

Dầu Khí



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

■ SỐ 11 - 2014

ISSN-0866-854X



DẤU MỐC MỚI TRONG HỢP TÁC DẦU KHÍ
VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA



TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đang

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

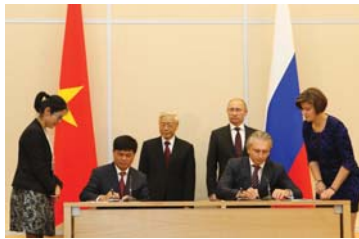
Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Ảnh bìa: Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin chứng kiến lễ ký kết Thỏa thuận khung giữa Chủ tịch HĐQT Petrovietnam Nguyễn Xuân Sơn và Chủ tịch Gazprom A.B.Miller. Ảnh: Ria Novosti

TIÊU ĐIỂM

Dầu mốc mới trong hợp tác dầu khí VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA



Hàng đầu: Ông Nguyễn Xuân Phúc và Tổng thống Vladimir Putin ký kết tuyên bố hợp tác giữa Petrovietnam và Gazprom. Ảnh: L. B. L. B. L.

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga từ ngày 23 - 26/11/2014, Tổng Bí thư Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Tổng thống Vladimir Putin, hội kiến Thủ tướng Dmitry Medvedev và nhiều lãnh đạo cao cấp của Trung ương nhân phát triển quan hệ đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trọng yếu của quan hệ song phương, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo hai nước thông nhất sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho các công ty dầu khí nhà nước của Việt Nam và Liên bang Nga hoạt động trên lãnh thổ của nhau, mở rộng khu vực thăm dò khai thác, khai thác các dự án hợp tác mới để nhanh chóng phát triển được chuỗi nguồn hợp tác về môi trường và hiện đại hóa nhà máy lọc dầu Dung Quất.

Lãnh đạo cấp cao hai nước đã tập trung đánh giá hoạt động hợp tác song phương trong thời gian qua, và xuất sắc thực hiện các thỏa thuận cấp cao, tiến độ triển khai các dự án lớn giữa hai nước; tạo điều kiện về phương hướng lớn và biện pháp cụ thể nhằm đẩy mạnh hơn nữa hợp tác giữa hai nước trên mọi phương diện, từ chính trị đến kinh tế - thương mại, đầu tư, năng lượng, du lịch và văn hóa.

Lãnh đạo hai nước đánh giá tích cực sự đồng thuận trong hợp

Đưa con tàu Dầu khí Việt Nam VƯƠN RA BIỂN LỚN



At the ceremony, Chairman of the Vietnam Oil and Gas Union Nguyễn Xuân Sơn was awarded the Vietnam Oil and Gas Union Award. Ảnh: Báo Nhân Dân

Thành quả lớn lao và ý nghĩa này là kết quả nỗ lực vượt bậc của tập thể công nhân viên lao động Dầu khí qua các năm là kết quả, đồng hành của thế hệ lãnh đạo Dầu khí Việt Nam từ thế hệ trước, xứng đáng của thế hệ lãnh đạo Dầu khí Việt Nam từ thế hệ trước, xứng đáng của Đảng, Chính phủ, từ sự đồng lòng, nỗ lực và sự đóng góp của đồng bào, chiến sĩ cả nước.

Đầu tiên này là dấu mốc chuyển giao thế hệ từ Tập đoàn, với gần 100 năm hình thành và phát triển, đã đạt được những thành tựu đáng kể trong hoạt động dầu khí như đã nêu Chủ tịch HĐQT Nguyễn Xuân Sơn đã nêu rõ trong bài phát biểu tại buổi lễ. Ông cũng nêu rõ vai trò của Đảng, Chính phủ, Bộ Công Thương và các Bộ, ngành trong công tác xây dựng và phát triển ngành Dầu khí Việt Nam. Ông cũng nêu rõ vai trò của Đảng, Chính phủ, Bộ Công Thương và các Bộ, ngành trong công tác xây dựng và phát triển ngành Dầu khí Việt Nam.

