lệ khoáng vật được biết, mật độ khung đá ρ_{ma} sẽ được tính dựa trên quy tắc trộn lẫn và độ rỗng sẽ được tính theo công thức sau:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (15)$$

3. Kết luận

Bài báo giới thiệu quy trình, công thức tính toán được sử dụng cho thí nghiệm chụp cắt lớp 2 mức năng lượng. Những hệ số cần thiết để đưa ra được giá trị ρ_b và Z_{eff} dựa trên những dữ liệu về số CT của 2 mức năng lượng cao và thấp.

Việc tính toán được dùng trên 3 mẫu thử và kết quả cho thấy sự khả quan khi sử dụng kỹ thuật này. Việc chụp cắt lớp này cũng được dùng áp dụng cho mẫu lõi đường kính lớn và kết quả được so sánh với giá trị đường cong địa vật lý.

Nghiên cứu này được tiếp tục phát triển để tăng chất lượng của việc chụp cắt lớp 2 mức năng lượng nhằm tính toán các thông số ρ_b và Z_{eff} chính xác hơn. Đồng thời, kỹ thuật chụp cắt lớp cũng cho thấy tiềm năng lớn trong việc xác định các tính chất vật lý của đá chứa cũng như chất lưu vỉa.

Các ứng dụng chụp cắt lớp 2 mức năng lượng nếu được kết hợp với các thông tin từ đường cong địa vật lý và từ biểu đồ phân tích mẫu lõi tiêu chuẩn sẽ cung cấp thông tin hữu ích cho công tác nghiên cứu đặc tính vỉa chứa.

Tài liệu tham khảo

- [1] S.L. Wellington and H.J. Vinegar, "X-ray

computerized tomography", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 39, No. 8, pp. 885 - 898, 1987.

[2] Patricia K. Hunt, Philip Engler, and Caroline Bajsarowicz, "Computed tomography as a core analysis tool: Applications, instrument evaluation, and image improvement techniques", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 40, No. 9, pp. 1203 - 1210, 1988.

[3] E.M. Withjack, "Computed tomography for rock-property determination and fluid-flow visualization", *SPE Formation Evaluation*, Vol. 3, No. 4, pp. 696 - 704, 1988.

[4] A. Kantzas, "Investigation of physical properties of porous rocks and fluid flow phenomena in porous media using computer assisted tomography", *In Situ*, Vol. 14, No. 1, p. 77 - 132, 1990.

[5] A. Bansal and M.R. Islam, "State-of-the-Art review of nondestructive testing with computer-assisted tomography", *International Arctic Technology Conference*, Anchorage, AK, 29 - 31 May 1991.

[6] S. Saner, "A review of computer tomography and petrophysical applications (Sabbatical research, 1993 - 1994)", King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran, KSA, 1994.

[7] S. Akin and A.R. Kovscek, "Use of computerized tomography in petroleum engineering research", Annual Report of SUPRI TR 127, Stanford University, Stanford, CA, pp. 63 - 83, 2001.

[8] E.M. Withjack, C. Devier, and G. Michael, "The role of computed tomography in core analysis", *SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting*, Long beach, CA, 19 - 24 May 2003.

[9] Shameem Siddiqui, James Funk, and Aon Khamees, "Static and dynamic measurements of reservoir heterogeneities in carbonate reservoirs", *2000 SCA Symposium*, Abu Dhabi, UAE, 18 - 22 October 2000.

[10] S. Siddiqui, P.J. Hicks, and A.S. Grader, "Verification of buckley-leverett three phase theory using computerized tomography", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 15, No. 1, pp. 1 - 21, 1996.

[11] A. Sahni, J.E. Burger, and M.J. Blunt, "Measurement of three- phase relative permeability during gravity drainage using CT scanning", *SPE/DOE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, OK, 19 - 22 April 1998.

[12] G.K. Von Schulthness and H-G Smith, *Encyclopaedia of medical imaging - Vol. 1: Physics, Technology and Procedures*. Martin Dunitz Ltd., London, UK, 1998.

- [13] Q. Lu, "The utility of X-ray dual-energy transmission and scatter technologies for illicit material detection", Ph.D. Dissertation, Virginia Polytechnic Institute, Blacksburg, VA, 1999.
- [14] J.S. Gardner and J.L. Dumanoir, "Litho-Density log interpretation", *SPWLA Twenty-First Annual Logging Symposium Transactions*, 8 - 11 July 1980.
- [15] H. Edmundson and L.L. Raymer, "Radioactive logging parameters for common minerals", *SPWLA Twentieth Annual Logging Symposium Transactions*, 3 - 6 June 1979.
- [16] O. Serra, *Schlumberger element mineral rock catalog*. Schlumberger Publications, 1990.
- [17] M. Rider, *The geological interpretation of well logs*. Gulf Publishing Co., Houston, TX, 1996.
- [18] R. Angulo and N. Ortiz, "X-Ray tomography applications in porous media evaluation", *2nd Latin American Petroleum Engineering Conference (LAPEC)*, Caracas, Venezuela, 8 - 11 March 1992.
- [19] Schlumberger, *Log interpretations charts*. Schlumberger Publications, 1995.

APPLICATION OF DUAL-ENERGY CT SCAN TO ANALYSE AND PREDICT ROCK PROPERTIES IN CORE ANALYSIS

Nguyen Lam Quoc Cuong, Nguyen Hong Minh

Vietnam Petroleum Institute

Email: cuongnlq@vpi.pvn.vn

Summary

Tomography has been used in the oil and gas industry for more than 20 years to study core sample properties and visualise fluid flow [1 - 8]. Qualitative tomography provides information on heterogeneity [9], petrographic change, fissure, cavity and penetration level of drilling muds, whereas quantitative tomography in addition to the above applications is also used to calculate the bulk density, porosity, and calibration of logging curves.

The article presents the method for prediction of rock properties (such as grain density and porosity, etc.) from the results of CT scans using Dual-energy CT Scanning - DECT at 140 kV and 80 kV. The CT scan results are compared with the values of the geophysical curve, showing a great potential in determining the physical properties of the reservoir rock as well as the reservoir fluid.

Key words: Dual-energy CT scanning, rock properties, Compton scattering, photoelectric effect, porosity.

TỐI ĐA THU HỒI CẤU TỬ PROPYLENE BẰNG GIẢI PHÁP GIẢM ĐỘ TINH KHIẾT DÒNG SẢN PHẨM PROPYLENE, TĂNG CÔNG SUẤT CHẾ BIẾN CỦA PHẦN XƯỞNG POLYPROPYLENE TẠI NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

Nguyễn Thành Bông

Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn

Email: bongnt@bsr.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-04>

Tóm tắt

Áp dụng phân tích số liệu và công cụ mô phỏng công nghệ để nghiên cứu khả năng thu hồi tối đa cấu tử khí propylene trong LPG sản xuất từ Phân xưởng cracking xúc tác (RFCC).

Bài báo giới thiệu giải pháp giảm độ tinh khiết của dòng sản phẩm propylene từ Phân xưởng thu hồi Propylene (PRU) để tăng thu hồi cấu tử propylene. Quá trình thử nghiệm giải pháp này đã đạt được kết quả tốt, làm tăng thu hồi lượng khí propylene, tăng nguồn nguyên liệu chế biến cho Phân xưởng hạt nhựa Polypropylene (PP) vận hành ở công suất cao hơn công suất thiết kế khoảng 3%.

Giải pháp đã được áp dụng vào thực tế sản xuất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ tháng 8/2018, mang lại hiệu quả kinh tế cao với giá trị làm lợi ước tính khoảng 2,5 triệu USD/năm.

Từ khóa: Propylene, hiệu suất thu hồi, độ tinh khiết, polypropylene, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

1. Giới thiệu

Phân xưởng PRU (Hình 1) tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thiết kế để phân tách dòng sản phẩm khí hóa lỏng LPG đã qua xử lý sản xuất từ Phân xưởng RFCC thành các sản phẩm hỗn hợp khí butane + butene (hỗn hợp các C_4), khí propane (C_3) và khí propylene ($C_3=$). Dòng khí propylene được tách đến độ tinh khiết 99,5% khối lượng làm nguyên liệu cho Phân xưởng PP [1].

Trong thực tế vận hành, lưu lượng LPG sản xuất từ Phân xưởng RFCC thường ở mức cao nên Phân xưởng PRU thường được vận hành ở công suất cao hơn, khoảng 110% khối lượng công suất thiết kế. Từ tháng 4/2018, Phân xưởng RFCC sử dụng phụ gia ZSM-5 để tăng sản xuất propylene/LPG và xăng RON nên công suất Phân xưởng PRU đã tăng lên đến mức 115% khối lượng công suất thiết kế. Khi công suất Phân xưởng PRU tăng, độ thu hồi (recovery) của cấu tử $C_3=$ bị giảm, làm tăng lượng $C_3=$ còn lẫn trong dòng propane từ Phân xưởng PRU (được phối trộn vào sản phẩm LPG của nhà máy lọc dầu) (Hình 2).

Propylene có giá trị kinh tế cao hơn LPG và là nguồn nguyên liệu chính của Phân xưởng PP tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Phân xưởng PP có thể tăng công suất chế biến lên đến 110% công suất thiết kế ở thời điểm nghiên cứu. Thay vì mua thêm nguyên liệu propylene từ bên ngoài, việc nghiên cứu các giải pháp tăng sản xuất $C_3=$ /LPG tại RFCC và tăng độ thu hồi $C_3=$ tại PRU để tăng nguồn nguyên liệu chế biến cho Phân xưởng PP sẽ làm tăng lợi ích kinh tế cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

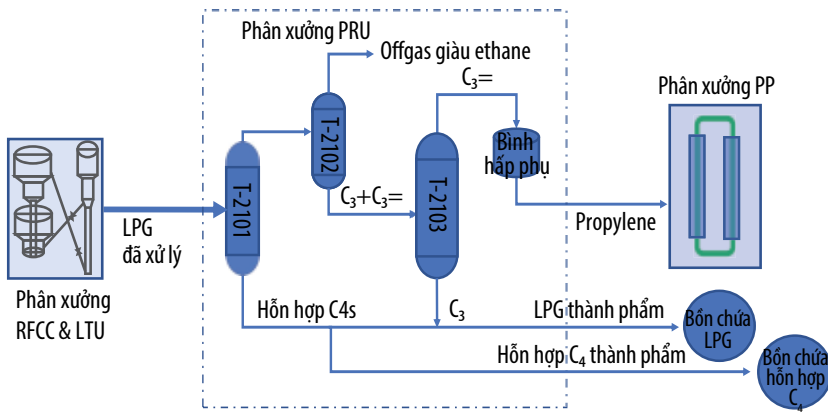
Áp dụng phương pháp phân tích số liệu và sử dụng công cụ mô phỏng công nghệ trình bày trong Mục 2 và 3, giải pháp giảm độ tinh khiết (purity) của dòng $C_3=$ từ tháp tách propylene/propane T-2103 của Phân xưởng PRU, từ giá trị thiết kế 99,5% khối lượng xuống đến 99,4% khối lượng có thể giúp làm tăng thu hồi cấu tử $C_3=$ còn lẫn trong dòng propane từ T-2103 mà không làm thay đổi điều kiện vận hành bình thường của Phân xưởng PRU và Phân xưởng PP.

Giải pháp này đã được thử nghiệm thành công và đưa vào vận hành thực tế từ tháng 8/2018. Tóm tắt quá trình nghiên cứu và thực hiện giải pháp như Hình 3.

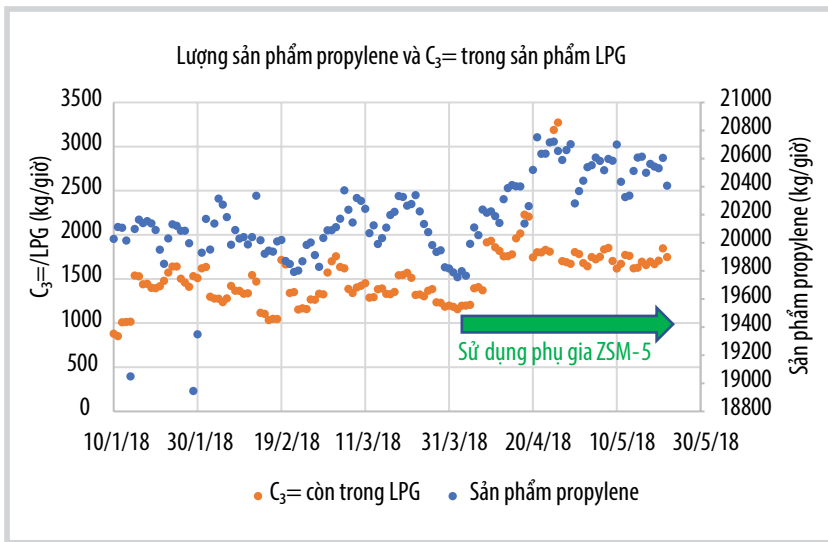


Ngày nhận bài: 20/5/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 20/5 - 10/10/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/2/2021.



Hình 1. Tổng quan sơ đồ công nghệ Phân xưởng PRU



Hình 2. Lưu lượng dòng propylene và C3= chưa thu hồi trong LPG



Hình 3. Quá trình thực hiện giải pháp



Hình 4. Mô hình và một trong các cửa sổ mô phỏng của mô hình

2. Xây dựng và tinh chỉnh mô hình mô phỏng công nghệ của Phân xưởng PRU

Mô hình thiết bị và các dòng công nghệ của Phân xưởng PRU được xây dựng bằng phần mềm Petrosim (KBC) (Hình 4). Sau đó mô hình được hiệu chỉnh theo các bộ số liệu vận hành tiêu biểu thực tế của Phân xưởng PRU. Dựa trên kết quả hiệu chỉnh đạt được, đánh giá kết quả mô phỏng của mô hình là sát với thực tế vận hành của phân xưởng và có thể sử dụng để dự đoán, định lượng các thay đổi về lưu lượng và đặc tính các dòng công nghệ và các thông số vận hành theo các hàm mục tiêu.

3. Mô phỏng giải pháp và đánh giá kết quả

Thực hiện mô phỏng thay đổi chỉ tiêu độ tinh khiết của dòng propylene từ tháp tách T-2103, từ 99,5% khối lượng xuống 99,4% khối lượng; dự báo lưu lượng và đặc tính của các dòng sản phẩm propylene và propane, các thay đổi về thông số vận hành của tháp tách, các điều chỉnh cần thiết nhằm đạt được mục tiêu trên. Kết quả mô phỏng giải pháp như Bảng 1.

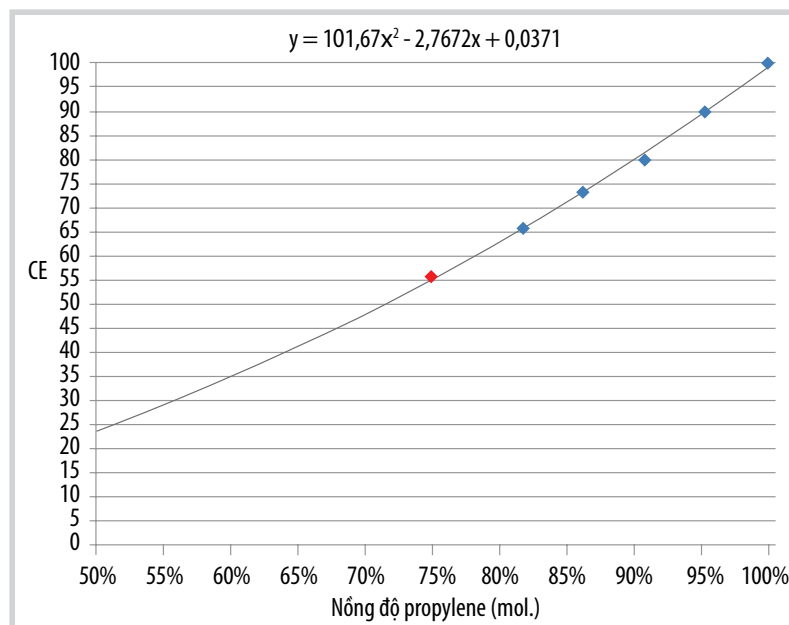
Kết quả mô phỏng cho thấy, ở điều kiện lưu lượng và đặc tính nguyên liệu LPG đầu vào không thay đổi cũng như điều kiện vận hành tại các tháp tách T-2101 và T-2102 giữ ổn định, khi giảm chỉ tiêu độ tinh khiết của dòng propylene tại tháp T-2103 thì có thể thu hồi thêm lượng cấu tử $C_3=$ trong dòng propane ở đáy tháp tách, làm tăng lưu lượng dòng sản phẩm propylene lên thêm khoảng 800 kg/giờ.

Để đạt được độ tinh khiết mới thấp hơn, thông số vận hành chính của tháp T-2103 có thể điều chỉnh như:

- Tăng nhiệt độ đun sôi đáy tháp lên khoảng 0,5 °C; hoặc
- Giảm lưu lượng tuần hoàn đỉnh tháp (reflux) khoảng 23 m³/giờ;

Bảng 1. Các dòng nguyên liệu và sản phẩm

Lưu lượng	Đơn vị tính	Độ tinh khiết 99,5% khối lượng	Độ tinh khiết 99,4% khối lượng
Dòng nguyên liệu LPG	tấn/giờ	88	88
Dòng C ₂ offgas	tấn/giờ	0,5	0,5
Dòng propane T-2103	m ³ /giờ	10,9	10,2
Dòng sản phẩm hỗn hợp các C ₄	tấn/giờ	3	3
Dòng sản phẩm propylene	tấn/giờ	20,3	21,1
Dòng sản phẩm LPG	tấn/giờ	64,2	63,4

**Hình 5.** Ảnh hưởng của hàm lượng propane đến hiệu suất phản ứng polymer

- Có thể kết hợp vừa tăng nhiệt độ đun sôi vừa điều chỉnh lưu lượng tuần hoàn để đạt được kết quả mục tiêu.

Về ảnh hưởng, hệ số ngập lụt (jet flood) của tháp sẽ tăng nhẹ nhưng không đáng kể.

4. Nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng propane trong dòng propylene nguyên liệu PP

Hiệu suất phản ứng tạo polymer có thể bị giảm nếu hàm lượng propane trong dòng nguyên liệu tăng và tích lũy trong thiết bị phản ứng do cấu tử propane không tham gia vào phản ứng tạo polymer, như minh họa tại giản đồ theo số liệu thực nghiệm của Grace (Hình 5). Để duy trì nồng độ propylene trong thiết bị phản ứng, propane cần được xả qua offgas thông qua van điều khiển lưu lượng FV-3204. Lưu lượng offgas qua FV-3204 thiết kế tối đa là 600 kg/giờ trong khi lưu lượng xả bình thường hiện tại khoảng 480 kg/giờ, do đó có thể sử dụng nguyên liệu propylene với hàm lượng propane cao hơn. Theo tính toán, lưu lượng offgas tăng lên khoảng 80 kg/giờ khi nồng độ propane trong nguyên liệu tăng tương ứng từ 0,5% lên 0,6%, tương ứng độ tinh khiết của nguyên liệu propylene giảm từ 99,5% khối lượng xuống 99,4% khối lượng. Bên cạnh đó, khi lưu lượng offgas dao động cao hơn 600 kg/

giờ, phần dư offgas được xả tự động ra phía đuốc đốt (flare).

Như vậy, lưu lượng offgas cần xả khi giảm độ tinh khiết từ 99,5% xuống 99,4% vẫn đảm bảo trong ngưỡng thiết kế của van xả. Với ngưỡng thiết kế hiện tại của van xả, độ tinh khiết vẫn có thể giảm sâu hơn xuống dưới 99,4%. Tuy nhiên nếu độ tinh khiết giảm sâu quá sẽ làm tăng đáng kể lưu lượng offgas cần xả, vượt quá khả năng xử lý của van xả. Việc xả offgas trực tiếp ra đuốc đốt sẽ gây tổn thất hydrocarbon.

Hàm lượng các tạp chất đi cùng trong dòng propylene không tăng vì trước khi dòng propylene được đưa sang Phân xưởng PP đã được xử lý qua thiết bị hấp phụ (Purifier) tại Phân xưởng PRU để khử các tạp chất như: arsine, phosphine, COS... Bên cạnh đó, dòng sản phẩm propylene luôn được lấy mẫu giám sát hàng ngày đảm bảo các chỉ tiêu tạp chất luôn trong ngưỡng cho phép.

5. Kết quả

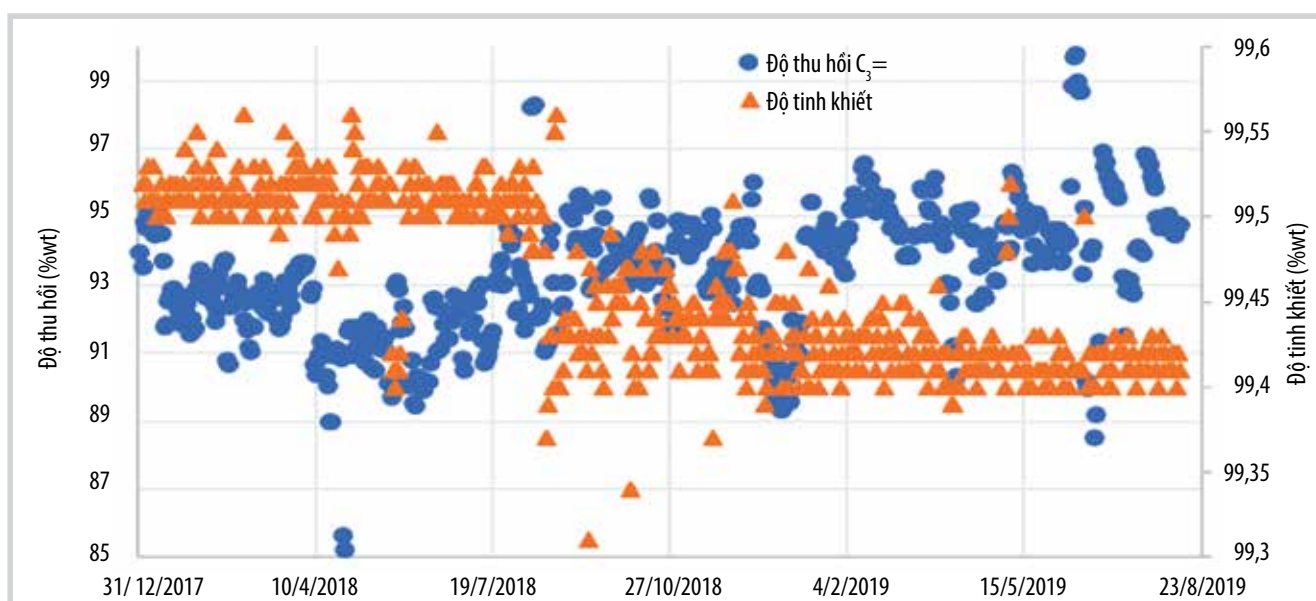
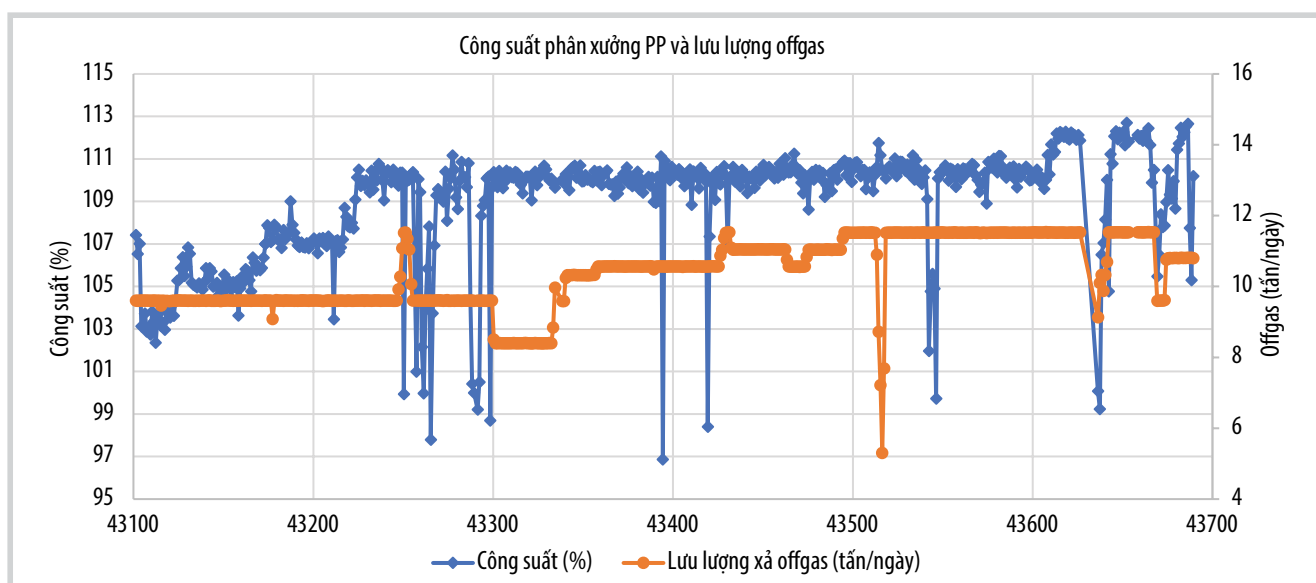
Giải pháp đã được thử nghiệm và áp dụng từ tháng 8/2018. Bảng 2 thể hiện số liệu cân bằng vật chất của Phân xưởng PRU và Phân xưởng PP sau khi áp dụng giải pháp.

Các biểu đồ Hình 6 và 7 thể hiện mức tăng thực tế độ thu hồi C₃ tại Phân xưởng PRU và công suất chế biến của Phân xưởng PP từ khi áp dụng giải pháp.