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

18 Nghiên cứu, đánh giá trạng thái động học bộ dụng cụ khoan đường kính nhỏ trong móng nút nẻ mỏ Bạch Hổ

23 Nghiên cứu đá móng carbonate nứt nẻ khu vực Lô 102 - 106 bằng tài liệu địa vật lý giếng khoan

29 Xác định tuổi và dự đoán mô hình địa chất tầng chứa trong móng carbonate trước Độ Tam khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ, Việt Nam

41 Chế tạo xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ dạng hạt sử dụng cho quá trình tổng hợp biodiesel

49 Phương pháp định cước phí và quản lý định cước phí vận chuyển khí bằng đường ống

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

57 Giải pháp công nghệ giàn khoan tiếp trợ khoan khai thác dầu khí cho vùng nước sâu tại Việt Nam

TIN TỨC - SỰ KIỆN

PVEP tăng cường hợp tác với ONGC

Hạ thủy khối thượng tầng giàn công nghệ HRD

Đón thùng dầu thứ 200 triệu từ mỏ Rang Đông và Phương Đông

PVEP phát hiện mỏ dầu khí Thần Nông

Nghiên cứu triển khai dự án sản xuất methanol từ khí có hàm lượng CO_2 cao

Ghana ký hợp đồng thăm dò dầu khí 6 tỷ USD với ENI

Dầu cát Canada vươn tới các thị trường châu Âu và châu Á



CONTENTS



FOCUS

04 Each staff working hard, being pro-active and creative for Petrovietnam's constant development

05 A new landmark in Vietnam-Russian oil and gas co-operation

08 A year of wide-ranging success for Vietnam's petroleum sector

10 Sailing the Petrovietnam ship to the outer sea

12 Petrovietnam to ensure the plan for hydrocarbon reserve increase

14 Data integration, modelling and hydrocarbon potential evaluation for sedimentary basins in Vietnam

16 "Assessment of hydrocarbon potential of Vietnam's territorial waters and continental shelf" project: Important contributions to petroleum geology

SCIENTIFIC RESEARCH

18 Study and evaluation of the dynamic stability of bottom hole assembly for slim hole drilling section in the fractured basement of Bach Ho field

23 A study of fractured carbonate in Blocks 102 - 106 by wireline logging

29 Determination of geological age and prediction of geological model for Pre-Tertiary carbonate basement in the North of Bac Bo gulf, Vietnam

41 Preparation of heterogeneous catalyst $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ used for synthesis of biodiesel

49 Transportation tariff of natural gas pipeline and tariff setting methodologies and regulation

57 Tender Assist Drilling as a technology solution for field development in deep water areas of Vietnam

NEWS PVEP to strengthen co-operation with ONGC

Load-out of the topside of HRD Process Platform

Celebrating the 200th million barrel of oil from Rang Dong and Phuong Dong oil fields

Research for deployment of methanol production from gas with high CO_2 content project

Ghana signs USD 6 billion deal with ENI for petroleum exploration

Canadian sand oil to reach European and Asian markets

NỖ LỰC, CHỦ ĐỘNG, SÁNG TẠO, ĐỂ PETROVIETNAM PHÁT TRIỂN LỚN MẠNH KHÔNG NGỪNG

Nhân kỷ niệm 53 năm ngày Truyền thống ngành Dầu khí Việt Nam (27/11/1961 - 27/11/2014), Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã gửi Thư chúc mừng tới các thể hệ cán bộ, nhân viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn Thư chúc mừng.

Nhân kỷ niệm 53 năm ngày Truyền thống ngành Dầu khí Việt Nam (27/11/1961 - 27/11/2014), thay mặt Đảng ủy, Ban Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, tôi xin gửi tới các thể hệ cán bộ, nhân viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lời chúc mừng nồng nhiệt nhất.

Trong hơn 50 năm xây dựng và phát triển, các thể hệ cán bộ, công nhân viên lao động ngành Dầu khí đã có những đóng góp to lớn vào sự nghiệp xây dựng và phát triển Tập đoàn, góp phần quan trọng vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ đất nước.

Năm 2014, trong bối cảnh kinh tế thế giới vẫn còn nhiều khó khăn, biến động phức tạp, kinh tế Việt Nam còn nhiều thử thách. Tuy vậy, với sự quyết tâm và nỗ lực của cả tập thể cán bộ, công nhân viên lao động toàn Tập đoàn chúng ta đã tiếp tục duy trì được sự phát triển của Tập đoàn,

góp phần quan trọng cho sự phát triển chung của nền kinh tế, tiếp tục mở rộng đầu tư, hợp tác với nước ngoài; doanh thu trong 10 tháng đầu năm 2014 là 626 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 18,4% và nộp ngân sách đạt 140 nghìn tỷ đồng, vượt 23% kế hoạch được giao. Nhân dịp này, tôi xin biểu dương những cố gắng và thành tích của đội ngũ cán bộ, công nhân viên lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong thời gian qua.

Thời gian tới sẽ còn rất nhiều thách thức và khó khăn mà chúng ta phải đối diện, đặc biệt sản lượng khai thác dầu khí trong nước ngày càng suy giảm, đầu tư nước ngoài có nhiều tín hiệu tốt nhưng lắm thử thách, cam go. Tuy vậy, phát huy những truyền thống tốt đẹp và thành tích đã đạt được trong 53 năm qua, tôi tin tưởng rằng, từng cán bộ, công nhân viên lao động Tập



Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn. Ảnh: CTV

đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ nỗ lực, chủ động, sáng tạo vượt qua khó khăn, thách thức, hoàn thành thắng lợi mọi nhiệm vụ được giao, để Tập đoàn Dầu khí phát triển lớn mạnh không ngừng.

Chúc các đồng chí, đồng nghiệp và gia đình dồi dào sức khỏe, hạnh phúc và đạt được nhiều thành tích cao hơn nữa trong sự nghiệp xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam!



Dự án Biển Đông 01. Ảnh: PVN

Dấu mốc mới trong hợp tác dầu khí VIỆT NAM - LIÊN BANG NGÀ



Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin chứng kiến lễ ký kết thỏa thuận hợp tác giữa Petrovietnam và Gazprom Neft. Ảnh: Trí Dũng

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga từ ngày 23 - 26/11/2014, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã hội đàm với Tổng thống Vladimir Putin, hội kiến Thủ tướng Dmitry Medvedev và thảo luận nhiều vấn đề quan trọng nhằm phát triển quan hệ đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột của quan hệ song phương, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo hai nước thống nhất sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho các công ty dầu khí nhà nước của Việt Nam và Liên bang Nga hoạt động trên lãnh thổ của nhau, mở rộng khu vực thăm dò khai thác, khởi động các dự án hợp tác mới; đẩy nhanh đàm phán để đạt được thỏa thuận hợp tác về mở rộng và hiện đại hóa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Mở rộng khu vực thăm dò, khai thác dầu khí

Ngày 25/11/2013, tại Tp. Sochi, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã hội đàm với Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin. Trong không khí cởi mở, tin cậy và hiểu biết lẫn nhau, lãnh đạo cấp cao hai nước khẳng định tiếp tục tạo động lực mạnh mẽ hơn nữa cho quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga ngày càng đi vào chiều sâu, tăng cường chất lượng và hiệu quả hợp tác song phương.

Lãnh đạo cấp cao hai nước đã tập trung đánh giá hoạt động hợp tác song phương trong thời gian qua, rà soát việc thực hiện các thỏa thuận cấp cao, tiến độ triển khai các dự án lớn giữa hai nước; trao đổi ý kiến về phương hướng lớn và biện pháp cụ thể nhằm đẩy mạnh quan hệ hợp tác giữa hai nước trên mọi phương diện, từ chính trị đến kinh tế - thương mại, đầu tư, năng lượng, dầu khí...

Lãnh đạo hai nước đánh giá tích cực sự năng động trong hợp



Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin chứng kiến lễ ký kết Thỏa thuận khung giữa Chủ tịch HĐQT Petrovietnam Nguyễn Xuân Sơn và Chủ tịch Gazprom A.B.Miller. Ảnh: Ria Novosti



tác kinh tế - thương mại song phương và xác định những tiềm năng để tiếp tục phát triển lĩnh vực hợp tác này. Hai bên nhấn mạnh các bộ, ngành có thẩm quyền của hai nước cần tiếp tục nỗ lực để giải quyết nhiệm vụ nâng kim ngạch thương mại hai chiều lên 10 tỷ USD vào năm 2020.

Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin đánh giá cao hợp tác trong lĩnh vực dầu khí, kêu gọi thực hiện tích cực các dự án hiện có và khởi động các dự án hợp tác mới, tạo điều kiện thuận lợi cho các công ty dầu khí nhà nước (Gazprom, Zarubezhneft, Rosneft và Petrovietnam) hoạt động trên lãnh thổ của hai nước. Hai bên quyết định tăng cường hợp tác, mở rộng khu vực thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam, được xác định bởi Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982.

Hai bên hoan nghênh nỗ lực của các tổ chức Việt Nam và Liên bang Nga trong việc thiết lập quan hệ hợp tác theo các hướng triển vọng, trong đó có lọc dầu, hóa dầu, cung cấp khí hóa lỏng cho Việt Nam, sản xuất và tiêu thụ nhiên liệu khí sử dụng cho động cơ. Hai bên thống nhất đẩy nhanh tiến độ đàm phán để đạt được thỏa thuận hợp tác về mở rộng và hiện đại hóa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Kết thúc hội đàm, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin đã chứng kiến Lễ ký 9 văn kiện hợp tác quan trọng giữa hai nước, trong đó có 4 văn kiện

về lĩnh vực dầu khí. Trong đó, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn và Tổng giám đốc Gazprom Neft Alexander Dyukov đã ký Thỏa thuận cung cấp dầu thô dài hạn (COSA); Thỏa thuận về việc thành lập công ty liên doanh để thăm dò khai thác mỏ Dolghinskoe (nằm ở trung tâm biển Pechora - Liên bang Nga). Chủ tịch HĐQT Petrovietnam Nguyễn Xuân Sơn và Chủ tịch Gazprom A.B.Miller đã ký Thỏa thuận khung về hợp tác phát triển mỏ Nagumanovskoye (Orenburg) và Severo-Purovskoye (Yamal-Nenets); cơ chế giá khí của Công ty Liên doanh Gazpromviet. Bản ghi nhớ về tiếp tục hợp tác chiến lược cũng được ký kết giữa Petrovietnam và Zarubezhneft.

Cùng ngày, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã hội kiến Thủ tướng Dmitry Medvedev. Lãnh đạo cấp cao hai nước bày tỏ sự hài lòng về hợp tác song phương trong lĩnh vực năng lượng; cho rằng đây là lĩnh vực then chốt có ý nghĩa chiến lược đối với hai nước, đặc biệt là hợp tác về dầu khí và điện hạt nhân. Hai bên thống nhất sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho các công ty dầu khí nhà nước của hai quốc gia hoạt động trên lãnh thổ của nhau, trong đó có miễn giảm thuế và mở rộng địa bàn hoạt động; đồng thời cùng tăng cường hợp tác trong việc thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam theo quy định của luật pháp quốc tế, trong đó có Công ước của Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982; thống nhất đẩy nhanh đàm phán để đạt được thỏa thuận hợp tác về mở rộng và hiện đại hóa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.



Lãnh đạo Petrovietnam và đoàn công tác làm việc với lãnh đạo Gazprom. Ảnh: PVN



Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đánh giá cao sự hợp tác bền chặt, hiệu quả giữa Petrovietnam - Zarubezhneft và ủng hộ hai tập đoàn mở rộng đầu tư, thành lập các liên doanh mới. Ảnh: Tiến Dũng

Gia tăng sản lượng khai thác của các liên doanh

Ngày 24/11/2014, tại Thủ đô Moscow, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và đoàn công tác cấp cao của Việt Nam đã thăm Tập đoàn Zarubezhneft và có buổi làm việc với ông Sergey Ivanovich Kudryashov - Tổng giám đốc Zarubezhneft. Đây là đối tác Liên bang Nga quan trọng, truyền thống và lâu đời nhất trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí với Việt Nam.

Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey Ivanovich Kudryashov báo cáo với Tổng Bí thư về quá trình hợp tác phát triển giữa Petrovietnam và Zarubezhneft thông qua hai liên doanh Vietsovpetro và Rusvietpetro. Hai bên gần đây đã tăng cường các cuộc tiếp xúc, trao đổi để bàn biện pháp gia tăng sản lượng khai thác dầu của hai liên doanh; tích cực tìm kiếm các dự án chung ở Việt Nam và Liên bang Nga. Tổng giám đốc Sergey Ivanovich Kudryashov khẳng định Zarubezhneft luôn coi trọng hợp tác với Petrovietnam, cam kết triển khai có hiệu quả các dự án hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí giữa hai bên và sẽ tiếp tục tăng cường, mở rộng hợp tác trong tương lai.

Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đánh giá cao sự hợp tác chặt chẽ, hiệu quả của Petrovietnam và Zarubezhneft trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" (tại Việt Nam), Rusvietpetro (tại Liên bang Nga). Kể từ khi thành lập vào năm 1981 đến nay, Vietsovpetro đã đóng góp lớn cho

nền kinh tế và là cái nôi đào tạo đội ngũ cán bộ dầu khí cho Việt Nam. Đặc biệt, quy mô và phạm vi hợp tác giữa Zarubezhneft và Petrovietnam ngày càng mở rộng, minh chứng rõ nét là hoạt động hiệu quả của Rusvietpetro tại khu tự trị Nenets, Liên bang Nga.

Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng nhấn mạnh trong tổng thể quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga, hợp tác trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng chiếm vị trí quan trọng, được coi là một trong những lĩnh vực hợp tác mang tính chiến lược lâu dài và hiệu quả. Tổng Bí thư tin tưởng rằng với truyền thống hợp tác tốt đẹp giữa Petrovietnam và Zarubezhneft, các hợp đồng đã ký kết sẽ được triển khai hiệu quả; đồng thời ủng hộ hai Tập đoàn mở rộng đầu tư, thành lập thêm các liên doanh mới; khuyến khích Zarubezhneft tiếp tục mở rộng hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí tại Việt Nam.

Chuyến thăm chính thức Liên bang Nga của Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã khẳng định chính sách nhất quán trong việc củng cố, thúc đẩy hơn nữa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện với Liên bang Nga - đối tác quan trọng, tin cậy hàng đầu của Việt Nam. Việc tích cực triển khai các hoạt động hợp tác trong lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng đã, đang và sẽ đóng vai trò quan trọng, góp phần thúc đẩy quan hệ hợp tác kinh tế, thương mại và đầu tư giữa hai nước cũng như củng cố quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Nguyễn Hoàng

NĂM THẮNG LỢI TOÀN DIỆN CỦA NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM

Phát biểu tại Lễ công bố quyết định bổ nhiệm Thành viên HĐQT - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ngày 1/12/2014, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng khẳng định Petrovietnam có đóng góp quan trọng vào sự tăng trưởng của Ngành Công Thương, cũng như sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Bộ trưởng tin tưởng với kinh nghiệm, bản lĩnh của những người đi tìm lửa, Petrovietnam sẽ khắc phục khó khăn, hoàn thành vượt mức kế hoạch được giao và năm 2014 sẽ là năm thắng lợi toàn diện của Ngành Dầu khí Việt Nam.



Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng trao Quyết định bổ nhiệm Thành viên HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho ông Nguyễn Quốc Khánh. Ảnh: Ngọc Linh

Tập trung triển khai các giải pháp trọng tâm

Ngày 1/12/2014, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng đã trao Quyết định 10599/QĐ-BCT bổ nhiệm ông Nguyễn Quốc Khánh giữ chức vụ Thành viên Hội đồng thành viên, kiêm Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Cũng tại buổi lễ, Phó Bí thư Đảng ủy Khối doanh nghiệp Trung ương Nguyễn Quang Dương đã trao Quyết định số 3057/ĐU-ĐUK của Ban Thường vụ Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương chỉ định bổ sung ông Nguyễn Quốc Khánh giữ chức vụ Phó Bí thư Đảng ủy Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nhiệm kỳ 2010 - 2015.