Giải pháp tăng thu hồi C₃ thông qua việc giảm độ tinh khiết dòng propylene mang lại những lợi ích thiết thực cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đặc biệt là hiệu quả kinh tế. Việc áp dụng giải pháp này trong thực tế sản xuất đã giúp thu hồi tối đa cấu tử propylene có giá trị kinh tế cao, giúp nâng

Bảng 2. Cân bằng vật chất của Phân xưởng PRU và Phân xưởng PP khi áp dụng giải pháp

Thông số	Đơn vị tính	Độ tinh khiết 99,5%	Độ tinh khiết 99,4%	Thay đổi
Nguyên liệu LPG	tấn/giờ	86,9	86,6	-0,3
Công suất Phân xưởng PRU	% khối lượng	112,6	112,2	-0,40
Sản phẩm hỗn hợp các C ₄	tấn/giờ	3,2	5,5	+2,3
C ₂ offgas	tấn/giờ	1,1	0,9	-0,2
Sản phẩm LPG	tấn/giờ	62,3	59,4	-2,9
Sản phẩm propylene	tấn/giờ	20,57	21,11	+0,54
Độ tinh khiết propylene	% khối lượng	99,51	99,42	-0,09
Độ thu hồi C ₃ =	% khối lượng	92,6	95,3	+2,7
Công suất cân bằng phân xưởng polypropylene	% khối lượng	109,1	111,7	+2,6
Hiệu suất chuyển hóa polypropylene	tấn polypropylene/tấn propylene	97,99%	97,86%	-0,12%

**Hình 6.** Độ thu hồi C₃= và độ tinh khiết propylene**Hình 7.** Công suất Phân xưởng PP

Bảng 3. Ước tính hiệu quả kinh tế của giải pháp

	Đơn vị tính	Lợi nhuận
Lợi nhuận tại Phân xưởng PRU khi tăng thu hồi C ₃ =	USD/ngày	+4.449
Lợi nhuận phần tăng công suất 2,6 % tại Phân xưởng PP	USD/ngày	+2.462
Tổng lợi nhuận	USD/ngày	6.911
	USD/năm	2.453.542

cao công suất chế biến của Phân xưởng PP mà không tốn chi phí mua thêm nguyên liệu propylene từ bên ngoài.

Hiệu quả kinh tế được ước tính dựa trên số liệu thực tế trước và trong quá trình thử nghiệm như Bảng 3.

6. Kết luận

Ngoài lợi ích kinh tế, giải pháp “giảm độ tinh khiết của dòng sản phẩm propylene từ Phân xưởng PRU để tăng thu hồi cấu tử propylene” còn có các ưu điểm như: thực hiện đơn giản, không cải hoán nên không tốn chi phí và

thời gian đầu tư; giảm lưu lượng LPG thành phẩm từ Phân xưởng PRU, góp phần giải quyết tình trạng quá tải thủy lực đường ống dẫn LPG ra bể chứa sản phẩm LPG. Bên cạnh đó, việc giảm được hàm lượng olefins C₃= còn trong sản phẩm LPG từ Phân xưởng PRU giúp nâng cao chất lượng sản phẩm LPG của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Tài liệu tham khảo

[1] Technip, JGC, *Dung Quat refinery project, operating manual of propylene recovery Unit (Unit 021)*, 2007.

OPTIMISATION OF C₃= RECOVERY BY LOWERING PURITY SETTING FOR PROPYLENE PRODUCT TO INCREASE THE CAPACITY OF POLY-PROPYLENE PLANT AT DUNG QUAT REFINERY

Nguyen Thanh Bong
Binh Son Refining and Petrochemical Joint Stock Company
Email: bongnt@bsr.com.vn

Summary

Applying data analysis and process modelling, the study proposed a good way to maximise the C₃= recovery in LPG produced from the RFCC unit. Via a solution of lowering the purity setting for the propylene product in the Propylene Recovery Unit, more propylene has been recovered which enables the PP Plant to process at a higher capacity (3% over the designed capacity).

The solution, which has been implemented since August 2018, gives Dung Quat Refinery an estimated economic benefit of about USD 2.5 mil/year.

Key words: Propylene, recovery, purity, polypropylene, Dung Quat Refinery.

CƠ HỘI, THÁCH THỨC TỪ CAM KẾT CẮT GIẢM THUẾ QUAN TRONG HIỆP ĐỊNH ĐỐI TÁC KINH TẾ TOÀN DIỆN KHU VỰC (RCEP) ĐỐI VỚI HOẠT ĐỘNG KINH DOANH MỘT SỐ SẢN PHẨM CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Nghiêm Thị Ngoan, Phạm Bá Nam, Nguyễn Thị Ngọc, Tô Minh Hiếu, Đào Minh Phương

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: ngoannt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-05>

Tóm tắt

Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (Regional Comprehensive Economic Partnership - RCEP) được ký kết ngày 15/11/2020, sau 8 năm đàm phán, là Hiệp định thương mại tự do (Free Trade Agreement - FTA) lớn nhất thế giới với sự tham gia của 10 nước thành viên ASEAN và 5 quốc gia gồm: Australia, Trung Quốc, Nhật Bản, Hàn Quốc và New Zealand. Đến cuối lộ trình, giai đoạn năm 2035 - 2040, Việt Nam sẽ xóa bỏ thuế quan với khoảng 85,6 - 89,6% số dòng thuế với các nước đối tác và các nước đối tác xóa bỏ thuế quan cho Việt Nam trong khoảng 90,7 - 92% số dòng thuế. Bài báo so sánh thuế nhập khẩu của Việt Nam và thuế nhập khẩu của các nước (trong RCEP) từ Việt Nam và so sánh với biểu thuế của các FTA mà Việt Nam đã tham gia trực tiếp hoặc thông qua ASEAN đối với các sản phẩm chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và các đơn vị thành viên gồm: xăng dầu, LPG, polypropylene (PP), urea, NPK, xơ, sợi. Từ đó, nhận diện cơ hội và thách thức trong hoạt động kinh doanh các sản phẩm này khi tham gia vào Hiệp định RCEP.

Từ khóa: RCEP, FTA, cơ hội, thách thức.

1. Giới thiệu

FTA là thỏa thuận giữa 2 hay nhiều nước thành viên nhằm loại bỏ các rào cản thuế quan, pháp luật đối với phần lớn hoạt động thương mại giữa các thành viên với nhau, với mục tiêu chung là tự do hóa thương mại, phát triển nền kinh tế các quốc gia. Tính đến ngày 15/11/2020, Việt Nam đã tham gia 16 FTA song phương và đa phương, trong đó 13 FTA đang có hiệu lực, 1 FTA đã ký nhưng chưa có hiệu lực (RCEP) và 2 FTA đang trong quá trình đàm phán (FTA VN-EFTA và FTA VN-Israel). Các FTA này do Việt Nam trực tiếp hoặc thông qua ASEAN để ký kết với các nước tham gia RCEP.

Đối với mỗi mã sản phẩm, có thể có các mức thuế khác nhau theo các FTA khác nhau. Doanh nghiệp có quyền chọn áp dụng theo FTA nếu FTA cho các điều kiện thuận lợi hơn điều kiện nêu trong chính sách hiện hành của Chính phủ; hoặc nếu liên quan đến nhiều FTA thì doanh nghiệp được chọn theo FTA nào có lợi nhất.

Để nhận diện được các cơ hội, thách thức từ cam kết cắt giảm thuế quan của RCEP đối với hoạt động kinh doanh các sản phẩm chính của PVN và các đơn vị thành viên, nhóm tác giả đã rà soát thuế nhập khẩu các sản phẩm của Việt Nam, thuế nhập khẩu của các nước (trong RCEP) từ Việt Nam và so sánh với biểu thuế của các FTA khác (Hình 1) đã có hiệu lực (Bảng 1 - 7).

Thuế nhập khẩu LPG từ Việt Nam (2711): 0% tương tự các FTA khác, trừ Myanmar (thuế nhập khẩu của Myanmar từ Việt Nam theo RCEP là 1% cao hơn các FTA khác).

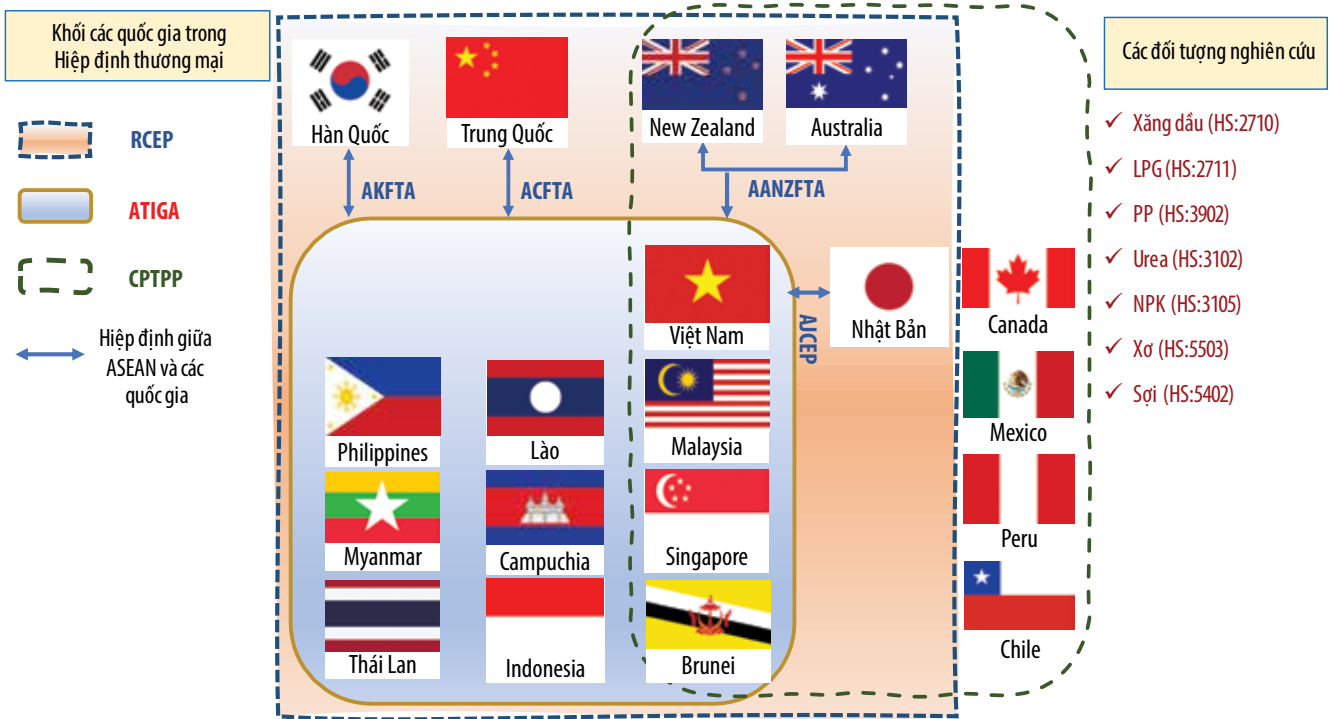
(PVN hiện nay mới sản xuất DTY 5402.33 và POY 5402.46; chưa sản xuất FDY 5402.47 VNPoly).

2. Cơ hội và thách thức của Việt Nam

Về thị trường xuất nhập khẩu các sản phẩm, trong năm 2019 - 2020, Hàn Quốc là thị trường nhập khẩu xăng, DO, polypropylene lớn nhất của Việt Nam (với cơ cấu lần lượt là 75%, 30% và 24%); trong khi Việt Nam xuất khẩu xăng và DO chủ yếu sang Cambodia



Ngày nhận bài: 17/12/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 18/12/2020 - 23/1/2021.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/2/2021.



Hình 1. Các FTA với các nước tham gia RCEP

Bảng 1. Thuế nhập khẩu các sản phẩm của Việt Nam theo RCEP và so sánh với các FTA khác [1 - 36]

Mã HS	Sản phẩm	Thuế nhập khẩu của Việt Nam theo RCEP
2503	Lưu huỳnh (trừ lưu huỳnh trắng hoa)	0% tương tự các FTA khác
2710	Xăng dầu	Không áp dụng
2711	LPG	Không áp dụng
2802	Lưu huỳnh trắng hoa	0% tương tự các FTA khác
2905	MEG, methanol	0% tương tự các FTA khác
2917	PTA	0% tương tự các FTA khác
3102	SA, urea	- SA: 0% tương tự các FTA khác - Urea: RCEP: theo lộ trình 2,8%; 2,6%; 2,4% trong giai đoạn 2021 - 2023 → cao hơn các FTA khác (0%), thấp hơn ACFTA (5% từ 2020 - 2022, về 0% từ 2023) → RCEP có hiệu lực, thuế nhập khẩu urea từ Trung Quốc giảm từ 5% theo ACFTA về 2,8% theo RCEP
3104	Kali	0% tương tự các FTA khác
3105	NPK	RCEP: theo lộ trình 5,4%; 4,8%; 4,2% trong giai đoạn 2021 - 2023 → đến năm 2023 cao hơn các FTA khác (0%) VKFTA: theo lộ trình 5%, 5%, 0% trong giai đoạn 2021 - 2023 AKFTA: theo lộ trình 5%, 5%, 0% trong giai đoạn 2021 - 2023 VCFTA: theo lộ trình 3%, 3%, 0% trong giai đoạn 2021 - 2023 Các FTA khác: 0%
3901	PE	0% tương tự các FTA khác
3902	PP	0% tương tự các FTA khác
3903	PS	0% tương tự các FTA khác
5503	Xơ sợi	0% tương tự các FTA khác
5402		0% tương tự các FTA khác

(lần lượt 60% và 83%), xuất khẩu polypropylene sang Trung Quốc (66%).

Với FO, Singapore và Malaysia là 2 thị trường xuất khẩu và nhập khẩu lớn nhất của Việt Nam (nhập khẩu từ

Malaysia 50% và Singapore 49%) xuất khẩu sang Malaysia 45% và Singapore 42%.

Với JET, LPG, xơ, sợi, NPK, Trung Quốc là thị trường nhập khẩu quan trọng nhất của nước ta. Cụ thể, Việt Nam

Bảng 2. Thuế nhập khẩu xăng dầu của các nước từ Việt Nam theo RCEP [5 - 10], so sánh với các FTA khác [1 - 36]

Quốc gia	Thuế nhập khẩu xăng dầu (2710) từ Việt Nam theo RCEP	Ghi chú
Australia	0%	Tương tự AANZFTA, CPTPP
Brunei	0%	Tương tự AANZFTA, CPTPP
Cambodia	Xăng RON 90 đến RON 97: Không áp dụng DO, JET, FO: 15% + 0,02 USD/lít, sau đó giảm dần về 1,5% + 0,02 USD/lít năm 2039	DO, JET cao hơn ATIGA (10%) FO cao hơn ATIGA (0%)
Korea	JET: 0% Xăng, DO, thuế nhập khẩu: 2,9% sau đó giảm dần về 2,3% năm 2030	Tương tự VKFTA, AKFTA Cao hơn VKFTA (0%), thấp hơn AKFTA (5%)
Indonesia	0%	Tương tự AANZFTA, CPTPP
Laos	RON 90 đến RON 97: 15%; JET và DO: 5%	Cao hơn ATIGA (0%)
Malaysia	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Myanmar	1,5%	Cao hơn ATIGA (0%)
Japan	0%	Tương tự CPTPP
Philippines	0%	Tương tự ATIGA
Singapore	Không áp dụng	
Thailand	0%	Tương tự ATIGA
China	DO: 5,7% Các sản phẩm khác: 0%	DO cao hơn ACFTA (5%) Tương tự ACFTA

Bảng 3. Thuế nhập khẩu PP của các nước từ Việt Nam theo RCEP, so sánh với các FTA khác [1 - 36]

Quốc gia	Thuế nhập khẩu PP (3902) từ Việt Nam theo RCEP	Ghi chú
Australia	5%	Cao hơn AANZFTA (0%)
Brunei	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Cambodia	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Korea	5,9%, sau đó giảm dần về 0% năm 2030	Cao hơn VKFTA (0%)
Indonesia	0%	Tương tự ATIGA
Laos	5%, sau đó giảm dần về 2% năm 2030	Cao hơn ATIGA (0%)
Malaysia	PP (3902.10.10): 0% PP copolymer (3902.30.00): 10%	Tương tự CPTPP Cao hơn CPTPP, ATIGA (0%)
Myanmar	2%	Cao hơn ATIGA (0%)
Japan	0%	Tương tự AJCEP, VJFTA
Philippines	10%, giảm dần về 8% năm 2030	Cao hơn ATIGA (0%)
Singapore	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Thailand	0%	Tương tự ATIGA
China	0%	Tương tự ACFTA

(PVN hiện sản xuất PP 3902.10.10; chưa sản xuất PP copolymer 3902.30.00)

Bảng 4. Thuế nhập khẩu urea của các nước từ Việt Nam theo RCEP, so sánh với các FTA khác [1 - 36]

Quốc gia	Thuế nhập khẩu urea (3102) từ Việt Nam theo RCEP	Ghi chú
Australia	0%	Tương tự AANZFTA
Brunei	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Cambodia	0%	Tương tự ATIGA
Korea	1,9%, giảm dần về 0,8% năm 2030	Cao hơn AKFTA, VKFTA (0%)
Indonesia	0%	Tương tự ATIGA
Laos	5%	Cao hơn ATIGA (0%)
Malaysia	0%	Tương tự CPTPP, ATIGA
Myanmar	0%	Tương tự ATIGA
Japan	0%	Tương tự AJCEP, VJFTA
Philippines	0%	Tương tự ATIGA
Singapore	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Thailand	0%	Tương tự ATIGA
China	0%	Tương tự ACFTA

Bảng 5. Thuế nhập khẩu NPK của các nước từ Việt Nam theo RCEP và so sánh với các FTA khác [1 - 36]

Quốc gia	Thuế nhập khẩu NPK (3105) từ Việt Nam theo RCEP	Ghi chú
Australia	0%	Tương tự AANZFTA
Brunei	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Cambodia	0%	Tương tự ATIGA
Korea	5,9%, giảm dần về 0% năm 2030	Cao hơn VKFTA, AKFTA (0%)
Indonesia	0%	Tương tự ATIGA
Laos	0%	Tương tự ATIGA (0%)
Malaysia	0%	Tương tự CPTPP, ATIGA
Myanmar	0%	Tương tự ATIGA
Japan	0%	Tương tự AJCEP, VJFTA
Philippines	0%	Tương tự ATIGA
Singapore	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Thailand	0%	Tương tự ATIGA
China	0%	Tương tự ACFTA

Bảng 6. Thuế nhập khẩu xơ của các nước từ Việt Nam theo RCEP và so sánh với các FTA khác [1 - 36]

Quốc gia	Thuế nhập khẩu xơ (5503) từ Việt Nam theo RCEP	Ghi chú
Australia	0%	Tương tự AANZFTA, CPTPP
Brunei	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Cambodia	0%	Tương tự ATIGA
Korea	5503.20.9010: 0% 5503.20.1000 & 5503.20.9090: 7,5% và giảm dần về 4,8% năm 2025	Tương tự VKFTA, AKFTA Cao hơn VKFTA, AKFTA (0%)
Indonesia	5%	Cao hơn ATIGA (0%)
Laos	0%	Tương tự ATIGA
Malaysia	0%	Tương tự CPTPP, ATIGA
Myanmar	1%	Cao hơn ATIGA (0%)
Japan	0%	Tương tự CPTPP, VJFTA
Philippines	0%	Tương tự ATIGA
Singapore	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Thailand	0%	Tương tự ATIGA
China	4,9% giảm dần về 4,3% năm 2025	Thấp hơn ACFTA (5%)

Bảng 7. Thuế nhập khẩu sợi của các nước từ Việt Nam theo RCEP, so sánh với các FTA khác [1 - 36]

Quốc gia	Thuế nhập khẩu sợi (5402) từ Việt Nam theo RCEP	Ghi chú
Australia	5402.46: 4% giảm dần về 2% năm 2025 5402.33: 0%	Cao hơn AANZFTA (0%) Tương tự AANZFTA
Brunei	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Cambodia	0%	Tương tự ATIGA
Korea	5402.33 (có poly trymethylen telephthalate): 0% 5402.33 (khác): 8% 5402.46 (có poly trymethylen telephthalate): 0% 5402.46 (khác): 7,9%, giảm dần 7,4% năm 2025	Thấp hơn VKFTA (5%) Cao hơn VKFTA (5%) Thấp hơn VKFTA (5%) Cao hơn VKFTA (0%)
Indonesia	5402.33: 4,6%, giảm dần về 3% năm 2025 5402.46: 0%	Cao hơn CPTPP, ATIGA (0%) Tương tự ATIGA
Laos	5402.33: 5% 5402.46: 0%	Cao hơn CPTPP, ATIGA (0%) Tương tự ATIGA
Malaysia	5402.33: 9% giảm dần về 4% năm 2025 5402.46: 0%	Cao hơn CPTPP, ATIGA (0%) Tương tự ATIGA
Myanmar	2%	Cao hơn ATIGA (0%)
Japan	0%	Tương tự CPTPP, VJFTA
Philippines	0%	Tương tự ATIGA
Singapore	0%	Tương tự ATIGA, CPTPP
Thailand	5402.33: 0% 5402.46: 4,5%, giảm dần về 2% năm 2025	Tương tự ATIGA Cao hơn ATIGA (0%)
China	5402.33 (có poly trymethylen telephthalate): 0% 5402.33 (khác): 4,9% giảm dần về 4,3% năm 2025	Tương tự ACFTA Thấp hơn ACFTA (5%)

nhập khẩu từ Trung Quốc 60% JET, 45% LPG, 35% xơ, 66% sợi DTY, 66% sợi POY, 61% NPK. Thị trường xuất khẩu JET chủ yếu là Trung Quốc (90%), LPG là Cambodia (75%), xơ là Mỹ (20%) và Thổ Nhĩ Kỳ (14%), sợi DTY là Thái Lan (33%) và Hàn Quốc (23%), sợi POY là Hàn Quốc (69%), NPK là Cambodia (63%).

Với urea, Việt Nam nhập khẩu phần lớn từ Indonesia (50%) và Malaysia (42%); xuất khẩu sang Cambodia (63%) và Ấn Độ (19%).

2.1. Tác động trực tiếp

Tác động trực tiếp đến từ các cam kết cắt giảm thuế quan, theo đó Việt Nam đã tham gia với các nước ASEAN và 5 nước đối tác trong RCEP theo các hiệp định FTA giữa nội khối ASEAN (ATIGA) và các FTA giữa ASEAN với từng đối tác trong số 5 đối tác trên (ASEAN+1). Theo đó, việc thực hiện RCEP sau khi được thông qua sẽ không tạo ra cú sốc về tăng giảm thuế quan đối với Việt Nam (Bảng 1).

Thách thức: Thuế nhập khẩu các sản phẩm vào Việt Nam từ các quốc gia trong RCEP: cơ bản tương tự các FTA khác, ngoại trừ urea. Thuế nhập khẩu urea từ Trung Quốc giảm từ 5% theo ACFTA về 2,8% theo RCEP là áp lực cạnh tranh cao hơn với các sản phẩm nhập khẩu từ Trung Quốc trong giai đoạn 2021 - 2022.

Cơ hội: Thuế nhập khẩu các sản phẩm của các quốc gia RCEP từ Việt Nam: Tương tự hoặc cao hơn so với các FTA khác, ngoại trừ:

- Sản phẩm sợi chủng loại mã HS (5402.33.10) Hàn Quốc nhập khẩu từ Việt Nam: thuế nhập khẩu về 0% (thấp hơn VKFTA là 5%). Điều này có thể thuận lợi hơn khi Việt Nam xuất khẩu sản phẩm này sang Hàn Quốc theo RCEP.
- Sản phẩm xơ sợi Trung Quốc nhập khẩu từ Việt Nam: thuế nhập khẩu theo RCEP 4,9 - 4,3% thấp hơn ACFTA (5%), có lợi cho hàng xuất khẩu từ Việt Nam tuy nhiên chênh lệch này có khả năng không tạo nên sự khác biệt lớn đối với xuất khẩu.

2.2. Tác động gián tiếp

Cơ hội

- Hiệp định RCEP về cơ bản là thỏa thuận mang tính kết nối các cam kết đã có của ASEAN với 5 đối tác ASEAN trong Hiệp định FTA giúp giảm chi phí giao dịch, đặc biệt là chi phí liên quan đến Quy tắc xuất xứ (Rules of Origin - RoO) và được hưởng môi trường kinh doanh thân thiện hơn nhờ có sự hài hòa các quy trình thủ tục trong các FTA ASEAN. Nhìn chung, RCEP tạo điều kiện cho các doanh

nh nghiệp có môi trường kinh doanh thông thoáng hơn và có nhiều cơ hội mở rộng thị trường. Đặc biệt, việc giảm thuế mặt hàng dệt may sẽ tạo điều kiện thuận lợi để tăng sản lượng xuất khẩu, đồng thời thúc đẩy nhu cầu xơ sợi theo chuỗi cung ứng.

- Thêm vào đó, hiện nay vẫn còn tồn tại tình trạng các doanh nghiệp trong nước buôn bán theo đường tiểu ngạch với Trung Quốc, trong đó có mặt hàng phân bón, xơ sợi. Do đó, RCEP được kỳ vọng để các doanh nghiệp Việt Nam giảm các hoạt động tiểu ngạch, gia tăng xuất, nhập khẩu chính ngạch, đồng thời nâng cao trình độ sản xuất và chất lượng hàng hóa.

Thách thức

- Việt Nam đã có FTA song phương với Nhật Bản, Hàn Quốc. Tuy nhiên, lợi ích của những ưu đãi này có nguy cơ giảm nếu Trung Quốc cũng được hưởng những ưu đãi tương tự khi RCEP có hiệu lực. Các doanh nghiệp Việt Nam đối mặt với áp lực cạnh tranh mạnh mẽ với Trung Quốc (nước có giá thành sản phẩm thấp, chuỗi cung ứng lớn và lâu đời hơn) trong cung cấp hàng dệt sang Hàn Quốc và hàng may mặc sang Nhật Bản.

- Ngày 11/12/2020, Bộ Công Thương Việt Nam và Bộ Thương mại, Công nghiệp và Năng lượng Hàn Quốc Sung Yunmo đã ký thỏa thuận do Chính phủ hai nước ủy quyền về triển khai điều khoản cộng gộp xuất xứ nguyên liệu dệt may giữa Việt Nam và Hàn Quốc trong EVFTA. Thỏa thuận này giúp doanh nghiệp Việt Nam tận dụng nguồn nguyên liệu dệt may chất lượng cao từ Hàn Quốc để sản xuất, xuất khẩu sang thị trường EU (đây là thị trường có quy mô lớn nhất thế giới về tiêu thụ hàng dệt may với kim ngạch nhập khẩu trị giá hơn 250 tỷ USD/năm; năm 2019, xuất khẩu hàng dệt may của Việt Nam sang EU mới chỉ đạt 4,3 tỷ USD, chiếm 2% thị phần của thị trường rộng lớn và đầy tiềm năng này). Theo đó, nhiều khả năng các doanh nghiệp dệt may sẽ có xu hướng nhập khẩu nguyên liệu dệt may từ Hàn Quốc làm gia tăng áp lực cạnh tranh đối với sản phẩm VNPoly của PVN.

3. Kết luận

Nhìn chung, tác động RCEP về cam kết cắt giảm thuế quan đến hoạt động kinh doanh một số sản phẩm của PVN là không lớn do phần lớn các sản phẩm có biểu thuế tương đồng với các FTA đã có. Riêng đối với các sản phẩm urea (Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Đạm Cà Mau), các sản phẩm nguyên liệu dệt may như xơ, sợi (VNPoly) cần lưu ý nguy cơ gia tăng áp lực cạnh tranh. Kỳ vọng tương lai RCEP sẽ đem lại cho Việt Nam một thị trường tăng trưởng

mạnh mẽ với nhu cầu tiêu dùng lớn từ các đối tác đến từ các nước tham gia RCEP, cơ hội nâng cao năng lực cạnh tranh của các doanh nghiệp trong nước thông qua các hoạt động hợp tác, chuyển giao công nghệ... và phối hợp hiệu quả giữa Nhà nước và doanh nghiệp sẽ là điều kiện then chốt để các doanh nghiệp tận dụng cơ hội, giảm thiểu rủi ro trong thời gian sắp tới.

Tài liệu tham khảo

[1] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Trung Quốc", Biểu cam kết thuế quan Trung Quốc. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/194-asean---trung-quoc/227-noi-dung-hiep-dinh/3.3.3.%20China.pdf>.

[2] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Úc/New Zealand", Biểu thuế New Zealand. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/195-asean--/203-noi-dung-hiep-dinh/1.9.%20New-Zealand.pdf>.

[3] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Úc/New Zealand", Biểu thuế Úc. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/fta/195-asean---ucnew-zealand/1>.

[4] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Úc/New Zealand", Biểu thuế Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/195-asean--/203-noi-dung-hiep-dinh/1.13.%20Vietnam.pdf>.

[5] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (RCEP)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam cho ASEAN. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/20135/rcep-schedule-of-viet-nam-for-asean.pdf>.

[6] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (RCEP)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam cho Australia. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/20136/rcep-schedule-of-viet-nam-for-australia.pdf>.

[7] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (RCEP)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam cho Hàn Quốc. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/20139/rcep-schedule-of-viet-nam-for-korea.pdf>.

[8] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (RCEP)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam cho Nhật Bản. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/20138/rcep-schedule-of-viet-nam-for-japan.pdf>.

[9] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (RCEP)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam cho Trung Quốc. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/20137/rcep-schedule-of-viet-nam-for-china.pdf>.

[10] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác kinh tế toàn diện khu vực (RCEP)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam cho New Zealand. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/pdfviewer/20140/rcep-schedule-of-viet-nam-for-new-zealand.pdf>.

[11] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Trung Quốc", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/194-asean---trung-quoc/227-noi-dung-hiep-dinh/3.3.11.Vietnam.pdf>.

[12] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Nhật Bản", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/193-asean---nhat-ban/223-noi-dung-hiep-dinh/Annex1-VietNam.pdf>.

[13] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác kinh tế Việt Nam - Nhật Bản (VJEPA)", Cam kết về thuế quan. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/187-viet-nam---nhat-ban/245-noi-dung-hiep-dinh/annex1.pdf>.

[14] Trung tâm WTO, "Hiệp định đối tác xuyên Thái Bình Dương (TPP)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/19001/VN-Bieu%20Vietnam.pdf>.

[15] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Brunei. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/Annex-2-Tariff-Schedules-BruneiD-AHTN-2017-Prtcd.pdf>.

[16] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Cambodia. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/Annex-2-Tariff-Schedules-Cambodia-AHTN-2017-prtcd1.pdf>.

[17] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Indonesia. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/AFTAC32-Anx-05b-Tariff-Schedules-Indonesia-AHTN-2017-lckd.pdf>.

[18] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Laos. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/Annex-2-Tariff-Schedules-Lao-PDR-AHTN-2017-Prtcd.pdf>.

[19] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Malaysia. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/Annex-2-Tariff-Schedules-Malaysia-AHTN-2017-Prtcd.pdf>.

[20] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Myanmar. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/Annex-2-Tariff-Schedules-of-ATIGA-Myanmar-AHTN-2017c-endorsed-FINAL.pdf>.

[21] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Philippines. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/chuyen-de/7162-hiep-dinh-thuong-mai-hang-hoa-asean-atiga>.

[22] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Singapore. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/Annex-2-Tariff-Schedules-of-ATIGA-Singapore-AHTN-2017-endorsed-FIN.pdf>.

[23] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Thailand. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/Annex-2-Tariff-Schedules-Thailand-AHTN-2017-prtcd.pdf>.

[24] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do Việt Nam - Liên minh Kinh tế Á Âu (VNEAEU)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam. [Online]. Available: [https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/188-viet-na/241-noi-dung-hiep-dinh/VN-EAEU%20FTA%20-%20Annex%201%20\(b\),%20Viet%20Nam%20schedule%20-%20Final.pdf](https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/188-viet-na/241-noi-dung-hiep-dinh/VN-EAEU%20FTA%20-%20Annex%201%20(b),%20Viet%20Nam%20schedule%20-%20Final.pdf).

[25] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do Việt Nam - Chile", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/190-viet-nam---chi-le/233-noi-dung-hiep-dinh/Bieu%20cam%20ket%20thue%20cua%20VN.pdf>.

[26] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do Việt Nam - Chile (VCFTA)", Biểu cam kết thuế quan Chile. [Online]. Available: [https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/190-viet-nam---chi-le/233-noi-dung-hiep-dinh/Bieu%20cam%20ket%20c%20E1%BB%A7a%20Chile%20\(EN\).pdf](https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/190-viet-nam---chi-le/233-noi-dung-hiep-dinh/Bieu%20cam%20ket%20c%20E1%BB%A7a%20Chile%20(EN).pdf).

[27] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do

Việt Nam - EU (EVFTA)", Biểu cam kết thuế quan của Liên minh châu Âu. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/19672/appendix-2a1.pdf>.

[28] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do Việt Nam - EU (EVFTA)", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/file/19673/appendix-2a2.pdf>.

[29] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do Việt Nam - Hàn Quốc (VKFTA)", Biểu cam kết thuế quan của Hàn Quốc. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/189-viet-nam---han-quoc/237-noi-dung-hiep-dinh/2a%20Bieu%20thue%20HQ%20tieng%20Viet.pdf>.

[30] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do Việt Nam - Hàn Quốc (VKFTA)", Biểu cam kết thuế quan của Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/189-viet-nam---han-quoc/237-noi-dung-hiep-dinh/2a%20Bieu%20thue%20VN%20tieng%20Viet.pdf>.

[31] Trung tâm WTO, "Trung tâm WTO", [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/fta/174-da-ky-ket/1>.

[32] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Nhật Bản", Biểu cam kết Nhật Bản. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/193-asean---nhat-ban/223-noi-dung-hiep-dinh/Annex1-Japan.pdf>.

[33] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại tự do Việt Nam - Liên minh Kinh tế Á Âu (VNEAEU)", Biểu cam kết Liên minh Kinh tế Á - Âu. [Online]. Available: [https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/188-viet-na/241-noi-dung-hiep-dinh/VN-EAEU%20FTA%20-%20Annex%201%20\(e\),%20EAEU%20schedule%20-%2012%20-VN%20ver.pdf](https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/188-viet-na/241-noi-dung-hiep-dinh/VN-EAEU%20FTA%20-%20Annex%201%20(e),%20EAEU%20schedule%20-%2012%20-VN%20ver.pdf).

[34] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Hàn Quốc", Biểu thuế Hàn Quốc. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/185-asean---han-quoc/215-noi-dung-hiep-dinh/2.10.%20Korea.pdf>.

[35] Trung tâm WTO, "Hiệp định ASEAN - Hàn Quốc", Biểu cam kết thuế quan Việt Nam. [Online]. Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/185-asean---han-quoc/215-noi-dung-hiep-dinh/2.9.%20Vietnam.pdf>.

[36] Trung tâm WTO, "Hiệp định thương mại hàng hóa ASEAN (ATIGA)", Biểu thuế Việt Nam. [Online].

Available: <https://trungtamwto.vn/upload/files/fta/174-da-ky-ket/191-asean---aec/207-noi-dung-hiep-dinh/>

Annex%20%20Tariff%20Schedules%20-%20Viet%20Nam%20AHTN%202012%202015-2018.pdf.

OPPORTUNITIES AND CHALLENGES FROM TARIFF REDUCTION COMMITMENTS WITHIN RCEP FOR TRADE IN SOME OF PVN'S PRODUCTS

Nghiêm Thi Ngoan, Pham Ba Nam, Nguyen Thi Ngoc, To Minh Hieu, Dao Minh Phuong

Vietnam Petroleum Institute

Email: ngoannt@vpi.pvn.vn

Summary

The Regional Comprehensive Economic Partnership (RCEP) was signed on 15 November 2020, after eight years of negotiation. This is the world's largest free trade agreement (FTA) with the participation of 10 ASEAN member countries and 5 other countries including Australia, China, Japan, South Korea and New Zealand. By the end of the roadmap, which lasts 15 to 20 years, Vietnam will eliminate tariffs on about 85.6% - 89.6% tariff lines for partner countries, while the partner countries will eliminate tariffs for Vietnam in the range of 90.7% - 92%. The article compares Vietnam's import taxes with those of other RCEP member countries on imports from Vietnam, and with the tariffs in other FTAs that Vietnam has participated in directly or through ASEAN, with regard to key products of the Vietnam Oil and Gas Group (PVN) and its subsidiaries including petroleum, LPG, PP, Urea, NPK, fibre and yarns. Furthermore, the paper identifies opportunities and challenges for import and export of these products after Vietnam's joining RCEP.

Key words: RCEP, FTA, opportunities, challenges.

NGHIÊN CỨU, CHẾ TẠO HỆ THIẾT BỊ THÍ NGHIỆM DÙNG ĐỂ XÁC ĐỊNH TỐC ĐỘ LẮNG ĐỘNG PARAFFIN TRONG DẦU THÔ (COLD FINGER)

Nguyễn Huỳnh Anh, Nguyễn Bá Khoa, Nguyễn Hiền Phong, Nguyễn Phan Trí

Ngô Thị Loan, Nguyễn Thanh Tùng, Nguyễn Văn Hùng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: anhnguyenh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-06>

Tóm tắt

Cold finger là phương pháp quan trọng đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô trong quá trình khai thác và vận chuyển, được sử dụng trong các phòng thí nghiệm về vận chuyển dầu khí.

Bài báo giới thiệu hệ thống thiết bị thí nghiệm dùng để xác định tốc độ lắng đọng paraffin trong dầu thô được nâng cấp, cải tiến từ thiết bị cũ tại Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). Hệ thống thiết bị mới có công năng tương đương với các thiết bị thương mại nhập ngoại, đáp ứng yêu cầu phân tích mẫu của các nhà thầu khai thác dầu khí tại Việt Nam cũng như các nước trong khu vực.

Từ khóa: Lắng đọng paraffin, vận chuyển dầu thô.

1. Giới thiệu

Dầu thô là hỗn hợp phức tạp của các hợp chất hydrocarbon no (paraffin/wax), hydrocarbon thơm, asphaltene, naphthene và nhựa. Các phân tử hydrocarbon no có khối lượng phân tử lớn (thường được gọi là wax) là nguyên nhân chính gây lắng đọng paraffin, làm giảm lưu lượng, gây khó khăn cho quá trình vận chuyển dầu thô bằng đường ống.

Sự hình thành, tích tụ wax (lắng đọng paraffin) trong đường ống phụ thuộc nhiều vào chênh lệch nhiệt độ giữa dầu thô và thành ống vận chuyển. Quá trình lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển dầu xảy ra khi [1, 2]:

- Nhiệt độ của dầu thô tại vị trí gần thành bên trong của đường ống thấp hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin (wax appearance temperature) của dầu thô;
- Nhiệt độ tại mặt trong của thành ống thấp hơn nhiệt độ của dầu thô.

Ngoài 2 yếu tố quyết định trên, quá trình hình thành, tích tụ, lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển dầu thô còn phụ thuộc vào yếu tố khác như: tốc độ dòng

chảy, chênh lệch áp suất, ứng suất trượt, tốc độ hồi lưu và độ nhớt của dầu thô [1, 2].

Để đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô được vận chuyển trong đường ống, các phòng thí nghiệm về vận chuyển dầu khí thường sử dụng phương pháp cold finger. Phương pháp này dựa trên nguyên tắc giả lập các điều kiện thực tế trong đường ống vận chuyển dầu khí, mô phỏng quá trình hình thành và phát triển lắng đọng paraffin trong đường ống bằng cách sử dụng ống kim loại hình trụ (ống làm lạnh) có nhiệt độ thấp (thường được đặt tại nhiệt độ bằng với nhiệt độ thực tế ở khu vực đáy biển nơi đường ống chạy qua), được nhúng trong mẫu dầu thô. Mẫu dầu thô này được duy trì ở nhiệt độ tương đương với nhiệt độ thực tế của dầu thô khi vận chuyển trong đường ống tại các công trình biển và được khuấy với tốc độ xác định để giả lập quá trình di chuyển của dầu thô trong đường ống thực tế.

Sơ đồ nguyên lý của thiết bị cold finger sử dụng để đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô trong phòng thí nghiệm được thể hiện trong Hình 1.

Quá trình vận chuyển dầu khí tại Việt Nam thường xảy ra tình trạng lắng đọng paraffin do dầu thô Việt Nam chủ yếu thuộc loại dầu ngọt, có hàm lượng paraffin cao, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao; đa số đường ống dẫn dầu thô chạy dưới đáy biển, có nhiệt độ xuống đến 15 - 21 °C,



Ngày nhận bài: 12/11/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 12/11 - 3/12/2020.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/2/2021.

đặc biệt là đường ống cũ không được trang bị lớp cách nhiệt. Hiện tượng lắng đọng paraffin làm giảm khả năng lưu thông của dầu trong đường ống, tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển, nghiêm trọng hơn là gây nguy cơ tắc nghẽn đường ống, phải xử lý tốn kém, tăng chi phí bảo trì bảo dưỡng hoặc gián đoạn cả hệ thống khai thác [3]. Hệ thống đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin bằng phương pháp cold finger trong phòng thí nghiệm có giá trị rất quan trọng trong phân tích mẫu phục vụ nghiên cứu đảm bảo dòng chảy tại Việt Nam.

Ngoài mục đích đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô, phương pháp cold finger còn được ứng dụng để đánh giá hiệu quả hóa phẩm ức chế lắng đọng paraffin bằng cách so sánh tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô trước và sau khi sử dụng hóa phẩm ức chế.

Từ những năm 2000, Viện Dầu khí Việt Nam đã sử dụng thiết bị đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin được gia công thô sơ theo thiết kế của Liên Xô cũ. Thiết bị này đã không còn khả năng sử dụng cung cấp dịch vụ cho các nhà thầu khai thác dầu khí do: thiết kế thô sơ, hay hỏng hóc; không kiểm soát được trạng thái làm việc của rotor, độ chính xác không cao; chỉ có khả năng thử nghiệm độc lập được 1 mẫu, không thể đồng thời kiểm tra chéo thí nghiệm; thời gian thử nghiệm kéo dài khi phân tích nhiều mẫu hoặc khi đánh giá tối ưu, so sánh hiệu quả hóa chất.

Trước yêu cầu thực tiễn trong việc cung cấp dịch vụ phân tích mẫu phục vụ nghiên cứu đảm bảo dòng chảy cho các nhà thầu khai thác dầu khí, trong đó có chỉ tiêu đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin, nhóm tác giả đã nghiên cứu giải pháp cải

tiến hệ thiết bị cũ, nâng cấp lên thành hệ thiết bị với 6 cold finger, có thể quan sát mẫu trong chai thủy tinh trong quá trình thử nghiệm nhằm khắc phục các nhược điểm của hệ thiết bị cũ như:

- Cho phép lựa chọn nhiều tốc độ khuấy khác nhau bằng khuấy từ giúp giả lập dòng chảy của dầu thô trong đường ống chính xác hơn;
- Kỹ thuật kết nối dòng nóng/lạnh và điện tử theo kiểu tháo/ráp nhanh chóng, dễ dàng, thuận tiện và tăng tính linh động cho việc nghiên cứu, khảo sát chuyên sâu mức độ lắng đọng theo kích cỡ, chiều dài các cold finger, lượng dầu nghiên cứu;

Việc nghiên cứu nâng cấp hệ thiết bị này cũng giúp tiết giảm chi phí đầu tư so với mua mới thiết bị cold finger thương mại nhập khẩu với giá thành cao trên thị trường.

2. Thiết kế, cải tiến, nâng cấp hệ thống thiết bị cold finger cũ

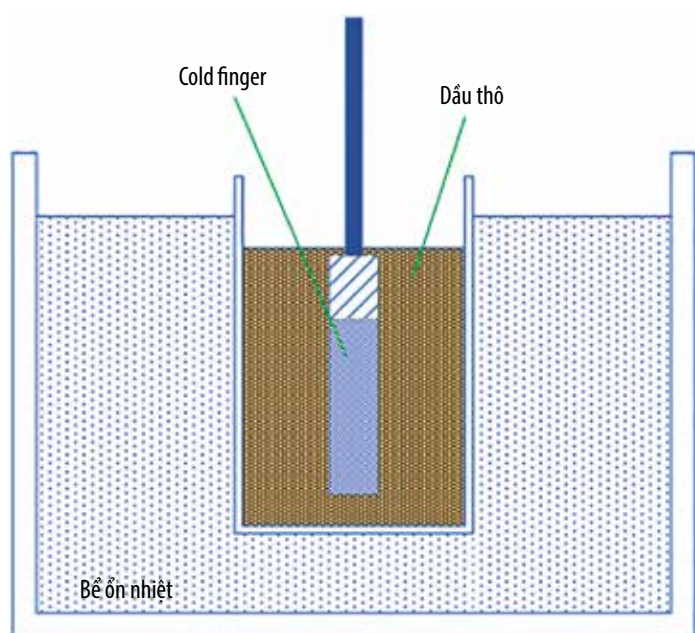
Trên cơ sở đánh giá, phân tích các ưu nhược điểm của hệ thống thiết bị cold finger tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI-Labs), cũng như tham khảo các loại cold finger của các phòng thí nghiệm trên thế giới, nhóm tác giả đã tiến hành thiết kế, cải tiến, nâng cấp hệ thống thiết bị cũ thành hệ thống thiết bị mới có đầy đủ các chức năng, bảo đảm tính chính xác, khả năng thử nghiệm tối ưu, tương đương với các loại thiết bị thương mại nhập khẩu có giá thành cao trên thị trường hiện nay.

2.1. Hệ thiết bị cold finger cũ tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm, Viện Dầu khí Việt Nam

Hệ thiết bị cold finger cũ được chế tạo thô sơ từ năm 2008 trên cơ sở nghiên cứu, tham khảo thiết kế của hệ thiết bị cold finger của Liên Xô cũ (Hình 2 và 3).

Nhược điểm của hệ thống thiết bị cold finger cũ tại VPI-Labs không đáp ứng được yêu cầu đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô cũng như đánh giá hiệu quả hóa phẩm do:

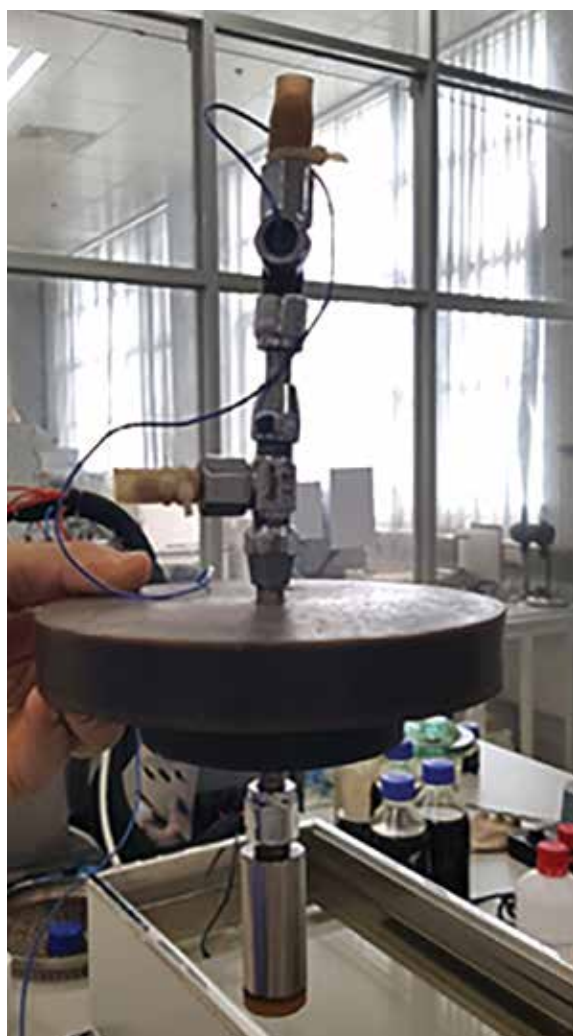
- Cốc chứa mẫu là loại cố định, thiết kế không linh hoạt, do đó yêu cầu lượng mẫu thử nghiệm khá nhiều (600 - 800 ml/lần);
- Do thiết kế chỉ có 1 cold finger, thời gian thực hiện phân tích mẫu kéo dài (mỗi thí nghiệm kéo dài từ 8 - 16 giờ);



Hình 1. Sơ đồ nguyên lý của thiết bị cold finger



Hình 2. Hệ ổn nhiệt kín của thiết bị cold finger cũ tại VPI-Labs



Hình 3. Cold finger được thiết kế nhúng vào hệ ổn nhiệt kín

- Việc bảo đảm tính đồng nhất về điều kiện thí nghiệm (nhiệt độ mẫu, nhiệt độ cold finger, tốc độ khuấy) không đảm bảo do việc thực hiện thí nghiệm với các mẫu khác nhau hoặc với mẫu được xử lý hóa chất được thực hiện nối tiếp nhau cùng với các thiết bị cũ có độ chính xác không cao;

- Thiết kế nhúng cold finger vào hệ ổn nhiệt kín nên không thể quan sát diễn biến của quá trình lắng đọng paraffin, làm cho việc đánh giá quá trình lắng đọng không chuẩn xác cũng như không kiểm soát được quá trình khuấy trộn mẫu của hệ thống khuấy bên trong;

- Thiết kế cold finger không thể tháo rời khỏi hệ gá đỡ phía trên làm cho thao tác cạo mẫu lắng đọng paraffin trên ngón khó khăn, dễ sai lệch kết quả;

- Hệ thống thiết bị đã cũ, các bộ phận ổn nhiệt, khuấy trộn rất hay hỏng hóc, ảnh hưởng lớn đến việc bảo đảm tiến độ thực hiện dịch vụ phân tích mẫu.

Do vậy, việc nghiên cứu để nâng cấp, cải tiến hệ thiết bị cold finger cũ tại VPI-Labs là cần thiết và cấp bách.

2.2. Hệ thiết bị cold finger cải tiến

Trên cơ sở phân tích ưu nhược điểm của các loại cold finger thương mại đang được sử dụng ở các phòng thí nghiệm trên thế giới, nhóm tác giả đã xác định các yêu cầu kỹ thuật chính của hệ thống thiết bị cold finger cần nâng cấp như sau:

- Được thiết kế gồm 6 cold finger, thực hiện thí nghiệm đồng thời với điều kiện về nhiệt độ mẫu, nhiệt độ cold finger, tốc độ vòng quay khuấy mẫu giống nhau;

- Thiết kế linh động, có thể tháo lắp cold finger dễ dàng;

- Có cảm biến nhiệt độ trong từng cold finger, đảm bảo kiểm soát nhiệt độ với độ chính xác đến 0,1 °C bằng hệ thống van đóng mở 2 chiều tự động để điều chỉnh lưu lượng chất tải lạnh trong hệ thống làm lạnh;

- Chai chứa mẫu có thể thay đổi dễ dàng, với dung tích mẫu thực hiện nhỏ và có thể thay đổi (100 ml);

- Hệ sử dụng bể ổn nhiệt rộng kèm với thiết bị bếp từ dạng tấm chìm với 6 vị trí khuấy tương ứng với 6 vị trí chai mẫu;

- Thiết kế hệ thống gá đỡ nhẹ gắn 6 cold finger có khả năng di chuyển dễ dàng;

- Thiết kế tổng thể hệ thống phải gọn gàng, dễ dàng bố trí trong phòng thí nghiệm.

Dựa trên các yêu cầu kỹ thuật chính trên đây, nhóm tác giả đã phác thảo được Sơ đồ nguyên lý của hệ thống như trong Hình 4.

Sau khi thiết kế chi tiết và tiến hành thi công, lắp đặt, hệ thống thiết bị cold finger tại Viện Dầu khí Việt Nam đã được đưa vào sử dụng đáp ứng đầy đủ các yêu cầu kỹ thuật dựa theo nguyên lý hoạt động để ra (Hình 5).

Hệ thiết bị cold finger bao gồm các thành phần chính sau:

2.2.1. Bể lạnh tuần hoàn

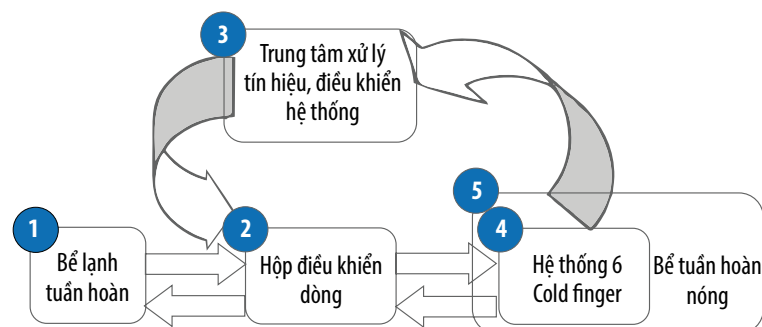
Dùng để duy trì nhiệt độ cho dòng lạnh, làm lạnh các cold finger với khoảng điều chỉnh nhiệt độ từ $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ đến $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ với độ ổn định nhiệt độ là $\pm 0,01\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2.2.2. Bộ ổn nhiệt có bơm tuần hoàn cho dòng nóng

Dùng để duy trì nhiệt độ các mẫu dầu thô thử nghiệm được chứa trong các chai chứa mẫu có gắn các cold finger. Hệ thống có khoảng điều chỉnh nhiệt độ lên đến $150\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2.2.3. Bộ khuấy từ 6 vị trí đặt trong bể ổn nhiệt loại khối liền

Dùng để khuấy, duy trì dòng của các mẫu dầu thô trong các chai mẫu của quá trình thử nghiệm. Bộ khuấy gồm 6 vị trí khuấy, mỗi vị trí có khả năng khuấy tối đa lên đến 3 lít. Điều kiện vận hành cho phép lên đến $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ trong không khí và $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ trong nước.



Hình 4. Sơ đồ nguyên lý của hệ thiết bị cold finger cải tiến



Hình 5. Hệ thiết bị cold finger cải tiến hoàn thiện

2.2.4. Bộ xử lý tín hiệu, điều khiển hệ thống

Điều khiển đóng mở hệ thống ống dẫn để phân chia dòng cồn lạnh từ bể tuần hoàn lạnh cho hệ thống cold finger để giữ nhiệt độ bề mặt cold finger đạt đúng mức cài đặt với sai số $\leq 0,02\%$.

2.2.5. Cold finger và hệ thống giá đỡ 6 cold finger

Được thiết kế và chế tạo từ thép không gỉ, mặt ngoài mỗi cold finger gồm có 4 phần với tổng chiều cao là 79 mm. Mỗi cold finger được thiết kế gắn vào một hệ thống gồm:

- Phần nắp: Phù hợp với các lọ đựng mẫu theo model GL100, GL150 tương ứng dung tích 100 ml và 150 ml;
- Phần trụ nối: Cấu tạo bằng nhôm nguyên chất, có 3 tầng rãnh trong, giúp kết nối



Hình 6. Bể lạnh tuần hoàn Lauda



Hình 7. Bể ổn nhiệt Julabo Corio CD-B33



Hình 8. Bộ khuấy từ chìm



Hình 9. Bộ điều khiển khuấy từ



Hình 10. Trung tâm xử lý tín hiệu, điều khiển hệ thống



Hình 11. Các thành phần của một hệ cold finger



Hình 12. Lắng đọng paraffin lên cold finger

được giắc cắm nhanh để kết nối với cold finger cũng như kết nối với nắp lọ thí nghiệm và ruột cold finger;

- Phần cổng kết nối là một hệ thống các cổng để kết nối cảm biến nhiệt, dòng lạnh và dòng nóng. Phần này được dán nhãn, đánh số thứ tự của cold finger;

- Phần đế: Toàn bộ cold finger được cố định vào một đế nhựa u-PVC màu xanh, đế nhựa này giúp treo hệ thống cold finger cố định lên 1 giàn treo. Giàn treo này cũng giúp định vị 6 lọ mẫu vào đúng 6 vị trí của bếp từ khi thực hiện thí nghiệm trong bể nóng.

Sau khi thực hiện thí nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô, paraffin lắng đọng sẽ bám lên cold finger như trong Hình 12.

Để có thể cố định 6 cold finger với nhau, nhóm tác giả đã thiết kế hệ giá đỡ bằng thép không gỉ được thiết kế gắn 6 cold finger song song thành 2 hàng với chiều cao được tính toán để các chai mẫu có thể ngập hết trong bể ổn nhiệt nóng (Hình 13).

3. Thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô trên hệ thống thiết bị cold finger tại Viện Dầu khí Việt Nam

Hiện nay, có 3 loại quy trình đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô bằng phương pháp cold finger được sử dụng phổ biến tại Việt Nam cũng như trên thế giới. Điểm khác biệt duy nhất giữa các quy trình này chính là cài đặt nhiệt độ cold finger và nhiệt độ dầu thô thử nghiệm. Nhóm tác giả đã lựa chọn quy trình trong đó bể điều nhiệt được duy trì ở nhiệt độ cao hơn nhiệt độ cold finger, tương đương với nhiệt độ của dòng dầu trong quá trình vận chuyển hoặc nhiệt độ gọi là “nhiệt độ dầu”. Nhiệt độ cold finger sẽ được duy trì tương đương với nhiệt độ đáy biển hoặc được xác định dựa trên nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin của mẫu dầu thô, tạo nên sự chênh lệch nhiệt độ đủ để xuất hiện lượng paraffin bám lên bề mặt cold finger.



Hình 13. Hệ giá đỡ 6 cold finger

3.1. Đối tượng thử nghiệm

Nhóm tác giả sử dụng 4 mẫu dầu thô từ mỏ Rạng Đông và mỏ Cá Ngừ Vàng để thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin. Ngoài ra, thử nghiệm cũng được thực hiện đối với mẫu dầu thô có sử dụng hóa phẩm ức chế lắng đọng paraffin VPL-14/982 được phát triển bởi Viện Dầu khí Việt Nam với hàm lượng là 500 ppm.

3.2. Điều kiện thử nghiệm

Thử nghiệm được thực hiện với nhiệt độ dầu thô 55 °C, nhiệt độ cold finger tương ứng với nhiệt độ đáy biển là 21 °C, tốc độ

vòng quay được cài đặt tại 300 vòng/phút, thời gian thực nghiệm là 6 giờ.

Tốc độ lắng đọng được tính như sau:

τ = (m × 24) / (2π × r × h × t × 1000)

Trong đó:

- τ: Tốc độ lắng đọng paraffin (kg/m²/ngày);
- m: Khối lượng paraffin bám dính trên cold finger (g);
- r: Bán kính cold finger (m);
- h: Chiều cao bám dính của cold finger (m);
- t: Thời gian (giờ).

3.3. Kết quả thử nghiệm

3.3.1. Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với dầu thô mỏ Rạng Đông

Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với dầu thô mỏ Rạng Đông được thể hiện trong Bảng 1 - 3.

Đánh giá độ lệch kết quả thí nghiệm đối với cùng một mẫu, trong cùng một điều kiện thí nghiệm, trên cùng một cold finger được tổng hợp tính toán trong Bảng 4.



Hình 14. Dầu thô mỏ Rạng Đông



Hình 15. Dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng

Bảng 1. Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với dầu thô mỏ Rạng Đông chưa xử lý hóa chất lần 1

Nhiệt độ dầu thô (°C)	Nhiệt độ cold finger (°C)	Thời lượng (giờ)	Cold finger	Khối lượng bám dính (g)	Độ lệch so với kết quả trung bình (%)	Tốc độ lắng đọng (kg/m²/ngày)
55	21	6	1	0,8020	5	3,27
			2	0,8745	4	3,57
			3	0,8449	0	3,45
			4	0,7870	7	3,21
			5	0,8784	4	3,59
			6	0,8711	3	3,56
			Trung bình	0,8430		3,44

Bảng 2. Kết quả thực nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với dầu thô mỏ Rạng Đông chưa xử lý hóa chất lần 2

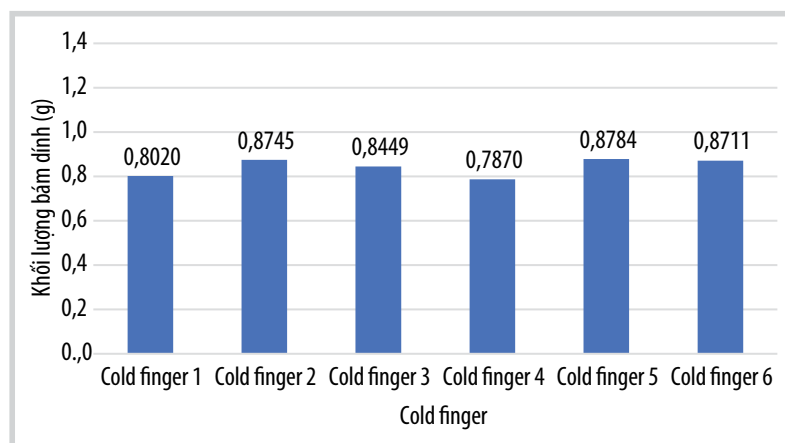
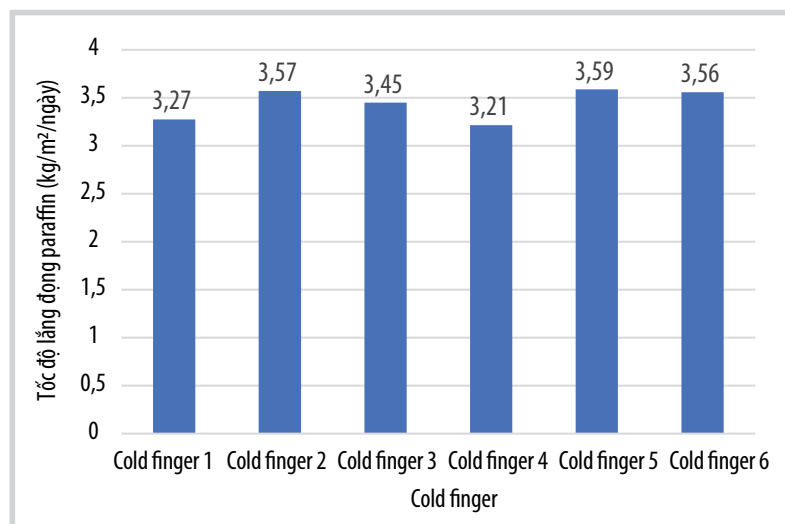
Nhiệt độ dầu thô (°C)	Nhiệt độ cold finger (°C)	Thời lượng (giờ)	Cold finger	Khối lượng bám dính (g)	Độ lệch so với kết quả trung bình (%)	Tốc độ lắng đọng (kg/m²/ngày)
55	21	6	1	0,8425	1	3,44
			2	0,8292	3	3,39
			3	0,8648	2	3,53
			4	0,8443	1	3,45
			5	0,8542	0	3,49
			6	0,8756	3	3,58
			Trung bình	0,8518		3,48

Bảng 3. Kết quả thực nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với dầu thô Rạng Đông chưa xử lý hóa chất lần 3

Nhiệt độ dầu thô (°C)	Nhiệt độ cold finger (°C)	Thời lượng (giờ)	Cold finger	Khối lượng bám dính (g)	Độ lặp so với kết quả trung bình (%)	Tốc độ lắng đọng (kg/m ² /ngày)
55	21	6	1	0,8034	4	3,28
			2	0,8611	2	3,52
			3	0,8498	1	3,47
			4	0,8002	5	3,27
			5	0,8718	4	3,56
			6	0,8549	2	3,49
			Trung bình	0,8402		3,43

Bảng 4. Kết quả thực nghiệm độ lệch đối với dầu thô mỏ Rạng Đông trên các cold finger

Nhiệt độ dầu thô (°C)	Nhiệt độ cold finger (°C)	Thời lượng (giờ)	Cold finger	Khối lượng bám dính lần 1 (g)	Khối lượng bám dính lần 2 (g)	Khối lượng bám dính lần 3 (g)	Khối lượng bám dính trung bình (g)	Độ lệch nhỏ nhất (%)
55	21	6	1	0,8020	0,8425	0,8034	0,8160	3
			2	0,8745	0,8292	0,8611	0,8549	3
			3	0,8449	0,8648	0,8498	0,8532	1
			4	0,7870	0,8443	0,8002	0,8105	4
			5	0,8784	0,8542	0,8718	0,8681	2
			6	0,8711	0,8756	0,8549	0,8672	1


Hình 16. Biểu đồ so sánh mức độ bám dính của dầu thô mỏ Rạng Đông lên các cold finger lần 1

Hình 17. Biểu đồ so sánh tốc độ lắng đọng của dầu thô mỏ Rạng Đông lên các cold finger lần 1

Kết quả trên Bảng 4 cho thấy độ lệch nhỏ nhất giữa kết quả của 3 lần thí nghiệm với kết quả trung bình trên cùng một cold finger chỉ là 4%. Điều này cho thấy độ ổn định của từng cold finger trên thiết bị là khá tốt.

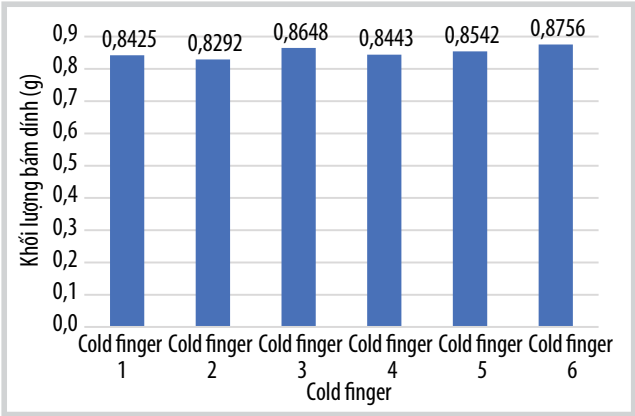
Hình 17 - 22 thể hiện các kết quả thử nghiệm đối với từng cold finger trong thử nghiệm, khối lượng bám dính của từng cold finger trong thử nghiệm đối với mẫu dầu mỏ Rạng Đông và tốc độ bám dính.

3.3.2. Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng

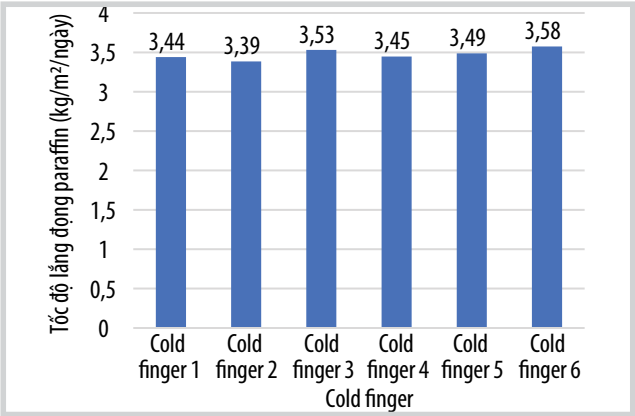
Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với mẫu dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng chưa xử lý hóa chất PPD được thể hiện trong Bảng 5.

Kết quả thử nghiệm độ lặp lại giá trị khối lượng paraffin bám dính trên các cold finger cho thấy, độ lặp của các kết quả khá tốt, giá trị dao động từ 2 - 9%.

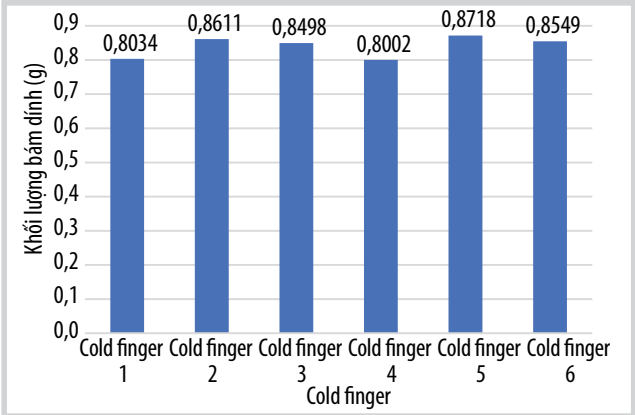
Hình 23, 24 là các kết quả thử nghiệm đối với từng cold finger trong thử nghiệm, khối lượng bám dính của từng cold finger trong thử nghiệm đối với mẫu dầu mỏ Cá Ngừ Vàng và tốc độ bám dính.



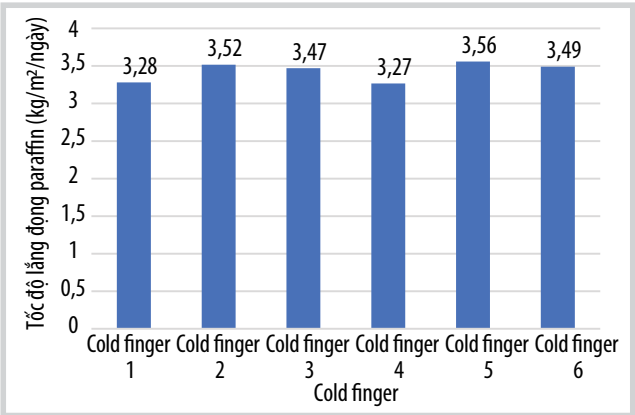
Hình 18. Biểu đồ so sánh mức độ bám dính của dầu thô mỏ Rạng Đông lên các cold finger lần 2



Hình 19. Biểu đồ so sánh tốc độ lắng đọng của dầu thô mỏ Rạng Đông lên các cold finger lần 2



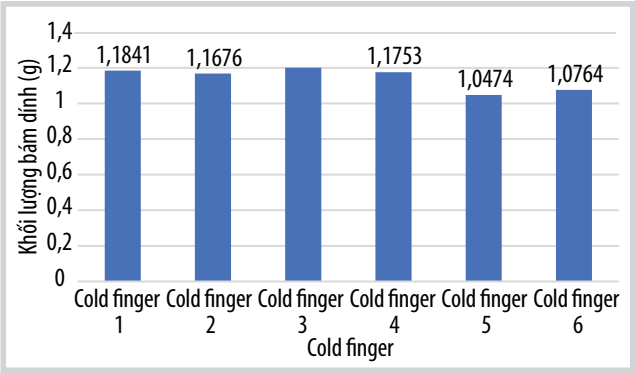
Hình 20. Biểu đồ so sánh mức độ bám dính của dầu thô mỏ Rạng Đông lên các cold finger lần 3



Hình 21. Biểu đồ so sánh tốc độ lắng đọng của dầu thô mỏ Rạng Đông lên các cold finger lần 3



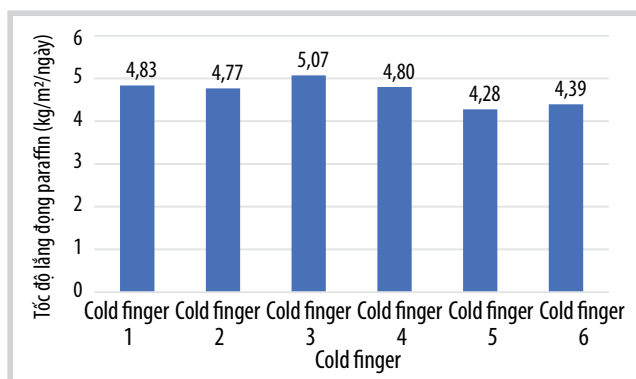
Hình 22. Paraffin của dầu thô Rạng Đông bám dính lên các cold finger sau thử nghiệm



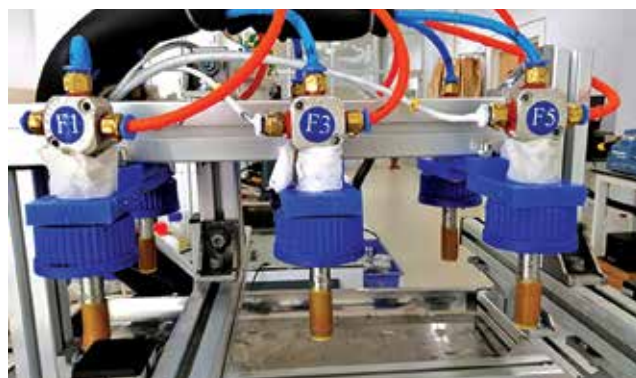
Hình 23. Biểu đồ so sánh mức độ bám dính của dầu thô mỏ Cá Nù Vàng lên các cold finger

Bảng 5. Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với mẫu dầu thô mỏ Cá Nù Vàng chưa xử lý hóa chất

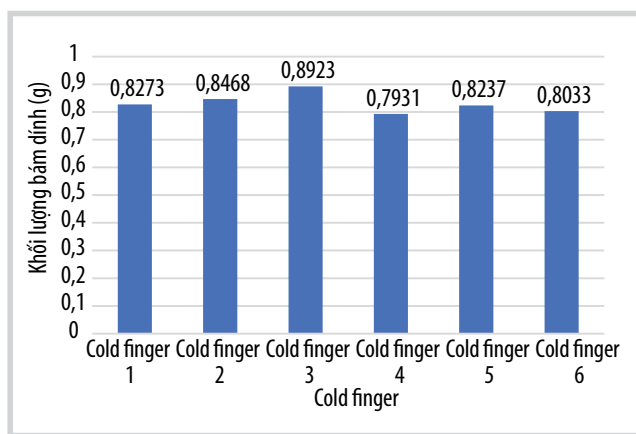
Nhiệt độ dầu thô (°C)	Nhiệt độ cold finger (°C)	Thời lượng (giờ)	Cold finger	Khối lượng bám dính (g)	Độ lặp lại (%)	Tốc độ lắng đọng (kg/m²/ngày)
55	21	6	1	1,1841	3	4,83
			2	1,1676	2	4,77
			3	1,2424	8	5,07
			4	1,1753	2	4,80
			5	1,0474	9	4,28
			6	1,0764	6	4,39
			Trung bình	1,1489		4,69



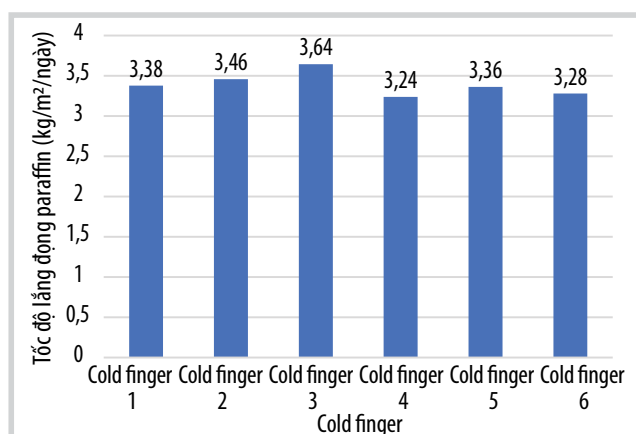
Hình 24. Biểu đồ so sánh tốc độ lắng đọng của dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng lên các cold finger



Hình 25. Paraffin của dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng bám dính lên các cold finger sau thử nghiệm



Hình 26. Biểu đồ so sánh độ bám dính dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng đã xử lý bằng PPD VPL-14/982 hàm lượng 500 ppm



Hình 27. Biểu đồ so sánh tốc độ lắng đọng của dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng đã xử lý bằng PPD VPL-14/982 hàm lượng 500 ppm

Bảng 6. Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin đối với mẫu dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng đã xử lý bằng PPD VPL-14/982 hàm lượng 500 ppm

Nhiệt độ dầu thô (°C)	Nhiệt độ cold finger (°C)	Thời lượng (giờ)	Cold finger	Khối lượng bám dính (g)	Độ lặp lại (%)	Tốc độ lắng đọng (kg/m²/ngày)
55	21	6	1	0,8273	0	3,38
			2	0,8468	2	3,46
			3	0,8923	7	3,64
			4	0,7931	5	3,24
			5	0,8237	1	3,36
			6	0,8033	3	3,28
			Trung bình	0,8311		3,39



Hình 28. Paraffin của dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng, đã được xử lý bằng PPD VPL-14/982 hàm lượng 500 ppm

3.3.3. Kết quả thử nghiệm đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin dầu thô mỏ Cá Ngừ Vàng đã được xử lý bằng PPD VPL-14/982 hàm lượng 500 ppm

Đánh giá độ lặp của kết quả trên từng cold finger đối với mẫu đã được xử lý bằng PPD VPL-14/982 hàm lượng 500 ppm trong các điều kiện cài đặt như đối với mẫu dầu thô Cá Ngừ Vàng chưa xử lý hóa chất, kết quả được chỉ ra trong Bảng 6.

Kết quả thử nghiệm độ lệch của giá trị khối lượng paraffin bám dính trên các cold finger cho thấy, độ lệch của các kết quả khá tốt, tối đa 7%.

Để đánh giá mức độ ổn định của kết quả thử nghiệm, khối lượng bám dính và tốc độ bám dính trên từng cold finger đối với mẫu dầu mỏ Cá Ngừ Vàng đã xử lý bằng PPD VPL-14/982 hàm lượng 500 ppm được trình bày trong Hình 26 và 27.

4. Kết luận

Các kết quả thử nghiệm cho thấy hệ thiết bị cold finger cải tiến tại Viện Dầu khí Việt Nam có mức độ ổn định về kết quả phân tích khá cao giữa các ngón và giữa các lần thí nghiệm khác nhau.

Kết quả này cho thấy hệ thiết bị cold finger cải tiến hoàn toàn đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật để thực hiện dịch vụ phân tích, đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô cũng như đánh giá hiệu quả sử dụng hóa phẩm PPD, phục vụ công tác phân tích theo yêu cầu của các công ty khai thác dầu khí tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] Viện Dầu khí Việt Nam, “Nghiên cứu xây dựng quy trình đánh giá tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô theo phương pháp cold finger và thiết kế cải tiến Hệ thống thiết bị cold finger hiện có”, 6/2019.

[2] Kosta J. Leontaritis, “The wax deposition envelope of gas condensates”, *Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 4 - 7 May 1998*. DOI: 10.4043/8776-MS.

[3] Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiên, Phạm Thành Vinh và Nguyễn Hoài Vũ, *Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2016.

RESEARCH AND BUILD A TESTING EQUIPMENT SYSTEM FOR DETERMINING PARAFFIN DEPOSITION RATE OF CRUDE OIL (COLD FINGER)

**Nguyen Huynh Anh, Nguyen Ba Khoa, Nguyen Hien Phong, Nguyen Phan Tri
Ngo Thi Loan, Nguyen Thanh Tung, Nguyen Van Hung**

Vietnam Petroleum Institute
Email: anhnguyenh@vpi.pvn.vn

Summary

Cold finger is an important method to evaluate paraffin deposition rate of crude oil during its production and transportation. This method is used in oil and gas transportation laboratories.

The article introduces the new testing system for determining the paraffin deposition rate of crude oil, which has been upgraded from the old testing system at the Vietnam Petroleum Institute (VPI). The new system has functions similar to imported commercial equipment, meeting all the requirements for sample testing from oil and gas production companies in Vietnam as well as in other countries in the region.

Key words: Paraffin deposition, crude oil transportation.

ĐẶC TRƯNG HÓA TƯỢNG ĐỊA CHẤT BẰNG PHÂN LOẠI TRƯỜNG SÓNG ĐỊA CHẤN

Tóm tắt

Việc tích hợp 2 dữ liệu quan trọng nhất là địa chất và địa vật lý có thể được sử dụng để giảm thiểu rủi ro trong công tác thăm dò và khai thác, đặc biệt là để nâng cao hiệu suất khai thác vỉa và xác định địa tầng. Nghiên cứu của Afiqah Zahraa [1] tập trung vào việc phân loại trường sóng địa chấn thành các lớp khác nhau bằng cách sử dụng mạng neural và liên kết theo các tượng địa chất được thiết lập trên những hiểu biết về thạch học và hình dạng đường cong số liệu địa vật lý giếng khoan. Tài liệu nghịch đảo địa chấn được sử dụng làm dữ liệu đầu vào để mạng neural đóng vai trò như chỉ thị thạch học trực tiếp và làm giảm sự phụ thuộc vào việc liên kết giếng khoan. Việc minh giải bản đồ phân loại các tượng địa chấn cung cấp cái nhìn rõ ràng hơn về sự phân bố thạch học, môi trường lắng đọng trầm tích và giúp xác định đá chứa quan trọng.

Từ khóa: Phân loại trường sóng địa chấn, nghịch đảo địa chấn, phân bố thạch học.

1. Giới thiệu

Đặc trưng hóa vỉa chứa là một nhiệm vụ rủi ro, nhiều phương pháp và kỹ thuật đã được phát triển để giảm thiểu mức độ bất định trong giai đoạn thăm dò và khai thác. Một số yếu tố ảnh hưởng đến sự bất định này gồm giới hạn độ phân giải địa chấn, thiếu tài liệu giếng khoan, sự tiệm cận của mô hình vật lý và tính biến thiên tự nhiên trong đá.

Một phương pháp tiếp cận thống kê bằng cách tự động nhận dạng tương thông qua mạng neural đã được thực hiện để tăng mức độ tin cậy. Phương pháp này cũng được biết đến như một dạng trí tuệ nhân tạo, phân loại tự động và khá phổ biến vào những năm 90 do sự thành công khi ứng dụng vào các lĩnh vực nghiên cứu khác như sinh học và kinh tế. Do vậy, đã có nhiều nghiên cứu được thực hiện để xem xét khả năng ứng dụng mạng neural nhân tạo trong việc phát hiện tập hợp các phản hồi nhận dạng tương đồng giữa các thuộc tính khác nhau và chọn ra những thuộc tính phù hợp từ danh sách các thuộc tính từ xử lý số liệu đầu vào.

Việc sử dụng nhiều thuộc tính để nhận dạng các tượng địa chấn là rất quan trọng vì nó cho phép người minh giải phân tích các khía cạnh khác nhau của những phản hồi địa chấn (năng lượng, tần số, pha, hình thái và cấu trúc...) một cách đồng thời, tạo ra một bản đồ tương hoặc liên kết các phản hồi địa chấn với các số liệu công nghệ mô/khai thác.

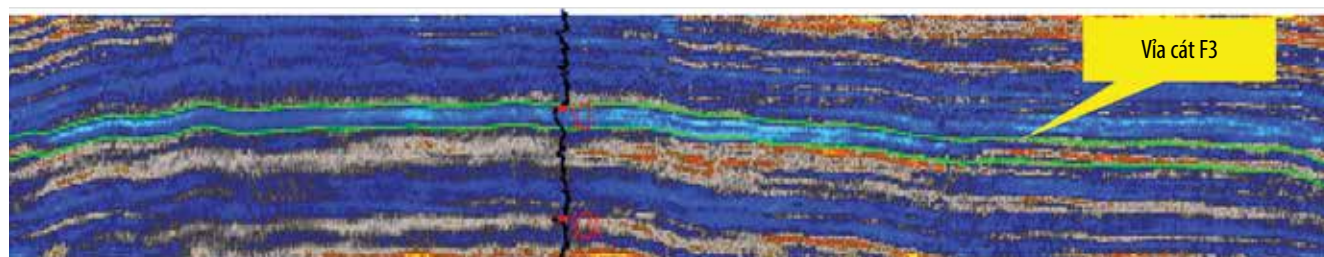
Một ứng dụng quan trọng khác của mạng neural trong xác định đặc tính vỉa chứa là phân loại tượng địa chấn và nhận dạng mẫu, trong đó, nhiều thuật toán khác nhau đã được xây dựng, phát triển và áp dụng để nâng cao hiệu quả của mạng neural.

Tài liệu địa chấn có dung lượng dữ liệu lớn, độ liên tục cao, mức độ lặp lại thông tin lớn và rất nhiều nhiễu vì thế phương pháp mạng neural đặc biệt là phương pháp bản đồ tự thành lập (SOM) có thể phác thảo cấu trúc dữ liệu và giảm được tính đa chiều của số liệu. Các thuật toán phân loại tượng địa chấn cố gắng bắt chước nhận dạng mẫu của con người và có thể được áp dụng cho một tập hợp bất kỳ với số lượng thuộc tính nhiều hơn đáng kể.

Mạng neural cũng đã được sử dụng để trích xuất các đặc điểm cấu trúc dạng đường, phân loại thạch học, thay thế và cải thiện các kỹ thuật nghịch đảo địa chấn.

Cách tiếp cận này đã được chứng minh là có kết quả tốt hơn bất kỳ phương pháp nào khác, đặc biệt là khi nó được sử dụng để phân tích hệ tầng bất đồng nhất cao.

Mạng neural là phương pháp tự động và được giám sát tốt nhất dùng để xác định và phân loại tượng địa chấn thành nhiều dạng khác nhau do khả năng khử nhiễu, xử lý dữ liệu kích thước lớn và lược bớt các kỹ thuật thống kê phức tạp. Mục tiêu nghiên cứu của Afiqah Zahraa [1] là mô tả đặc điểm và dự đoán sự phân bố tượng thạch học của khu vực nghiên cứu bằng cách minh giải các dạng tượng địa chấn và liên hệ chúng với các tượng địa chất.

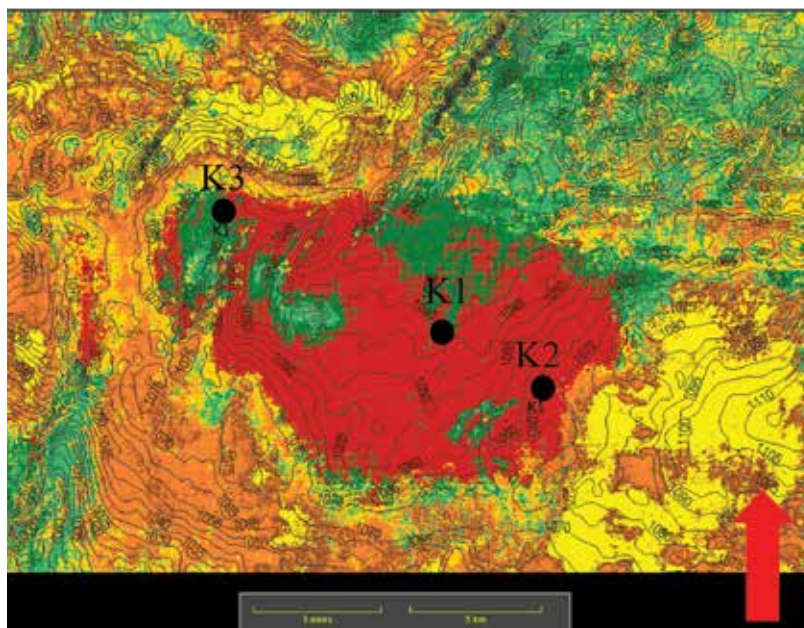


Hình 1. Một ranh giới tầng vỉa F3 có bề dày xấp xỉ 23 m. Bên dưới là vỉa F3A có bề dày nhỏ hơn vỉa F3

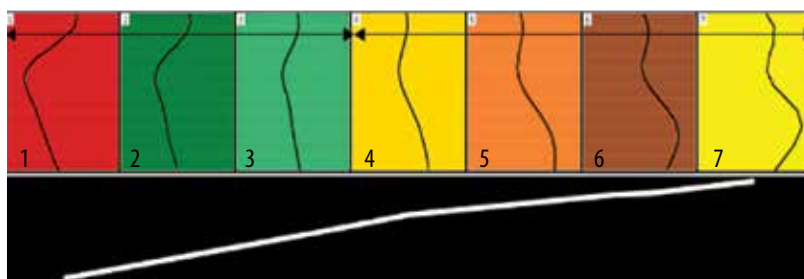
Do bẫy địa tầng đang trở nên phổ biến, việc xác định phân bố tương thạch học sẽ giúp giảm thiểu rủi ro cho công tác thăm dò trong tương lai. Sự phân bố tương thạch học có thể được dự đoán bằng cách sử dụng phân loại trường sóng địa chấn bằng mạng neural, phương pháp có vai trò quan trọng trong việc xác định những thay đổi nhỏ, khó thấy đối với biên độ cũng như pha địa chấn. Dữ liệu địa chấn được sử dụng để phân loại là trở kháng P^* (là giá trị đặc trưng cho phản xạ địa chấn, được tính bằng tích giá trị mật độ và vận tốc P) vì có thể trực tiếp chỉ thị tương thạch học mà không phụ thuộc nhiều vào tài liệu giếng khoan. Nghiên cứu này rất quan trọng để đánh giá khả năng của mạng neural trong việc ngoại suy từ tài liệu địa chấn để dự báo ở khu vực xa giếng khoan. Bản đồ tương thạch học cũng có thể giúp giảm thiểu rủi ro khi đánh giá đặc tính vỉa chứa bằng cách chỉ ra được khu vực nào triển vọng (cát chứa khí) hay không triển vọng (cát ngậm nước).

2. Đặc điểm địa chất

Afiqah Zahraa nghiên cứu mỏ K nằm ở bể Borneo, Malaysia [1]. Vĩa chính là thân cát F3 với chiều dày khoảng 23 m, lắng đọng trong môi trường từ thềm trong đến thềm ngoài hoặc có thể là turbidites lấp đầy các trũng. Xu thế thô dần lên trên của cát có thể đặc trưng bởi sự chuyển tiếp môi trường từ thềm ngoài vào thềm trong, hình thành trong hệ thống trầm tích biển cao.



(a)



(b)

Hình 2. Bản đồ phân loại tương địa chấn được tạo ra từ phương pháp Trace based. Mỗi màu tương ứng với một dạng tương địa chấn khác nhau (a). Phần bên trên là mô hình mạch địa chấn, các dạng mạch tương đương với các mã màu. Các dạng được gắn nhãn từ trái qua phải là 1 - 7. Đường cong bên dưới biểu diễn sự khác nhau cộng dồn giữa 2 dạng lân cận (b).

Là đá trầm tích hạt vụn sau carbonate và do sự tương tác của quá trình thay đổi mực nước biển và lắng đọng chống lún của cát kể áp đối với các khối nhô carbonate, quá trình di cư hydrocarbon của vỉa F3 được cho là bắt nguồn từ chính thân carbonate bên dưới do nó không được nạp đầy. Vì kiểu xếp chống trầm tích của quá trình biển lùi cưỡng bức nên sự dịch chuyển hydrocarbon theo chiều thẳng đứng từ carbonate bên dưới lên tầng bột, cát nằm phía trên có thể được chứng minh bằng việc minh giải các mặt cắt khu vực.

^{*}slowness là đại lượng có giá trị bằng nghịch đảo giá trị vận tốc.

$P\text{-slowness} = 1/V_p$; $S\text{-slowness} = 1/V_s$

3. Phạm vi tài liệu

Số liệu địa chấn được thu nổ năm 2004. Khu vực khảo sát 3D đủ bộ có diện tích rộng 1871,5 km² dạng hình chữ nhật dài 50 km và rộng 37,8 km. Chất lượng tài liệu địa chấn 3D tốt. Các marker chính chủ yếu đều trên 2,5 giây (Precarbonate) có tính liên tục ngang tốt và có sự gián đoạn rõ ràng tại các vị trí đứt gãy. Đặc điểm cấu trúc và địa tầng có thể được nhìn thấy rõ ràng từ tài liệu 3D. Dải tần số chủ đạo trong tầng vỉa chính từ 35 - 40 Hz, xung sóng địa chấn có pha hỗn hợp. Có 3 giếng khoan được cung cấp trong khu vực là K-1, K-2 và K-3. Cả 3 giếng đều được dùng để liên kết tài liệu địa chấn - giếng khoan. Các đường đo ghi địa vật lý giếng khoan cơ bản như gamma, neutron, mật độ, điện trở suất, S-slowness, P-slowness* và độ bão hòa được sử dụng. Tuy nhiên, trong mỏ K đường đo mật độ không được sử dụng do tính không nhất quán với dữ liệu thạch học. Có thể do loại khoáng vật nào đó gây ra vấn đề này, nhưng không có nghiên cứu nào được thực hiện thêm.

4. Phương pháp nghiên cứu

Có 2 dạng phân loại dạng sóng địa chấn trong nghiên cứu này là Voxel based (dựa vào không gian 3 chiều) và Trace based (dựa trên các mạch địa chấn). Khoảng thời gian được sử dụng để phân tích dạng sóng là khác nhau tùy theo phương pháp.

Voxel based gồm 3 trục dữ liệu; inline, crossline và thời gian/độ sâu. Trace based chỉ bao gồm inline và xline. Phương pháp Voxel based thực hiện phân loại dạng sóng theo voxel hoặc dạng điểm ảnh địa chấn 3D, chi tiết hơn so với phương pháp Trace based.

Trace based trích xuất một phần tài liệu địa chấn nhất định và sử dụng hình dạng trung bình hoặc hình thái của dạng sóng địa chấn cho mục đích phân loại. Cả 2 phương pháp đều có thể sử dụng nhiều thuộc tính làm đầu vào chính. Tuy nhiên, trong phương pháp Voxel based, đầu ra cuối cùng sẽ gồm tương địa chấn dạng khối 3D trong khi phương pháp Trace based chỉ xây dựng bản đồ phân bố. Phân tích thành phần chính (PCA) được thực hiện để giảm dữ liệu dư và nhiễu trong các tài liệu thuộc tính hoặc một khối địa chấn trước khi được sử dụng làm đầu vào để phân loại dạng sóng địa chấn.

Trong nghiên cứu này, cả 2 phương pháp đều áp dụng chung nguyên lý về mạng neural với cùng một loại đầu vào là trở kháng P. Tuy nhiên, trong phương pháp Voxel based, số liệu đã được hiệu chỉnh với các giếng và mỗi dạng sóng được xác định dựa trên sự tương quan

với tương thạch học tại giếng. Việc liên kết giếng trong phương pháp Trace based không thể thực hiện được do khoảng vỉa trong cụm giếng chỉ phù hợp với sự thay đổi nhỏ về thạch học, độ rỗng, độ dày ở cả 3 giếng.

Do đó, rất khó để biểu diễn sự thay đổi động thái vỉa theo chiều ngang và ảnh hưởng của nó đến hình thái trường sóng địa chấn. Tuy nhiên, có thể nhận thấy sự khác biệt theo chiều thẳng đứng khi chuyển từ tập sét sang tập cát, nơi có sự thay đổi rõ rệt về độ dày và độ rỗng và những khác biệt này chỉ có thể được ghi nhận từ phương pháp Voxel based. Các nghiên cứu về phân loại trường sóng địa chấn chủ yếu đều sử dụng tài liệu địa chấn phản xạ làm dữ liệu đầu vào chính bên cạnh các tài liệu thuộc tính biên độ khác.

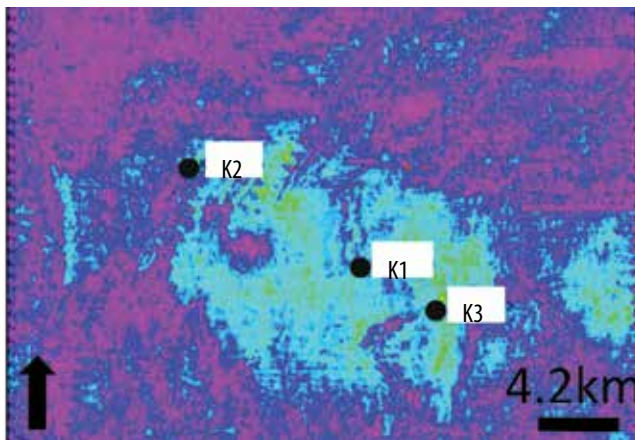
Nhưng khi không có số liệu xung sóng địa chấn từ giếng khoan, phương pháp này chỉ tập trung sử dụng trực tiếp số liệu địa chấn để dự báo thạch học và giảm sử dụng số liệu giếng khoan. Thông số tốt nhất để phân biệt thạch học là trở kháng âm học P. Do đó, nghịch đảo trước cộng, hay còn được biết là nghịch đảo đồng thời, sẽ được tiến hành và sử dụng làm đầu vào cho phân loại dạng sóng địa chấn.

5. Áp dụng và kết quả

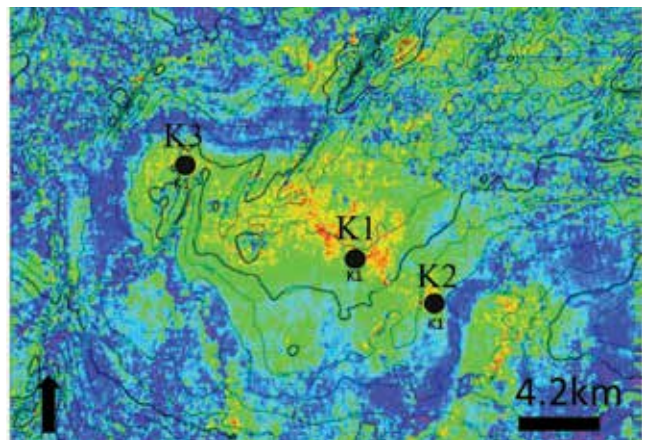
5.1. Phương pháp Trace based

Tài liệu địa chấn trở kháng P với cửa sổ -4ms +19ms trên dưới horizon F3 được sử dụng để huấn luyện trong mạng neural với 7 dạng xung sóng và 100 lần lặp. Mỗi dạng xung sóng đều được đại diện bởi một mẫu mạch địa chấn đặc trưng hay còn gọi là trung tâm cụm, là đại diện tốt nhất cho dạng xung sóng đó. Đường cong theo khoảng cách có độ dốc không đổi đã chỉ ra sự khác biệt tích lũy giữa các lớp lân cận là bằng nhau. Nếu sử dụng quá nhiều dạng xung sóng, độ dốc của xung sẽ bị nắn thẳng, có nghĩa là không có nhiều sự khác biệt giữa các dạng xung sóng với nhau. Nếu số lượng dạng sóng quá ít, độ dốc sẽ rất cao cho thấy sự khác biệt quá lớn, rất khó xảy ra về mặt địa chất. Việc phân loại dạng sóng địa chấn cho ra bản đồ cuối cùng như Hình 2. Dựa trên kết quả từ tài liệu nghịch đảo địa chấn, giá trị trở kháng P thấp nhất chỉ thị cho cát chứa khí, sau đó là sét. Cát chất lượng cao nhất hoặc hạt thô nhất tương ứng với giá trị trở kháng cao nhất. Tài liệu nghịch đảo địa chấn có thể được sử dụng trực tiếp để chỉ thị thạch học, loại 1 - trở kháng thấp nhất có thể được xác định là cát chứa khí, tiếp theo là loại 2 và loại 3 có thể tương quan đến sét.

Sự thay đổi đột ngột ở đường cong ở nhóm 4 có thể

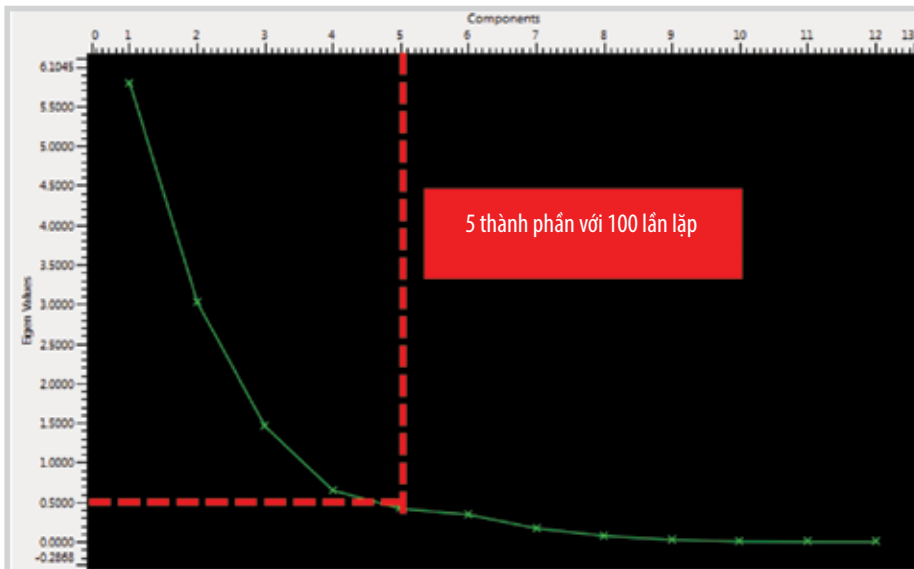


(a)

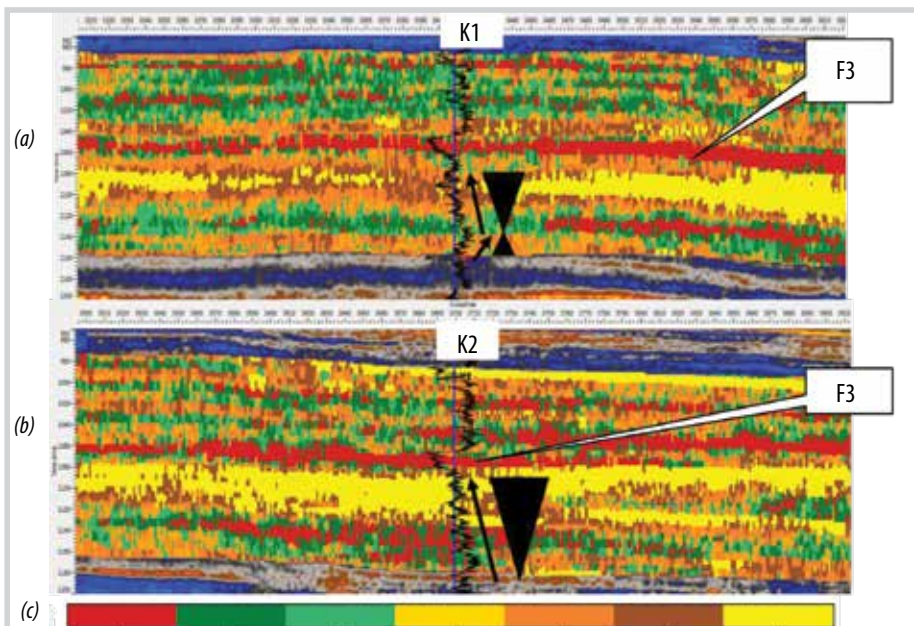


(b)

Hình 3. Bản đồ thuộc tính Sweetness (a). Bản đồ thuộc tính tần số bình phương trung bình (RMS Frequency) (b)



Hình 4. Phân tích thành phần chính của khối tài liệu trở kháng P. Các thành phần bao gồm mạch địa chấn và giá trị riêng biểu thị cho sự phân bố các thành phần trên đám mây dữ liệu

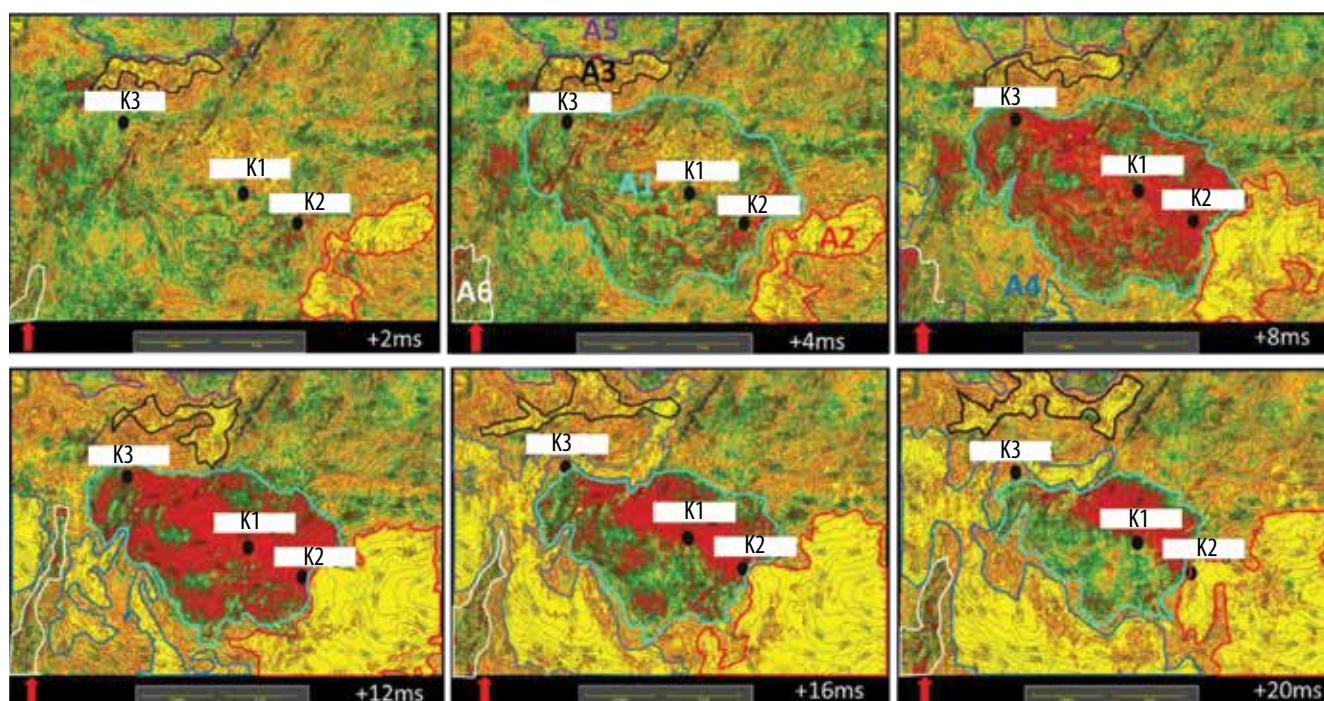


Hình 5. Phương pháp Voxel based tại giếng K-1 (a) và K-2 (b), các dạng mạch từ mô hình Voxel based (c)

chỉ ra sự thay đổi thành phần đá từ sét sang cát. Khi mô hình mạch trở kháng P có giá trị ngày càng cao hơn, thạch học cũng thay đổi thành loại cát kết thô, sạch hơn. Loại cát kết này cũng được biết đến như một loại cát ngậm nước tốt; nếu cát chất lượng kém, trở kháng thấp hơn thì được gọi là cát ngậm nước kém. Các thuộc tính địa chấn như biên độ RMS, Sweetness và tần số RMS cũng được tạo ra để cung cấp thêm bằng chứng về cát chứa khí (Hình 4).

5.1.1. Phân tích thành phần chính (PCA)

Phân tích thành phần chính (PCA) thường được dùng để giảm thiểu nhiễu và dữ liệu dư. Đây là cách tốt nhất để biểu diễn các dạng tài liệu dầu vào khác nhau. Phương pháp này thuộc dạng không được giám sát, được đại diện bởi 2 thành phần chính là vector riêng (eigenvector) và giá trị riêng (eigenvalue). Vector riêng biểu thị hướng phân bố dữ liệu tối đa hoặc các biến thiên; giá trị riêng thì nhỏ hơn và vuông góc với vector riêng. Nghiên cứu này sử dụng tài liệu nghịch đảo trước cộng và PCA để xác định cụm



Hình 6. Một cắt đẳng thời cho mỗi +4ms và +2ms của khối tài liệu phân loại bằng phương pháp Voxel based. Các khu vực thạch học được đánh dấu với mã A1, A2, A3, A4, A5 và A6

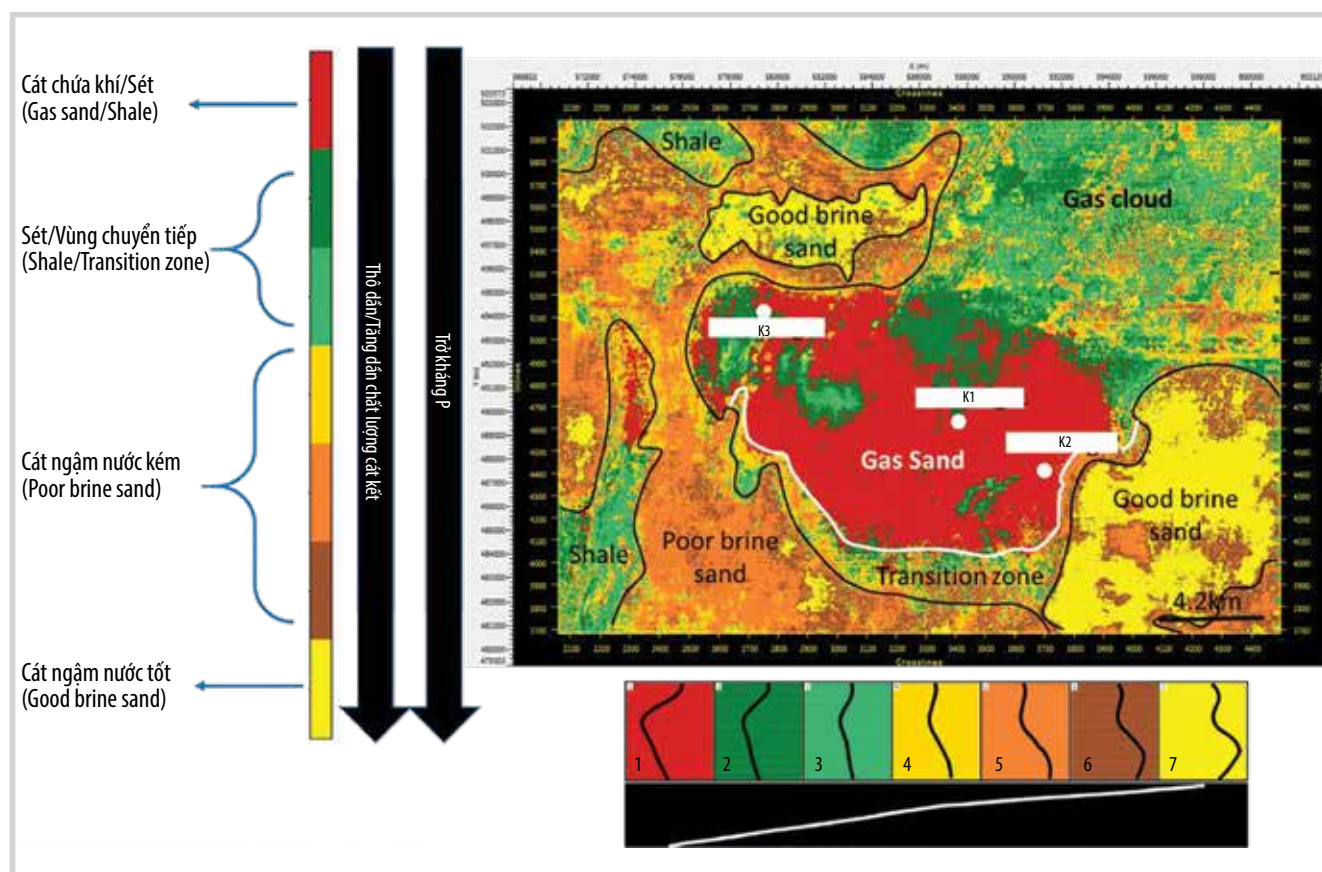
dữ liệu nào quan trọng để giữ lại và cụm dữ liệu nào mang ít thông tin nhất để có thể loại bỏ đi. Các dữ liệu mang ít thông tin tín hiệu còn được gọi là nhiễu. Trong phương pháp Trace based, PCA sử dụng số liệu đầu vào là các mạch địa chấn, không phải là khối địa chấn như trong phương pháp Voxel based. Trong phương pháp Voxel based, một khối tài liệu địa chấn là đủ để làm dữ liệu chính. Các thành phần được dùng làm đầu vào trong phương pháp Trace based (Hình 4). Bất kỳ dữ liệu nào mang ít thông tin cho cụm dữ liệu với giá trị riêng nhỏ hơn 1 thì không được phân tích trong mạng neural. Những dữ liệu này có thể là nhiễu và nếu đưa vào, nó có thể ảnh hưởng đến quá trình phân loại.

5.2. Phương pháp Voxel based

Voxel based là phương pháp chia lớp nhỏ mà trong đó tài liệu địa chấn được chia thành các khoảng nhỏ hơn dựa vào giá trị lớn nhất/nhỏ nhất, các điểm uốn, zero sin hay zero crossing. Phân loại dạng sóng địa chấn sau đó được thực hiện trong các khoảng chia nhỏ hơn, do đó kết quả sẽ chi tiết hơn khi theo dõi sự thay đổi thạch học theo phương thẳng đứng và theo chiều ngang. Cũng như cách phân loại trong phương pháp Trace based với inline và xline, phương pháp Voxel based thực hiện trong không gian 3 chiều với thời gian là trục thứ 3. Các điểm uốn được dùng để chia nhỏ và sử dụng horizon F3 với cửa sổ (-49 ms +77 ms) làm đầu vào của mạng neural. Kết quả được đưa ra với 7 dạng phân loại mà không phân tích PCA.

Xu hướng thạch học thô dần lên trên được đánh dấu bởi sự thay đổi màu từ đỏ sang vàng tương ứng với sự tăng trở kháng từ dạng 1 đến dạng 7 (Hình 5). Dạng đầu tiên - màu đỏ có thể liên quan đến cát chứa khí, trở kháng thấp nhất. Dạng màu đỏ này cũng có thể quan sát thấy ở khoảng trên của F3, cho thấy đây là tập cát chứa khí. Một số tập cát chứa khí F3 cũng được phân loại thành màu xanh đậm, xanh nhạt (dạng 2, 3) tương ứng sự gia tăng trở kháng khi tương thay đổi. Bên dưới tập cát chứa khí là tập cát chất lượng kém hơn, nhưng vẫn được phân loại màu vàng hay cát ngậm nước do trở kháng cao. Để quan sát sự thay đổi theo chiều ngang của các lớp thạch học này, mặt cắt đẳng thời (time slice) được tạo ra ở các độ sâu từ +2 ms đến +20 ms (Hình 6).

A1 cho thấy sự phân bố của cát chứa khí thấy ở độ sâu +4 ms dưới mặt ranh giới F3 và trở nên ít rõ ràng hơn về phía đáy vỉa. A2 và A3 chủ yếu là dạng màu vàng, tương ứng với cát chứa nước và có thể quan sát được tại mặt cắt +2 ms và trở nên rộng khắp trên toàn bộ vỉa. A4 theo sau cho thấy phần trên của A4 chủ yếu là sét và bùn, phân bố tăng dần về phía đáy vỉa giống như A2 và A3. A5 tương ứng dạng màu xanh và thạch học nhất quán theo chiều dọc. Bằng cách quan sát thời gian hình thành và phân loại thạch học, có thể hiểu được sự phân bố thạch học trong khu vực nghiên cứu. Ví dụ, A2 có chất lượng tốt hơn so với A4, A4 xuất hiện muộn hơn tại mặt +4 ms bên dưới ranh giới F3 trong khi A2 hình thành ở +2 ms. A4 được minh giải là cát ngậm nước tốt hơn, A2 là



Hình 7. Bản đồ minh giải phân loại tướng địa chấn cuối cùng. Các dạng tướng địa chấn giờ được gán theo các tướng đá khác nhau

cát ngậm nước kém hơn. Dựa trên thời gian hình thành hệ tầng, A3 hình thành cùng lúc với A2. Chúng có thể là cát chứa nước có cùng chất lượng. Trong khi A5 tương ứng màu xanh, được minh giải là sét. A6 cũng có thể được minh giải là sét do đặc trưng này được biểu diễn bằng màu đỏ và xanh lục.

6. Thảo luận

Mô hình mạch trong phương pháp Trace based có thể được kiểm tra với thông tin bổ sung từ phương pháp Voxel based. Sự phát triển của tướng thạch học dọc theo khoảng vỉa có thể được quan sát khi sử dụng phương pháp Voxel based bằng cách hiệu chỉnh liên kết giếng để tăng độ chính xác của kết quả minh giải thạch học. Sự chuyển đổi dạng từ dạng thứ nhất (màu đỏ) sang dạng thứ bảy (màu vàng) tương ứng với mức độ thô dần độ hạt so với đường gamma ray hiệu chỉnh tại giếng khoan tương ứng với sự tăng giá trị trở kháng P.

Việc sử dụng tích hợp cả thông tin từ giếng khoan và tài liệu địa chấn đã cho thấy cát kết chất lượng cao nhất (dựa trên giá trị gamma) được đánh dấu bởi giá trị trở kháng P cao nhất, giá trị này giảm dần khi chuyển qua sét. Trong khi đó, giá trị trở kháng P nhỏ nhất tương ứng

với cát chứa khí. Tuy nhiên, phương pháp Trace based rất phụ thuộc vào mối quan hệ giữa giá trị trở kháng P với thạch học và tài liệu nghịch đảo địa chấn mà không tích hợp với thông tin tướng thạch học từ giếng khoan. Nhưng bằng cách kết hợp 2 phương pháp, mức độ tin cậy trong phương pháp Trace based được cải thiện bằng những lợi thế của việc sử dụng thông tin từ giếng khoan trong phương pháp Voxel based. Sử dụng bản đồ Trace based, dạng thứ bảy được minh giải là cát chứa nước chất lượng tốt, tương ứng trở kháng P cao. Kết quả này cũng tương thích với kết quả từ phương pháp Voxel base. Khu vực A2 và A3 đều là cát chất lượng tốt nhưng chứa nước. Dạng thứ 5 và 6 (màu nâu - cam) cũng phù hợp với kết quả phương pháp Voxel base ở khu vực A4, nơi được chỉ thị là cát chứa nước chất lượng kém bên trên sét và bùn. Khu vực sét A5 và A6 có cùng mức độ sét trong phương pháp Trace based. Cả 2 phương pháp đều có kết quả phù hợp với nhau từ đó đưa ra kết quả minh giải bản đồ thạch học cuối cùng của mỏ K (Hình 7).

7. Kết luận

Việc tích hợp tài liệu địa chấn với tài liệu giếng khoan làm tăng độ chính xác của kết quả phân loại thạch học

bằng mạng neural do mỗi dạng sóng đều được xác định rõ bởi các tướng thạch học khác nhau, đặc trưng bởi giá trị tia gamma các giếng khoan. Mặc dù ít phụ thuộc hơn vào tài liệu giếng khoan, phương pháp Trace based được đánh giá là phương pháp phân loại tướng thạch học tốt nhất, cho kết quả minh giải phù hợp với kết quả của phương pháp Voxel based, là phương pháp phân loại phụ thuộc rất nhiều vào tài liệu giếng khoan. Bằng cách kết hợp 2 phương pháp, kết quả minh giải bản đồ tướng địa chấn có tính thuyết phục cao. Với các bản đồ phân loại tướng này có thể khoanh vùng khu vực cát chứa nước

và cát chứa khí với sự thay đổi chất lượng thạch học từ kém đến tốt. Độ phân giải địa chấn vẫn luôn là vấn đề quan trọng trong công tác nghiên cứu. Độ phân giải địa chấn trong khu vực nghiên cứu là khoảng 10 m. Các vỉa chứa có bề dày dưới độ phân giải sẽ không thể xác định được, do đó không thể phân loại được dạng xung sóng. Sự mở rộng của khu vực chuyển tiếp trong bản đồ minh giải có thể được khoanh vùng nếu tài liệu địa chấn giải quyết được các phân lớp mỏng hay điểm kết thúc của vỉa chứa. Với những hiểu biết về sự phân bố tầng chứa dầu khí, trữ lượng đánh giá cuối cùng có thể tăng hoặc giảm.

Tuy nhiên, mạng neural đã giải quyết được các vấn đề về nhiễu, dữ liệu dư và khối lượng tài liệu, đặc biệt khi sử dụng nhiều thuộc tính.

Nguyễn Anh Tuấn (biên dịch)

Tài liệu tham khảo

[1] Afqah Zahraa, Ahmad Zailani, and Deva Prasad Ghosh, "Characterizing geological facies using seismic waveform classification in Sarawak basin", *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol. 88, 2017. DOI: 10.1088/1755-1315/88/1/012001.

CHARACTERISING GEOLOGICAL FACIES USING SEISMIC WAVEFORM CLASSIFICATION

Summary

The integration of geological and geophysical data, which are the two most important data in the oil and gas industry, can be used to reduce uncertainty in exploration and production, especially to enhance reservoir productivity and stratigraphic identification. Afqah Zahraa's study focuses on classification of seismic waveforms into different classes using neural network and to link them according to the geological facies which are established using the knowledge on lithology and log motif of well data. Seismic inversion is used as the input for the neural network to act as the direct lithology indicator reducing the dependency on well calibration. The interpretation of seismic facies classification map provides a better understanding of the lithology distribution and the depositional environment, and helps to identify significant reservoir rock.

Key words: Seismic waveform classification, seismic inversion, lithology distribution.

ĐIỀU CHỈNH CƠ CHẾ, CHÍNH SÁCH ĐỂ DOANH NGHIỆP DÁM NGHĨ, DÁM LÀM



Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương phát biểu tại chương trình Đối thoại 2045. Ảnh: Quang Hiếu

Ngày 6/3/2021, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc gặp mặt các doanh nhân, trí thức tiêu biểu trong chương trình "Đối thoại 2045". Tại đây, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương kiến nghị hoàn thiện thể chế phát triển ngành Dầu khí, xây dựng cơ chế, chính sách, ban hành Luật Dầu khí mới và các văn bản hướng dẫn phù hợp với tình hình mới.

Sau 46 năm hình thành và phát triển, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã trở thành tập đoàn kinh tế nòng cốt trong việc đảm bảo an ninh năng lượng, có vị trí, vai trò quan trọng trong việc bảo vệ chủ quyền biển đảo, an ninh quốc gia. Tập đoàn đã triển khai thực hiện hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, phát triển dầu khí trên toàn bộ vùng biển và thềm lục địa Việt Nam.

Tính đến hết năm 2020, tổng sản lượng khai thác của Tập đoàn đạt khoảng 640 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó bao

gồm trên 424 triệu tấn dầu và condensate, gần 217 tỷ m³ khí.

Đến nay, Tập đoàn đã cơ bản xây dựng và hoàn thiện được chuỗi giá trị, trong đó phải kể đến một số cụm dự án/dự án tiêu biểu: Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau, Cụm Khí - Điện - Đạm Đông Nam Bộ, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; các cụm dự án này đang hoạt động hiệu quả, đóng góp to lớn cho phát triển kinh tế - xã hội.

Các hoạt động dầu khí đã đóng góp to lớn vào sự phát triển của nền kinh tế quốc dân. Tính riêng trong giai đoạn 2006 - 2015, hằng năm, Tập đoàn đóng góp

trung bình 20 - 25% tổng thu ngân sách Nhà nước, 18 - 20% GDP. Bên cạnh đó, hoạt động dầu khí trên biển còn góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền biển đảo của đất nước.

Giai đoạn 2016 - 2020, trong bối cảnh tình hình kinh tế thế giới và trong nước có nhiều khó khăn thách thức, giá dầu biến động mạnh, các khó khăn nội tại và tác động kép của dịch bệnh Covid-19..., song với sự chỉ đạo sát sao của Chính phủ, sự nỗ lực phấn đấu và đoàn kết của cán bộ công nhân viên, Tập đoàn đã cơ bản hoàn thành các nhiệm vụ kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, đạt được những kết quả quan trọng. Tập





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

đoàn nộp ngân sách Nhà nước hằng năm chiếm tỷ trọng 9 - 11% tổng thu ngân sách của Nhà nước và chiếm 16,5 - 17% tổng thu ngân sách Trung ương. Đóng góp cho GDP cả nước trung bình hằng năm là 10 - 13%.

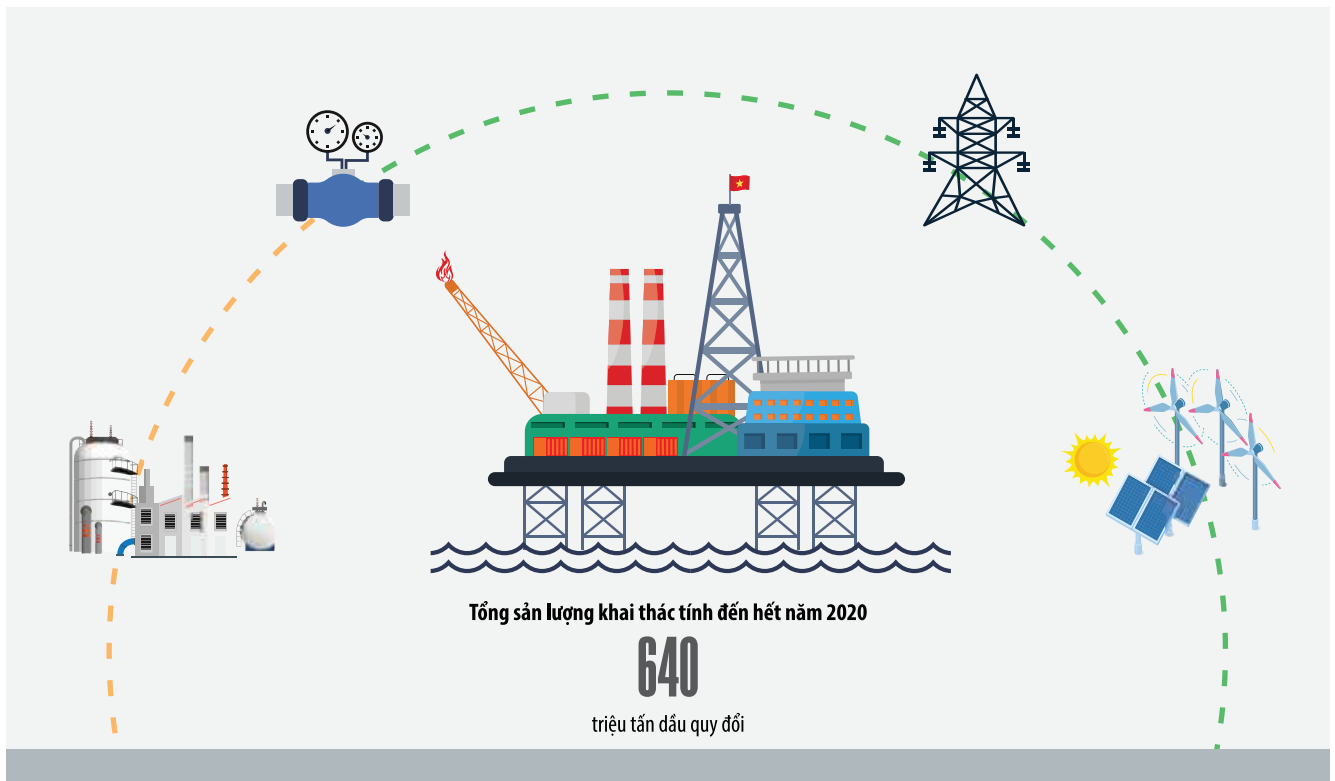
Năm 2020, mặc dù bị tác động nặng nề của dịch bệnh Covid-19, giá dầu sụt giảm, nhưng Tập đoàn vẫn hoàn thành kế hoạch, khai thác trên 20,64 triệu tấn dầu quy đổi, nộp ngân sách Nhà nước trên 83 nghìn tỷ đồng.

Thực hiện Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia theo Nghị quyết 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị, các Quyết định số 1748/QĐ-TTg ngày 14/10/2015, 1749/QĐ-TTg

của Thủ tướng Chính phủ và triển khai thực hiện Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn 2045, Tập đoàn định hướng phát triển thành tập đoàn năng lượng lớn trong nước và khu vực với các hoạt động sản xuất kinh doanh cốt lõi là tìm kiếm, thăm dò, khai thác và chế biến nguồn tài nguyên dầu khí, phát triển các nguồn năng lượng xanh, năng lượng tái tạo gắn với bảo vệ môi trường, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Tập đoàn sẽ tập trung phát triển 3 lĩnh vực chính bao gồm: Thăm dò khai thác dầu khí; chế biến dầu khí; công nghiệp khí - điện và năng

Khu vực kinh tế tư nhân ngày càng có vai trò quan trọng, nhưng tới năm 2045, các doanh nghiệp Nhà nước vẫn đóng vai trò hết sức quan trọng để đóng góp vào mục tiêu chung đưa đất nước trở thành quốc gia phát triển, có thu nhập cao. Cùng với tạo thuận lợi cho khu vực tư nhân, cũng cần điều chỉnh cơ chế, chính sách cho khu vực doanh nghiệp Nhà nước.



Định hướng phát triển thành tập đoàn năng lượng lớn trong nước và khu vực với các hoạt động sản xuất kinh doanh cốt lõi là tìm kiếm, thăm dò, khai thác và chế biến nguồn tài nguyên dầu khí, phát triển các nguồn năng lượng xanh, năng lượng tái tạo gắn với bảo vệ môi trường, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.



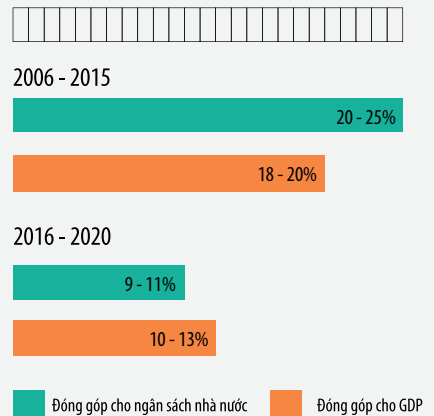
Gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót, cận biên...



Nghiên cứu, triển khai các dự án năng lượng tái tạo, đặc biệt là các dự án điện gió ngoài khơi, lĩnh vực có lợi thế về kinh nghiệm xây dựng, lắp đặt các công trình trên biển.



Phát triển lĩnh vực nhiên liệu, nguyên liệu mới như hydro, sản xuất hóa chất... từ nguồn năng lượng, nguyên liệu sạch, thân thiện với môi trường.



lượng tái tạo; trong đó thăm dò khai thác dầu khí là lĩnh vực cốt lõi, dẫn dắt. Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót, cận biên; chủ động, hiệu quả trong hợp tác về tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài. Đồng thời, Tập đoàn nghiên cứu, triển khai các dự án năng lượng tái tạo, đặc biệt là các

dự án điện gió ngoài khơi, lĩnh vực mà Tập đoàn có lợi thế về kinh nghiệm xây dựng, lắp đặt các công trình trên biển; phát triển lĩnh vực nhiên liệu, nguyên liệu mới như hydro, sản xuất hóa chất... từ nguồn năng lượng, nguyên liệu sạch, thân thiện với môi trường.

Khu vực kinh tế tư nhân ngày càng có vai trò quan trọng, nhưng tới năm 2045, các doanh nghiệp Nhà nước vẫn đóng vai trò hết sức quan trọng để đóng góp vào mục tiêu chung đưa đất nước trở thành

quốc gia phát triển, có thu nhập cao. Cùng với tạo thuận lợi cho khu vực tư nhân, cũng cần điều chỉnh cơ chế, chính sách cho khu vực doanh nghiệp Nhà nước. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị hoàn thiện thể chế phát triển ngành Dầu khí, xây dựng cơ chế, chính sách, ban hành Luật Dầu khí mới và các văn bản hướng dẫn phù hợp với tình hình mới.

HỘI THẢO PHÁT TRIỂN MỎ TRƯỞNG THÀNH VÀ CÔNG NGHỆ IOR/EOR

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Hiệp hội Kỹ sư Dầu khí thế giới (SPE) đã tổ chức Hội thảo khoa học quốc tế trực tuyến: “Phát triển mỏ trưởng thành và công nghệ cải thiện/gia tăng hệ số thu hồi dầu” (Mature field development and IOR/EOR technology).

Hội thảo gồm 6 phiên (session) với các chủ đề: (1) Các thách thức đối với mỏ trưởng thành và giải pháp cải thiện hệ số thu hồi dầu; (2) Mô hình hóa và đánh giá vỉa; (3) Kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu và các phương pháp tiên tiến; (4) Quản lý mỏ và hiệu suất khai thác mỏ trưởng thành; (5) Tăng cường hệ số thu hồi thứ cấp; (6) Ứng dụng công nghệ số.

Cụ thể, các chuyên gia đã tập trung phân tích các thách thức khi sản lượng suy giảm sau thời gian dài khai thác; đánh giá mức độ trưởng thành của các mỏ đang trên đà suy giảm sản lượng; đánh giá ảnh hưởng của độ nhớt, lực mao dẫn đến khả năng di chuyển dầu khí trong hệ thống đứt gãy và khung đá; thảo luận các công nghệ mới phát triển và áp dụng thành công như bơm ép hóa phẩm, các thách thức trong bơm ép polymer, ứng dụng công nghệ hạt nano, hệ nhũ tương...

Hội thảo chia sẻ kinh nghiệm triển khai giải pháp bơm ép nước, bơm ép CO₂, polymer cho các mỏ trưởng thành trên thế giới; tối ưu hóa bơm ép khí, nước luân phiên sử dụng mô hình “điện trở điện dung”; kinh nghiệm khai thác các giếng độ ngập nước cao trong móng nứt nẻ sử dụng bơm điện chìm; kỹ thuật tích hợp dữ liệu từ thăm dò, khai thác, quan trắc theo thời gian thực cải thiện khớp lịch sử khai thác; các phương pháp tiếp cận đánh giá upscaling dữ liệu thí nghiệm phục vụ thiết kế mô hình EOR; kinh nghiệm xây dựng lộ trình phát triển EOR... Ngoài ra, các giải pháp tối ưu quản lý khai thác toàn diện



TS. Nguyễn Minh Quý - Phó Viện trưởng VPI điều hành phiên Hội thảo về ứng dụng công nghệ số. Ảnh: VPI

Với sự tham gia của 32 tổ chức/công ty dầu khí đến từ 18 quốc gia trên thế giới, Hội thảo đã tập trung trao đổi kiến thức và chia sẻ kinh nghiệm về nâng cao hiệu quả công tác quản lý tài sản các mỏ đã trưởng thành, ứng dụng các công nghệ mới để tối ưu khai thác/tăng cường thu hồi dầu

các mỏ trưởng thành ngoài khơi; tối ưu thời gian khai thác trong đời mỏ sử dụng công nghệ hoàn thiện giếng đa nhánh thông qua các case study cũng được các chuyên gia trao đổi và thảo luận sôi nổi.

Theo TS. Nguyễn Minh Quý - Phó Viện trưởng VPI, Hội thảo dành phần lớn thời gian trình bày và thảo luận các kết quả nghiên cứu ứng dụng mới, áp dụng công nghệ số như: phát triển thuật toán tích hợp để lựa chọn công nghệ EOR tối ưu dựa trên kết quả các dự án đã áp dụng thành công trên thế giới; các thuật toán nâng cao hiệu quả trong quản lý bơm ép nước, polymer và tối ưu số lượng giếng bơm ép và giếng đàn dầy.

Với sự tham gia của 32 tổ chức/công ty dầu khí đến từ 18 quốc gia trên thế giới, Hội thảo đã tập trung trao đổi kiến thức và

chia sẻ kinh nghiệm về nâng cao hiệu quả công tác quản lý tài sản các mỏ đã trưởng thành, ứng dụng các công nghệ mới để tối ưu khai thác/tăng cường thu hồi dầu và các trường hợp nghiên cứu/ứng dụng cụ thể trên thế giới.

Hội thảo đã tạo ra diễn đàn kết nối các chuyên gia, nhà khoa học trong ngành công nghiệp dầu khí thế giới; đồng thời là nơi các tổ chức nghiên cứu, các công ty dầu khí và các đơn vị tư vấn/dịch vụ cập nhật các kết quả nghiên cứu mới nhất, các cải tiến công nghệ hiện đại, các giải pháp và vấn đề liên quan đến công nghệ cải thiện/gia tăng hệ số thu hồi dầu và quản lý khai thác mỏ trưởng thành.

Phạm Quý Ngọc



PETROVIETNAM

HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC KẾ HOẠCH NỘP NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong 2 tháng đầu năm 2021 đã cơ bản hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất quan trọng: Sản lượng khai thác dầu khí đạt 3,07 triệu tấn dầu quy đổi; sản xuất 2,9 tỷ kWh điện, 272,7 nghìn tấn đạm và 1,1 triệu tấn xăng dầu. Chỉ tiêu nộp ngân sách Nhà nước đạt 11,44 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 9%.

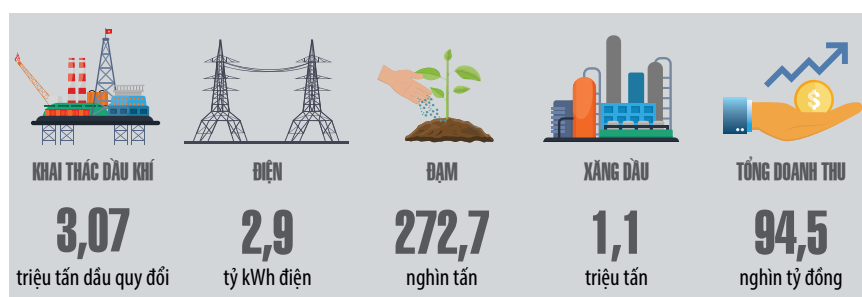
Ngày 5/3/2021, tại Hà Nội, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng đã chủ trì cuộc họp giao ban trực tuyến với lãnh đạo các đơn vị thành viên về kế hoạch sản xuất kinh doanh tháng 3/2021.

Trong 2 tháng đầu năm 2021, Tập đoàn đã tận dụng tốt cơ hội thị trường, triển khai kịp thời và hiệu quả các giải pháp ứng phó, duy trì ổn định, đảm bảo an toàn hoạt động sản xuất kinh doanh và đã hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất quan trọng.

Sản lượng khai thác dầu khí đạt 3,07 triệu tấn dầu quy đổi; sản xuất 2,9 tỷ kWh điện, 272,7 nghìn tấn đạm và 1,1 triệu tấn xăng dầu. Các chỉ tiêu tài chính đều hoàn thành vượt mức so với kế hoạch đề ra: Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 94,5 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 1%; nộp



PVN đã cơ bản hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất quan trọng 2 tháng đầu năm 2021. Ảnh: PVN



ngân sách Nhà nước 11,44 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 9%.

Tập đoàn đã thực hiện tổ hợp, tích hợp các nguồn lực giữa các đơn vị thành viên, các khối theo chuỗi giá trị (đến nay đã hình thành được 5 chuỗi giá trị và dự kiến sẽ xây dựng thêm 3 chuỗi giá trị); tăng cường công tác dự báo, đánh giá diễn biến thị trường, phối hợp chặt chẽ giữa đơn vị sản xuất, kinh doanh phân phối để thực hiện tốt công tác tiêu thụ sản phẩm, tiết giảm tối ưu chi phí.

Về nhiệm vụ trọng tâm trong thời gian tới, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí

Việt Nam yêu cầu các đơn vị khai thác dầu khí và sản xuất phân bón đẩy mạnh sản xuất, tận dụng cơ hội thị trường, kiểm soát chi phí để nâng cao hiệu quả; tăng cường liên kết, trao đổi thông tin, công việc giữa các đơn vị khâu đầu và khâu sau, gia tăng hiệu quả hoạt động trong chuỗi liên kết giữa sản xuất và kinh doanh; rà soát mở rộng thị trường cho các sản phẩm hàng hóa và dịch vụ.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu cập nhật, điều chỉnh, quản trị kế hoạch, tập trung hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu đề ra ở mức cao nhất; quản trị các yếu tố thay đổi (như giá, tỷ giá, tín dụng...) của nền kinh tế và thị trường để mở rộng thị trường cho các sản phẩm, dịch vụ chủ lực; quản trị danh mục đầu tư, các dự án đầu tư, cùng với liên kết đầu tư để tận dụng nguồn lực các đơn vị; quản trị chi phí và giá thành... tiến đến mục tiêu có sự tăng trưởng trở lại.

Ngọc Linh

Trong năm 2021, Tập đoàn và các đơn vị thành viên triển khai và soát Chiến lược phát triển trong 10 năm tới, kế hoạch phát triển 5 năm có tính tới tác động sâu rộng của xu hướng chuyển dịch năng lượng; tác động của cách mạng công nghiệp 4.0 để có định hướng lớn trong sản xuất kinh doanh. Tập trung phân tích, dự báo thị trường và các vấn đề kinh tế chính trị trong năm 2021 để đưa ra các kịch bản ứng phó, có phương hướng quản trị phù hợp; nghiên cứu tìm kiếm các cơ hội đầu tư mới, phương hướng sản xuất kinh doanh mới, sản phẩm mới; tiếp tục triển khai công tác tái cấu trúc theo hướng giảm giá thành sản phẩm, có khả năng phản ứng nhanh kịp thời với biến động của thị trường...



BSR CHẾ BIẾN THỬ NGHIỆM CÁC LOẠI DẦU THÔ MỚI

Sau khi thử nghiệm thành công 2 loại dầu thô mới nhập khẩu từ châu Phi, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết sẽ tiếp tục chế biến thử nghiệm dầu thô Sông Đốc (Việt Nam), Sumatran Light (Minas, Indonesia) trong tháng 3 - 4/2021 và dầu thô Forcados (Nigeria) trong tháng 6/2021.

BSR đã nhập và đưa vào chế biến thử nghiệm thành công 2 loại dầu thô mới nhập khẩu từ châu Phi là Qua Iboe (Nigeria) và Cabinda (Angola), nâng tổng số loại dầu thô thay thế Bạch Hổ đã chế biến tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lên đến 23 loại (trong đó có 16 loại dầu thô nhập khẩu).

Chiến lược trọng tâm của BSR là đẩy mạnh công tác đa dạng hóa nguồn dầu thô cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm bổ sung, thay thế dần sản lượng dầu thô Bạch Hổ và các dầu trong nước ngày càng sụt giảm mạnh. Đồng thời, để chủ động và linh hoạt trong việc lựa chọn các nguồn dầu thô nhập khẩu giá rẻ trong thời gian tới, BSR đã đẩy mạnh công tác tìm kiếm, đánh giá các nguồn dầu thô có tiềm năng chế biến, khả năng

cung cấp và mức chế biến tối đa tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đặc biệt là các loại dầu có giá cạnh tranh.

Kết quả thử nghiệm cho thấy Qua Iboe đã chế biến thành công với tỷ lệ phối trộn 30% thể tích (công suất phân xưởng chưng cất dầu thô CDU 108%) và đánh giá có khả năng tăng tối đa đến 40 - 45% thể tích. Dầu Cabinda có khả năng chế biến thấp hơn so với dầu Qua Iboe, với tỷ lệ từ 5 - 10% thể tích. Tuy nhiên, đây là chủng loại dầu thô đặc biệt với tỷ lệ phân đoạn cặn residue khá cao, là loại dầu rất cần để phối trộn với các loại dầu nhẹ khác nhằm đảm bảo đủ lượng nguyên liệu residue để duy trì vận hành Phân xưởng RFCC ở công suất cao (100 - 105%).

Việc chế biến thử nghiệm thành công 2 loại dầu thô mới đầu năm 2021 đã giúp BSR duy trì vận hành ổn định Nhà máy Lọc

dầu Dung Quất ở công suất 108%, cao hơn công suất dự kiến ban đầu (103 - 105%) ở giai đoạn này. Theo kế hoạch, BSR sẽ tiếp tục chế biến thử nghiệm các loại dầu thô mới là Sông Đốc (Việt Nam), Sumatran Light (Minas, Indonesia) trong tháng 3 - 4/2021 và dầu thô Forcados (Nigeria) trong tháng 6/2021.

Trong Quý I/2021, BSR sẽ hoàn tất đánh giá và lựa chọn được thêm khoảng 10 loại dầu thô nhập khẩu tiềm năng, nâng tổng số loại dầu thô tiềm năng có thể chế biến tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lên đến khoảng 80 loại dầu thô. Điều này sẽ tiếp tục mở ra cho BSR thêm nhiều khả năng tự chủ về nguồn dầu thô, linh hoạt trong việc lập kế hoạch cũng như chuyển đổi các chế độ vận hành theo xu hướng thị trường nhằm mang lại hiệu quả cao nhất.

Lê Hải Tuấn

THƯỜNG TRỰC CHÍNH PHỦ XEM XÉT DỰ THẢO QUY CHẾ QUẢN LÝ TÀI CHÍNH PVN



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc chủ trì cuộc họp Thường trực Chính phủ ngày 3/3/2021. Ảnh: Quang Hiếu

Ngày 3/3/2021, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã chủ trì cuộc họp Thường trực Chính phủ, trong đó xem xét dự thảo Nghị định về quy chế quản lý tài chính của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh vai trò, vị thế của ngành Dầu khí Việt Nam đối với sự phát triển của đất nước, không chỉ về kinh

tế mà cả quốc phòng, an ninh. Do đó, tinh thần là tạo điều kiện thuận lợi cho ngành Dầu khí phát triển, nhất là phát triển khâu thượng nguồn (tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí) cùng với giải quyết tốt những vấn đề ở khâu hạ nguồn (sản phẩm phân bón, điện...) để nâng cao hiệu quả hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trước mắt và lâu dài.

Thủ tướng Chính phủ đánh giá, dưới sự chỉ đạo, điều hành của Chính phủ, Bộ Công Thương, thời gian qua, toàn bộ cán bộ, công chức, viên chức của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã phấn đấu đưa Tập đoàn phát triển ổn định. Nếu không có cơ chế tốt thì khó có thể phát triển bền vững, Thủ tướng nhấn mạnh, các cơ chế phải tuân thủ theo Luật Dầu khí và các quy định khác.

Thủ tướng giao Bộ Tài chính tiếp thu ý kiến tại cuộc họp, rà soát chỉnh sửa, hoàn thiện quy chế theo đúng pháp luật quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp, pháp luật về dầu khí và chế độ kế toán tài chính doanh nghiệp hiện hành, đảm bảo sự phát triển hiệu quả, an toàn, bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, sớm trình Thủ tướng ký ban hành trong tháng 3/2021, tạo điều kiện thuận lợi để Tập đoàn phát triển tốt hơn. Thủ tướng cũng giao Bộ Công Thương, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp tiếp tục tháo gỡ các vấn đề bất cập còn tồn tại ở một số dự án của Tập đoàn từ trước đây.

Nguyễn Hoàng

NHÀ MÁY LỘC DẦU DUNG QUẤT VẬN HÀNH Ở CÔNG SUẤT 108%



Nhà máy Lộc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã vận hành an toàn, ổn định và liên tục ở 108% công suất thiết kế nhằm tận dụng được cơ hội giá dầu thô

tăng và khoảng chênh lệch giá giữa sản phẩm và dầu thô (crack margin) đang có xu hướng tốt. Chế độ vận hành của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cũng được điều chỉnh linh hoạt để tối đa sản phẩm xăng

Mogas 95, Mogas 92, dầu diesel (D0) có hiệu quả cao và giảm sản lượng xăng máy bay Jet-A1 đang có nhu cầu thấp do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19.

Chỉ số hiệu quả sử dụng năng lượng (EII) tích lũy của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong 2 tháng đầu năm 2021 đạt mức 103%, góp phần giảm tiêu hao năng lượng và chi phí sản xuất.

BSR cho biết sẽ xuất bán 250 tấn sản phẩm hạt nhựa mới Homo PP Yarn T3045 (MFR: 4,5 g/10 phút). Đây là bước đi tiếp theo của BSR trong công tác phát triển sản phẩm mới. Trước đó, BSR đã xuất bán thành công 150 tấn sản phẩm Homo PP Yarn T3050, giúp đa dạng hóa sản phẩm, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Hồng Minh

PV DRILLING KÝ MỚI CÁC HỢP ĐỒNG CUNG CẤP GIÀN KHOAN



Giàn khoan tự nâng PV Drilling I. Ảnh: PVD

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí (PV Drilling) cho biết giàn khoan PV DRILLING I sẽ thực hiện chương trình khoan của Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long tại Lô 15-1, bể Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam, dự kiến từ cuối tháng 3/2021.

Trước đó, PV Drilling đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV DRILLING III cho KrisEnergy để thực hiện chương trình khoan 6 giếng phát triển tại khu vực Lô A, ngoài khơi Cambodia. Giàn PV DRILLING II và VI đang thực hiện chương trình khoan của Vietsovpetro và ENI tại Việt Nam.

PV Drilling cho biết đang bám sát các cơ hội thị trường trong và ngoài nước để kịp thời cung cấp các dịch vụ khoan và kỹ thuật khoan. Theo kế hoạch, 4 giàn khoan tự nâng của PV Drilling sẽ hoạt động tại thị trường trong nước kể từ Quý II/2021; giàn khoan đất liền PV DRILLING 11 sẽ hoạt động tại Algeria trong Quý II/2021 và giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm PV DRILLING V sẽ hoạt động tại Brunei trong Quý III/2021.

Hồng Minh

NHÀ MÁY ĐIỆN NHƠN TRẠCH 2 ĐẠT MỐC 45 TỶ KWH ĐIỆN



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: PVN

điện thương phẩm phát lên lưới điện Quốc gia chỉ sau hơn 9 năm vận hành thương mại (tính từ ngày 16/10/2011).

Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 có tổng công suất 750 MW, sản lượng điện năm 2020 đạt 3,9 tỷ kWh. Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 đã hoàn thành công tác trung tu mở rộng Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 an toàn, vượt tiến độ 32 giờ và tiết kiệm chi phí 33%. Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 sau khi sửa chữa, bảo dưỡng tăng công suất khoảng 7 MW/tổ máy so với trước đây, là tiền đề cho sự hoạt động ổn định, độ khả dụng cao, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh trong năm 2021 và các năm tiếp theo.

Thúy Hằng

Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 cho biết vào 6 giờ 20 phút

ngày 27/2/2021, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 đã đạt mốc sản lượng 45 tỷ kWh

PETRONAS PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI INDONESIA



Tàu khoan của Petronas ngoài khơi Indonesia. Nguồn: Drilling contractor

Petronas vừa công bố phát hiện dầu tại giếng thăm dò Hidayah-1, thuộc Hợp đồng chia sản phẩm (PSC) Bắc Madura II, ngoài khơi Đông Java, Indonesia.

Giếng Hidayah-1 có tổng chiều sâu mét khoan 2.739 m, bắt gặp cột dầu tại vỉa chứa carbonate chất lượng cao thuộc hệ tầng Ngimbang. Sản lượng khai thác ước tính có thể đạt 2.100 thùng/ngày với dầu thô chất lượng cao.

PSC Bắc Madura II thuộc sở hữu của PC North Madura II Ltd., công ty con của Petronas (100%). Petronas đang điều hành mỏ dầu khí Bukit Tua ngoài khơi Đông Java và là đối tác liên doanh trong 6 hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) khác hoạt động trên bờ và ngoài khơi Sumatera, Biển Natuna, Đông Java cũng như Kalimantan.

Linh Chi (theo Petronas)

PETROBRAS PHÁT HIỆN DẦU MỚI TẠI BỂ CAMPOS



Giàn khoan của Petrobras tại bể Campos. Nguồn: Petrobras

Petrobras vừa công bố phát hiện mới khi khoan giếng đầu tiên tại Lô CM-411, bể Campos, Bang Rio de Janeiro.

Giếng 1-BRSA-1377-RJS, cách bờ biển khoảng 200 km, khi khoan đến độ sâu 2.950 m nước bắt gặp cột dầu. Dữ liệu từ giếng sẽ được phân tích để xác định kế hoạch thăm dò tiếp theo cũng như đánh giá tiềm năng của phát hiện mới này.

Lô CM-411 cùng với các lô CM-210, CM-277, CM-344, CM-346 và CM-413 được Petrobras mua vào tháng 9/2017, trong Vòng đấu thầu thứ 14 của Cơ quan Quốc gia về Dầu khí, Khí tự nhiên và Nhiên liệu sinh học (ANP).

Petrobras (50%) điều hành Lô CM-411 cùng đối tác ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (50%).

Trần Anh (theo Petrobras)

OGDCL PHÁT HIỆN KHÍ VÀ CONDENSATE TẠI GIẾNG SIAL-1



Giàn khoan dầu ngoài khơi Pakistan. Nguồn: Energy Voice

OGDCL vừa phát hiện khí và condensate từ giếng thăm dò Sial-1 tại Hyderabad, Sindh, Pakistan.

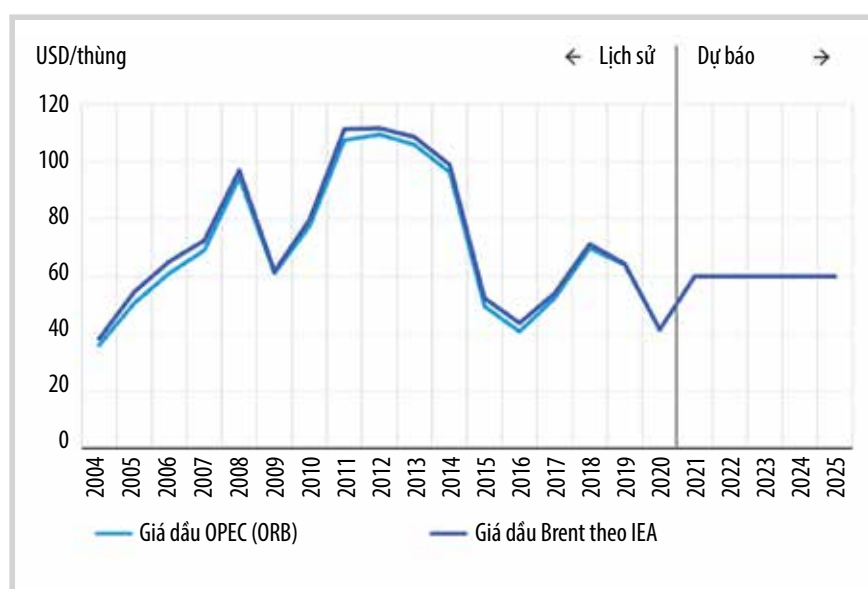
Giếng được khoan đến tổng chiều sâu mét khoan đạt 2.442 m. Cấu tạo Sial-1 có thể cho sản lượng khai thác ước đạt 1,146 triệu ft³ khí/ngày và 680 thùng condensate/ngày với áp suất đầu giếng 460 psi thông qua van điều áp 32/64 in.

OGDCL (95%) điều hành giếng cùng đối tác Government Holdings (5%).

Linh Chi (theo OGDCL)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Diễn biến giá dầu và dự báo giá trong trung hạn. Nguồn IEF, IEA, OPEC

Diễn biến giá dầu khí

Trong Báo cáo thị trường dầu tháng 2/2021, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nhu cầu dầu thế giới dự kiến sẽ tăng 5,4 triệu thùng/ngày vào năm 2021, đạt mức 96,4 triệu thùng/ngày, phục hồi khoảng 60% khối lượng suy giảm vì đại dịch Covid-19 trong năm 2020 [1].

Nguồn cung dầu toàn cầu đã tăng 590 nghìn thùng/ngày trong tháng 1, lên 93,6 triệu thùng/ngày. Sản lượng dầu toàn cầu tháng 2/2021 giảm do Saudi Arabia tự nguyện cắt giảm sản lượng. Triển vọng đang được cải thiện đối với các

quốc gia ngoài OPEC+, với sản lượng năm 2021 dự kiến tăng 830 nghìn thùng/ngày so với mức giảm 1,3 triệu thùng/ngày trong năm 2020.

Việc tái cân bằng thị trường dầu vẫn còn mong manh vào đầu năm 2021 do các biện pháp ngăn chặn sự lây lan của Covid-19, với các biến thể dễ lây lan hơn, đè nặng lên sự phục hồi của nhu cầu dầu toàn cầu trong ngắn hạn.

IEA điều chỉnh giảm nhu cầu dầu toàn cầu năm 2021 còn 96,4 triệu thùng/ngày, song vẫn dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu ở mức 5,4 triệu thùng/ngày so với năm 2020. Các dự báo về tăng trưởng kinh tế và nhu

cầu dầu mô phụ thuộc vào tiến độ phân phối và quản lý vaccine ngừa Covid-19 cũng như việc nới lỏng các hạn chế đi lại ở các nền kinh tế lớn trên thế giới.

IEA kỳ vọng nguồn cung dầu thô của Mỹ sẽ giữ ổn định trong năm 2021 ở mức khoảng 11,2 triệu thùng/ngày sau khi giảm 940 nghìn thùng/ngày vào năm 2020. Tổng nguồn cung ngoài OPEC+ được dự báo sẽ tăng 830 nghìn thùng/ngày vào năm 2021 so với mức giảm 1,3 triệu thùng/ngày vào năm 2020.

OPEC+ quyết định giữ nguyên sản lượng khai thác trong tháng 4/2021, bao gồm cả phần cắt giảm "tự nguyện" 1 triệu thùng/ngày của Saudi Arabia. Liên bang Nga được phép tăng sản lượng 130.000 thùng/ngày, Kazakhstan được chấp thuận nâng sản lượng thêm 20.000 thùng/ngày để đáp ứng nhu cầu nội địa. Quyết định mới này đồng nghĩa với việc OPEC+ cắt giảm khoảng 7 triệu thùng/ngày trong tháng 4/2021, ít hơn mức 7,05 triệu thùng/ngày của tháng 3/2021 và 7,125 triệu thùng/ngày trong tháng 2/2021.

Goldman Sachs tiếp tục nâng dự báo giá dầu Brent thêm 5 USD/thùng lên 75 USD/thùng trong Quý II/2021 và 80 USD/thùng trong Quý III/2021 dựa trên những yếu tố như:

Sản lượng OPEC+ dự báo giảm -0,9 triệu thùng/ngày trong vòng 6 tháng tới; sản lượng dầu đá phiến sét Mỹ và sản lượng khai thác của Iran cũng như của các nước ngoài OPEC sẽ không tăng mạnh đến hết Quý II/2021. Theo Goldman Sachs, yếu tố đe dọa thị trường có mối liên quan chặt chẽ với giá dầu là nguồn cung đá phiến, dự báo sẽ tăng thêm 300.000 thùng/ngày trong năm 2022.

Chốt phiên giao dịch 8/3/2021, giá dầu WTI giao tháng 4/2021 đạt 65,05 USD/thùng, giá dầu Brent giao tháng 5/2021 đạt 68,24 USD/thùng.

Dự báo ngắn hạn năm 2021

Tại Diễn đàn Năng lượng Quốc tế (IEF) tổ chức ngày 17/2/2021, IEA và OPEC công bố dự báo năm 2021 cung - cầu sản phẩm lỏng (dầu thô, condensate...) sẽ ở mức cân bằng, lần lượt đạt 96,9 triệu thùng/ngày và 95,9 triệu thùng/ngày (Bảng 1). Trong đó, cả 2 tổ chức đánh giá nhu cầu của các nước ngoài OECD tăng nhanh, dự báo đạt 51 - 52 triệu thùng/ngày trong năm 2021, riêng Trung Quốc đạt 13,4 - 13,9 triệu thùng/ngày.

IEA và OPEC cùng dự báo nguồn cung ngoài OPEC sẽ đạt 63,5 triệu thùng/ngày vào năm 2021. Tuy

nhien, IEA dự báo nguồn cung của OECD sẽ giảm -0,1 triệu thùng/ngày; trong khi đó OPEC dự kiến tăng 0,7 triệu thùng/ngày, chủ yếu từ tăng trưởng ở OECD châu Mỹ. Điều này chỉ ra sự khác biệt trong các giả định về khả năng phục hồi nguồn cung dầu phi truyền thống của Mỹ.

Dự báo trung hạn đến năm 2025

IEA và OPEC đưa ra các dự báo trung hạn đến năm 2025 sử dụng năm 2019 làm cơ sở, dự báo nhu cầu sản phẩm lỏng toàn cầu vào năm 2025 lần lượt đạt 105,7 triệu thùng/ngày và 103,7 triệu thùng/ngày. Đại dịch Covid-19 đã làm giảm dự báo

Bảng 1. Dự báo ngắn hạn cung - cầu sản phẩm lỏng theo khu vực năm 2021 [2]

Đơn vị: triệu thùng/ngày

	IEA	OPEC	Chênh lệch (IEA-OPEC)
TỔNG CẦU	96,9	95,9	1,0
OECD	44,9	44,9	0,1
OECD châu Mỹ	24,2	24,5	-0,2
OECD châu Âu	13,3	13,0	0,3
Châu Á - Thái Bình Dương	7,4	7,4	0,0
Ngoài OECD	52,0	51,0	0,9
Châu Á	28,5	27,3	1,3
Trung Quốc	14,7	13,9	0,8
Các nước châu Á khác	13,9	13,4	0,5
Trung Đông	7,9	7,9	0
Mỹ Latinh	5,9	6,3	-0,4
Châu Âu và Á - Âu	5,5	5,3	0,2
Châu Phi	4,1	4,2	-0,1
TỔNG CUNG	96,9	95,9	1
OECD	29,4	29,8	-0,3
OECD châu Mỹ	24,8	25,2	-0,4
OECD châu Âu	4,0	4,0	0,0
Châu Á - Thái Bình Dương	0,6	0,5	0,1
Ngoài OECD	32	31,6	0,5
Châu Á	7,4	7,4	0,0
Trung Quốc	4,1	4,2	-0,1
Các nước châu Á khác	3,3	3,3	0,1
Trung Đông	3,2	3,2	0,0
Mỹ Latinh	6,4	6,4	0,0
Châu Âu và Á - Âu	13,7	13,1	0,6
Châu Phi	1,3	1,4	-0,1
Gia tăng từ lọc dầu	2,3	2,2	0,1
Tổng cung ngoài OPEC	63,5	63,5	0,0
Tổng cung OPEC	33,4	32,4	1,0
Dầu thô	28,0	27,2	0,9
NGLs	5,3	5,2	0,1

Nguồn: IEA OMR 12/2020, IEA Oil 2020, OPEC MOMR 12/2020

Bảng 2. Dự báo cung - cầu sản phẩm lỏng theo khu vực đến năm 2025 [2]

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	Năm 2025		Tăng trưởng trung bình hàng năm (giai đoạn 2019 - 2025)		
	IEA	OPEC	IEA	OPEC	Chênh lệch (IEA-OPEC)
TỔNG CẦU	105,7	103,7	0,95	0,66	0,29
OECD	47,7	46,8	0,02	-0,19	0,2
OECD châu Mỹ	25,7	25,7	0,02	0,02	0
OECD châu Âu	14	13,7	-0,02	-0,11	0,09
Châu Á - Thái Bình Dương	8	7,4	0,02	-0,09	0,11
Ngoài OECD	58	56,9	0,93	0,85	0,08
Châu Á	32	30,2	0,68	0,54	0,14
Trung Quốc	15,5	14,4	0,3	0,23	0,07
Ấn Độ	6	5,8	0,17	0,17	0
Các nước châu Á khác	10,5	9,9	0,22	0,15	0,07
Trung Đông, châu Phi và Mỹ Latinh	20,1	20,9	0,18	0,27	-0,09
Châu Âu và Á - Âu	5,9	5,8	0,07	0,1	-0,04
TỔNG CUNG	105,7	103,9	0,9	0,8	0
OECD	33,1	32,5	0,5	0,4	0,1
OECD châu Mỹ	28,9	27,4	0,5	0,3	0,2
OECD châu Âu	3,8	4,5	0	0,1	-0,1
Châu Á - Thái Bình Dương	0,5	0,6	0	0	0
Ngoài OECD	33,8	35,9	0,2	0,5	-0,3
Châu Á	7,1	7,3	-0,1	0	0
Trung Quốc	4,1	4,1	0	0	0
Các nước châu Á khác	3,1	3,2	-0,1	0	0
Trung Đông và châu Phi	4,9	5,1	0	0,1	0
Mỹ Latinh	7,2	8,2	0,3	0,4	-0,1
Châu Âu và Á - Âu	14,6	15,2	0	0,1	-0,2
Gia tăng từ lọc dầu	2,5	2,4	0	0	0
Tổng cung ngoài OPEC	69,4	70,7	0,7	0,9	-0,2
Tổng cung OPEC	36,3	33,2	0,1	-0,1	0,2
Dầu thô	30,6		0,1		
NGLs	5,7		0		

Nguồn: IEA Oil 2020, OPEC WOO 2020

tăng trưởng trung bình hàng năm giai đoạn 2019 - 2025 xuống 0,95 triệu thùng/ngày (IEA) và 0,66 triệu thùng/ngày (OPEC).

Nhu cầu ở các quốc gia không thuộc OECD tăng trưởng cao nhất thế giới 0,85 - 0,93 triệu thùng/ngày, được IEA và OPEC dự báo đến năm 2025 đạt 58 triệu thùng/ngày và 56,9 triệu thùng/ngày. Trong khi đó, các dự báo của IEA và OPEC cho thấy tăng trưởng nhu cầu giảm đáng kể ở các nước OECD, thậm chí -0,19 triệu thùng/ngày theo dự báo của OPEC, chỉ đạt 46,8 - 47,7 triệu thùng/ngày vào năm 2025.

IEA dự báo nhu cầu của Trung Quốc vào năm 2025 đạt 15,5 triệu thùng/ngày, cao hơn 1,1 triệu thùng/ngày so với dự báo của OPEC. Nhu cầu của Ấn Độ cũng được IEA dự báo cao hơn OPEC 0,2 triệu thùng/ngày, có thể đạt 6 triệu thùng/ngày vào năm 2025.

OPEC dự báo nhu cầu dầu cho vận tải đường bộ có tăng trưởng lớn nhất ở mức 1,9 triệu thùng/ngày và đạt 46,3 triệu thùng/ngày vào năm 2025. Nhu cầu dầu cho vận tải hàng không giảm từ 6,7 triệu thùng/ngày (2019) xuống 3,5 triệu thùng/ngày (2020) sau đó tăng lên mức 7,1 triệu thùng/ngày vào năm 2025. Lĩnh vực

hóa dầu cho thấy mức tăng trưởng nhu cầu đáng chú ý trong giai đoạn dự báo từ 2019 - 2025 ở mức 1,1 triệu thùng/ngày.

IEA dự báo việc thay đổi nhu cầu nhiên liệu vận tải do các chính sách tiêu chuẩn nhiên liệu và sự phát triển của xe điện (EV). Hiệu quả sử dụng nhiên liệu sẽ làm giảm đáng kể mức tăng trưởng nhu cầu xăng và dầu diesel vào năm 2025. IEA cũng dự báo nhu cầu LPG, ethane và naphtha tăng trưởng trung bình hàng năm đạt 0,5 triệu thùng/ngày, bằng 1 nửa so với tăng trưởng sản phẩm dầu.

IEA và OPEC dự báo nguồn cung toàn cầu vào năm 2025 lần lượt đạt

Bảng 3. Dự báo cung - cầu sản phẩm lỏng theo khu vực đến năm 2040 [2]

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	2040			Tăng trưởng trung bình hàng năm (giai đoạn 2019 - 2040)			Chênh lệch (IEA-OPEC)	
	IEA SDS	IEA STEPS	OPEC Tham khảo	IEA SDS	IEA STEPS	OPEC Tham khảo	SDS	STEPS
TỔNG CẦU	76,2	111,0	109,3	-1,2	0,5	0,5	-1,6	0,0
OECD	22,9	35,8	38,0	-1,0	-0,4	-0,5	-0,6	0,1
OECD châu Mỹ	14,3	21,9	21,2	-0,5	-0,1	-0,2	-0,3	0,1
OECD châu Âu	4,8	8,4	11,1	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
Châu Á - Thái Bình Dương	3,8	5,5	5,8	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
Ngoài OECD	45,3	63,3	71,2	-0,1	0,7	0,9	-1,0	-0,2
Châu Á	22,9	33,7	39,0	-0,1	0,4	0,6	-0,7	-0,2
Trung Quốc	9,8	14,6	16,7	-0,2	0,1	0,2	-0,3	-0,1
Ấn Độ	6,1	9,0	9,9	0,1	0,2	0,2	-0,2	-0,1
Các nước châu Á khác	7,1	10,1	12,4	0,0	0,1	0,2	-0,2	0,0
Mỹ Latinh	5,4	7,2	7,6	0,0	0,1	0,1	-0,1	0,0
Trung Đông và châu Phi	13,0	17,0	6,9	0,1	0,3	0,1	-0,1	0,1
Châu Âu và Á - Âu	4,0	5,3	6,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0
Dầu dự trữ	8,0	11,9	-	0,0	0,2	-	-	-
TỔNG CUNG	76,2	111,0	109,5	-1,4	0,3	0,23	-1,7	0,1
OECD	21,6	30,0	27,5	-0,3	0,1	0,0	-0,3	0,1
OECD châu Mỹ	19,9	27,3	24,3	-0,2	0,1	0,0	-0,2	0,1
OECD châu Âu	1,3	1,9	2,8	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	0,0
Châu Á - Thái Bình Dương	0,4	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ngoài OECD	42,7	71,3	75,6	-1,1	0,2	0,5	-1,6	-0,3
Châu Á	3,1	5,0	5,7	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
Trung Đông, châu Phi và Mỹ Latinh	31,6	52,9	54,4	-0,6	0,4	2,1	-2,7	-1,7
Châu Âu và Á - Âu	8,1	13,4	15,5	-0,3	-0,1	0,0	-0,4	-0,1
Gia tăng từ lọc dầu	1,8	2,8	2,8	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0
Nhiên liệu sinh học toàn cầu	10,0	6,9	3,5	0,3	0,2	0,0	0,3	0,2
Tổng cung ngoài OPEC	40,0	61,8	61,2	-0,9	0,1	-0,3	-0,6	0,4
Tổng cung OPEC	24,4	39,5	41,9	-0,5	0,2	0,4	-0,9	-0,2
Dầu thô	18,7	31,7	-	-0,5	0,1	-		
NGLs	5,7	7,8	-	0,0	0,1	-		

Nguồn: IEA WEO 2020, IEA Oil 2020, OPEC WOO 2020

105,7 triệu thùng/ngày và 103,9 triệu thùng/ngày. Trong đó, IEA và OPEC dự báo đến năm 2025 nguồn cung từ OPEC lần lượt đạt 36,3 triệu thùng/ngày và 33,2 triệu thùng/ngày, nguồn cung ngoài OPEC lần lượt đạt 69,4 triệu thùng/ngày và 70,7 triệu thùng/ngày.

IEA và OPEC dự báo nguồn cung từ các nước OECD vào năm 2025 lần lượt đạt 33,1 triệu thùng/ngày và 32,5 triệu thùng/ngày. Trong khối OECD, nguồn cung lớn nhất là OECD châu Mỹ được IEA và OPEC dự báo đến năm 2025 lần lượt đạt 28,9 triệu thùng/ngày và 27,4 triệu thùng/ngày. Hai tổ chức đều cho rằng tăng

trường nguồn cung này chủ yếu từ dầu phi truyền thống của Mỹ, tiếp theo là các nước Mỹ Latinh gia tăng sản lượng khai thác ngoài khơi Brazil và Guyana. Nguồn cung từ OECD châu Âu được IEA và OPEC dự báo đến năm 2025 lần lượt đạt 3,8 triệu thùng/ngày và 4,5 triệu thùng/ngày.

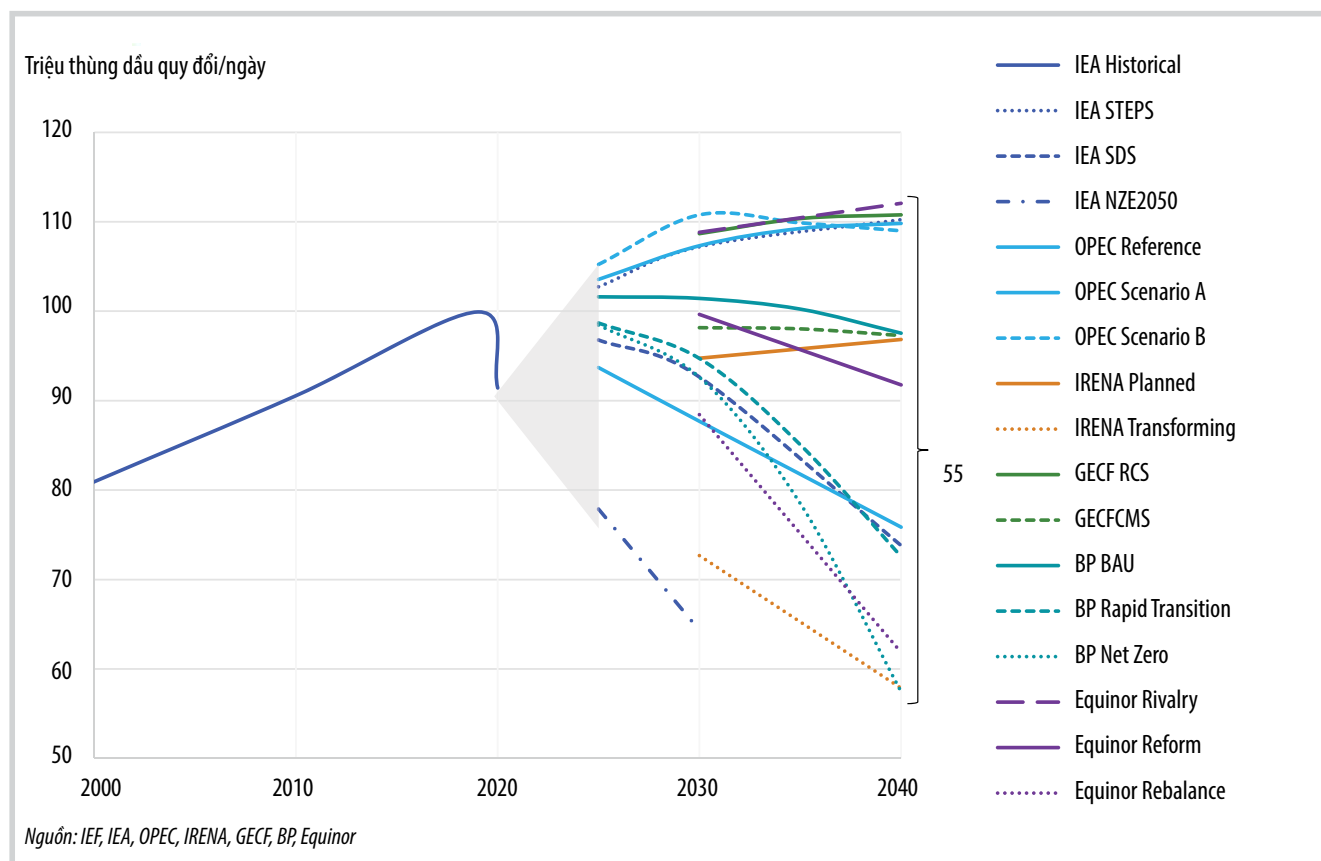
IEA và OPEC dự báo nguồn cung từ các nước ngoài OECD vào năm 2025 lần lượt đạt 33,8 triệu thùng/ngày và 35,9 triệu thùng/ngày. Trong đó, các nước ngoài OECD châu Âu và Á - Âu được dự báo cung cấp khoảng 14,6 - 15,2 triệu thùng/ngày; Mỹ Latinh cung cấp khoảng 7,2 - 8,2 triệu thùng/ngày; châu Á cung cấp

khoảng 7,1 - 7,3 triệu thùng/ngày; Trung Đông và châu Phi cung cấp khoảng 4,9 - 5,1 triệu thùng/ngày...

Sự khác biệt về dự báo nguồn cung trung hạn phản ánh các giả định khác nhau về công nghệ và giá dầu giữa IEA và OPEC (Bảng 2).

Triển vọng năng lượng dài hạn đến năm 2040

Đối với triển vọng năng lượng dài hạn, IEF đã xem xét đánh giá 6 kịch bản gồm 3 kịch bản của IEA: Kịch bản chính sách năng lượng (stated energy policy scenario - STEPS); Kịch bản phục hồi chậm (delayed recovery scenario - DRS); Kịch



Hình 2. Các kịch bản nhu cầu sản phẩm lỏng đến năm 2040 [2]

bản phát triển bền vững (sustainable development scenario - SDS) và 3 kịch bản của OPEC: Kịch bản tham khảo; Kịch bản A (giả định việc giảm phát thải theo Thỏa thuận Paris đạt được bằng cách thực hiện các hành động giảm thiểu trên tất cả các lĩnh vực của nền kinh tế); Kịch bản B (giả định việc sử dụng hydrocarbon tương đối cao trong nửa đầu thế kỷ này, trừ thặng dư nhu cầu giảm đáng kể).

IEA giả định tăng trưởng GDP trung bình hàng năm đạt 3% trong Kịch bản STEPS và 2,6% trong Kịch bản DRS, trong khi đó Kịch bản tham khảo của OPEC giả định tăng trưởng GDP trung bình là 2,9%/năm trong giai đoạn 2019 - 2045. Con số này thấp hơn nhiều so với báo cáo IEA và OPEC công bố năm 2020, lần lượt là 3,4% và 3,3% cho giai đoạn 2018 - 2040. Bảng 3 dự báo cung - cầu

sản phẩm lỏng đến năm 2040 của 3 kịch bản chính là IEA (SDS, STEPS) và OPEC (Kịch bản tham khảo).

Bảng 3 cho thấy nguồn cung sản phẩm lỏng toàn cầu đến năm 2040 theo kịch bản thấp nhất đạt 76,2 triệu thùng/ngày (Kịch bản SDS của IEA), 109,5 triệu thùng/ngày (Kịch bản tham khảo của OPEC), kịch bản cao nhất là 111 triệu thùng/ngày (Kịch bản STEPS của IEA). Các dự báo này đều thấp hơn so với các dự báo trước đây, do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 đến tăng trưởng kinh tế toàn cầu.

Theo Kịch bản STEPS của IEA, sản lượng dầu phi truyền thống của Mỹ tăng lên 10,7 triệu thùng/ngày vào năm 2030, trước khi giảm xuống 9,6 triệu thùng/ngày vào năm 2040. Kịch bản tham khảo của OPEC cho thấy sản lượng dầu phi truyền thống của Mỹ đạt đỉnh 10,3 triệu thùng/ngày

vào cuối thập kỷ này, sau đó giảm xuống 8,1 triệu thùng/ngày vào năm 2040. Sản lượng dầu phi truyền thống chủ yếu từ bồn trũng Permian (Mỹ), Canada, Argentina và Liên bang Nga đều tăng.

Nhu cầu sản phẩm lỏng toàn cầu đến năm 2040 theo kịch bản thấp nhất đạt 76,2 triệu thùng/ngày (IEA SDS), 109,3 triệu thùng/ngày (Kịch bản tham khảo của OPEC), kịch bản cao nhất là 111 triệu thùng/ngày (IEA STEPS).

Dự báo của một số các tổ chức khác cũng được IEF so sánh như: IRENA với 2 kịch bản "Năng lượng chuyển đổi" (transforming energy scenario - TES), "Năng lượng có kế hoạch" (planned energy scenario - PES); Equinor với 3 kịch bản: "Cạnh tranh" (rivalry scenario), "Cải cách" (reform), "Tái cân bằng" (rebalance); BP với 3 kịch bản: "BAU", "Chuyển



đổi nhanh” (rapid transition), “Cân bằng carbon” (net zero); 2 kịch bản của GECF: “Kịch bản tham chiếu” (reference case scenario - RCS), “Giảm thiểu carbon” (carbon mitigation - CMS) được thể hiện trong Hình 2.

Nhu cầu năng lượng sơ cấp đến năm 2040 tăng trong phần lớn các kịch bản: tăng 19% trong Kịch bản STEPS của IEA, 18% trong Kịch bản cạnh tranh (Equinor) và Kịch bản tham chiếu (GECF), 17% trong Kịch

bản tham khảo của OPEC, 14% trong Kịch bản năng lượng có kế hoạch (IRENA), 10% trong Kịch bản giảm thiểu carbon (GECF) và 9% trong Kịch bản cải cách (Equinor). Trừ Kịch bản CMS của GECF, các kịch bản khác đều dự báo nhu cầu năng lượng toàn cầu vào năm 2040 sẽ thấp hơn năm 2019, phản ánh sự thay đổi lớn giữa tăng trưởng kinh tế và tăng trưởng nhu cầu năng lượng.

Theo các kịch bản xây dựng dựa

trên Thỏa thuận Paris, tổng mức tiêu thụ năng lượng sơ cấp giảm đáng kể cho đến năm 2040, giảm 6% theo Kịch bản Năng lượng chuyển đổi (IRENA) và 8% theo Kịch bản tái cân bằng (Equinor), 10% theo Kịch bản SDS (IEA). Hai kịch bản của BP cũng cho thấy tổng mức tiêu thụ năng lượng sơ cấp có sự sụt giảm đáng kể, cụ thể giảm 6% trong Kịch bản chuyển đổi nhanh và 14% trong Kịch bản cân bằng carbon.



Nguồn: Shutterstock

Nhu cầu sản phẩm lỏng toàn cầu đến năm 2040 tăng 11% trong Kịch bản RCS của GECF, 10% cho cả Kịch bản STEPS của IEA và Kịch bản tham khảo của OPEC, nhưng giảm 2% theo Kịch bản BAU của BP, 3% theo Kịch bản năng lượng có kế hoạch của IRENA và 8% theo Kịch bản cải cách của Equinor.

Các kịch bản xây dựng dựa trên Thỏa thuận Paris cho thấy nhu cầu sản phẩm lỏng toàn cầu giảm 26%

theo Kịch bản SDS của IEA, 27% đối với Kịch bản chuyển đổi nhanh của BP, 38% trong Kịch bản tái cân bằng của Equinor và 42% trong Kịch bản năng lượng chuyển đổi của IRENA. Nhu cầu này giảm 5% trong Kịch bản CMS của GECF.

Ngọc Toàn - Hiền Trang (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Oil market report - February 2021", 2/2021. [Online].

Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-february-2021>.

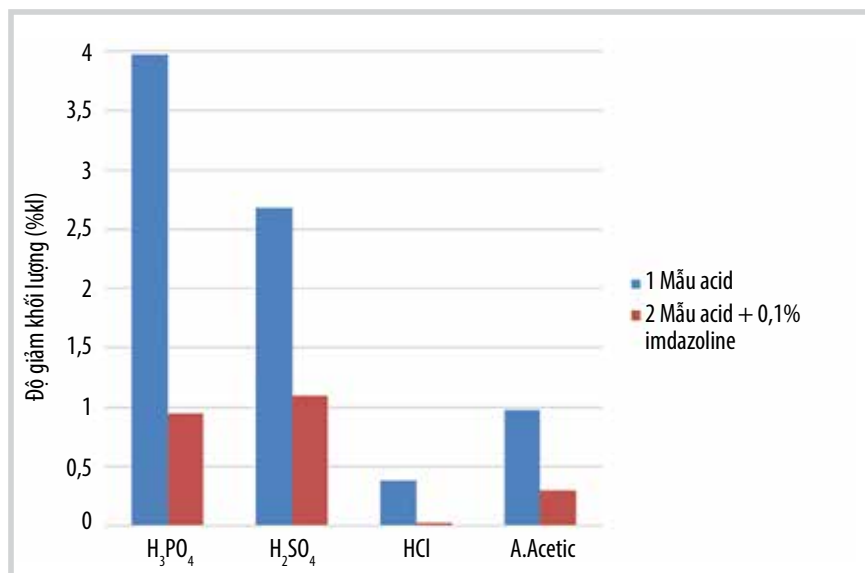
[2] International Energy Forum, "11th IEA IEF OPEC symposium on energy outlooks", 17/2/2021. [Online]. Available: <https://www.ief.org/events/11th-iea-ief-opec-symposium-on-energy-outlooks>.

VPI NGHIÊN CỨU SẢN XUẤT PHỤ GIA CHỐNG ẪN MÒN TỪ CÁC HỢP CHẤT METHYL ESTER CỦA ACID BÉO

Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ vừa cấp Bằng độc quyền giải pháp hữu ích số 2552 cho giải pháp “Quy trình sản xuất hỗn hợp của các dẫn xuất của imidazoline làm chất chống ăn mòn từ các hợp chất methyl ester của acid béo” của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). Đây là giải pháp do các tác giả Nguyễn Mạnh Huấn, Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ, Nguyễn Ánh Thu Hằng, Lê Dương Hải, Đặng Ngọc Lương, Võ Thị Thương thuộc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro/VPI) nghiên cứu thực hiện.

Giải pháp của VPI đề xuất quy trình sản xuất hỗn hợp của các dẫn xuất của imidazoline có độ tinh khiết cao (> 90%) để ứng dụng làm chất chống ăn mòn “xanh” có hiệu quả. Quy trình này gồm các bước: (i) cho các hợp chất methyl ester của các acid béo phản ứng với các hợp chất amin ở nhiệt độ 140 - 160 °C ở áp suất thấp nằm trong khoảng 300 - 500 mbar (0,03 - 0,05 MPa) trong khoảng thời gian từ 3 - 7 giờ; (ii) tiếp tục đun hỗn hợp thu được tại nhiệt độ 140 - 160 °C ở điều kiện áp suất thấp trong thời gian từ 1 - 3 giờ, tốc độ khuấy nằm trong khoảng 300 - 400 vòng/phút, thu được hỗn hợp của các dẫn xuất của imidazoline.

Theo tác giả Nguyễn Mạnh Huấn, các methyl ester của acid béo (FAME) được sử dụng trong giải pháp hữu ích này có thể là các ester của dầu đậu nành, dầu cọ, dầu dừa... có thành phần hydrocarbon mạch dài từ C_8 - C_{18} . Hỗn hợp methyl ester có



Hình 1. Kết quả đo độ giảm khối lượng miếng thép trong 24 giờ khi VPI thử nghiệm ngâm miếng thép trong dung dịch acid 10% và dung dịch acid 10% + 0,1% khối lượng imidazoline cho thấy khả năng chống ăn mòn cho miếng thép khi làm việc ở môi trường acid khác nhau.

hàm lượng methyl ester > 96%, độ nhớt < 4,5 cSt, chỉ số acid < 0,5, hàm lượng nước < 0,05% khối lượng. Các amin được sử dụng trong giải pháp hữu ích là các diamin và triamin với mạch carbon nằm trong khoảng C_2 - C_4 và có 1 - 2 nhóm amin đơn ở 2 đầu mạch.

Các dẫn xuất của imidazoline do VPI nghiên cứu chế tạo được sử dụng làm phụ gia chống ăn mòn trong các sản phẩm như: dầu mỡ nhờn, các chất tẩy rửa công nghiệp và gia dụng. VPI đã tiến hành thử nghiệm pha 0,5% khối lượng hỗn hợp của các dẫn xuất imidazoline vào dầu gốc thương mại (Hàn Quốc), sử dụng phương pháp đánh giá ăn mòn trong buồng ẩm 48,9 °C, 100% độ ẩm theo chuẩn IP366/ASTM D1748 để đánh giá sự xuất hiện điểm ăn mòn trên miếng thép.

Kết quả cho thấy hỗn hợp các dẫn xuất imidazoline do VPI nghiên cứu chế tạo đã bảo vệ miếng thép không bị ăn mòn trong thời gian dài hơn (75 giờ) so với dầu gốc không có sử dụng dẫn xuất này (23 giờ).

Ngoài tác dụng chống ăn mòn, imidazoline còn là phụ gia được khuyến nghị sử dụng chính trong mỡ nhờn, trong các dung dịch đẩy nước. Hợp chất trung gian amidoamine của giải pháp hữu ích này là nguyên liệu chính để sản xuất các loại betaine, là các dung dịch tẩy rửa phân hủy sinh học, sử dụng trong các loại bột giặt dạng lỏng phổ biến hiện nay.

Nguyễn Mạnh Huấn (giới thiệu)