Phát biểu nhận nhiệm vụ, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh khẳng định sẽ toàn tâm toàn ý, cống hiến hết mình vì sự phát triển bền vững của Tập đoàn, quyết tâm đưa con tàu Dầu khí Việt Nam vươn ra biển lớn. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thống nhất phương châm quyết liệt hành động, giai đoạn khác nhau, giải pháp khác nhau; huy động sức mạnh của cả hệ thống chính trị để triển khai các giải pháp trọng tâm.

Song song với việc xây dựng hệ thống quản trị chuẩn mực quốc tế, Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh cho rằng cần xây dựng chiến lược và quy hoạch phát triển nhân lực theo từng ngành nghề, phát triển đội ngũ

chuyên gia thuộc lĩnh vực cốt lõi và các lĩnh vực chính. Cần triển khai các biện pháp tập hợp đội ngũ, trọng dụng người tài, đặc biệt là đội ngũ chuyên gia kỹ thuật thăm dò, khai thác dầu khí đủ sức vươn ra nước ngoài. Trân trọng kinh nghiệm, tri thức, tâm huyết của đội ngũ chuyên gia kỹ thuật đầu ngành dù đã nghỉ hưu hay đang công tác tạo nên sức mạnh tổng hợp cho nhiệm vụ ngày càng khó khăn phức tạp. Tạo ra môi trường làm việc có văn hóa, công bằng, khoa học, kỷ luật, chuyên nghiệp để người lao động yên tâm làm việc và phát huy sáng tạo.

Về khoa học công nghệ, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định cần đổi mới nhận thức, xây dựng đồng bộ chính sách về khoa học công nghệ nhằm giải phóng năng lực sáng tạo; gắn kết công tác nghiên cứu khoa học, đào tạo với thực tiễn sản xuất kinh doanh, sớm đưa các sản phẩm của khoa học đi vào thực tiễn. Kết hợp đào tạo với sử dụng đội ngũ cán bộ làm công tác khoa học công nghệ; tăng cường hợp tác quốc tế, chủ động tiếp nhận, chuyển giao công nghệ để ứng dụng trong sản xuất kinh doanh; cập nhật các ứng dụng của tiến bộ khoa học kỹ thuật trong hoạt động dầu khí.

Đặc biệt, Tập đoàn cần phát huy hiệu quả công tác quản lý thông qua nhóm giải pháp liên quan đến công tác quản

lý, điều hành hoạt động (như tăng quyền chủ động trong sản xuất, kinh doanh, chính sách giá, thuế, thu xếp vốn, thủ tục hành chính...); nhóm giải pháp liên quan đến mô hình, cơ chế hoạt động theo hướng vừa tăng cường quản lý vừa hỗ trợ, hợp tác và chia sẻ. Để thực hiện thành công Đề án Tái cơ cấu đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tổng giám đốc yêu cầu giải quyết dứt điểm tình trạng khó khăn ở một số đơn vị, dự án bằng tổng lực của Công ty mẹ và các đơn vị thành viên. Muốn làm tốt công tác quản lý, cần thiết lập kỷ cương, cải cách hành chính, thống nhất nhận thức, hành động và nâng cao tính gương mẫu trong cán bộ, đảng viên mà đột phá từ Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Theo Tổng giám đốc, cần tạo lập cơ chế phát triển vốn nhằm đảm bảo nhu cầu đầu tư phát triển; xây dựng cơ chế tài chính bảo đảm cho hệ thống tài chính cân đối, bền vững, quản lý chặt chẽ, sử dụng linh hoạt, hiệu quả nguồn vốn. Đồng thời, chuẩn bị đầy đủ các điều kiện đáp ứng yêu cầu của thị trường tài chính, thị trường vốn trong nước và quốc tế để thu xếp vốn cho đầu tư phát triển; đẩy mạnh công tác cổ phần hóa, thu hút vốn đầu tư trong nước và ngoài nước vào phát triển 5 lĩnh vực chính.

Tập trung xây dựng, phát triển đội ngũ chuyên gia

Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng cho biết, năm 2014, với sự chỉ đạo quyết liệt của Chính phủ, sự nỗ lực của cộng đồng doanh nghiệp, trong đó có các tập đoàn hàng đầu như Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, chỉ số phát triển công nghiệp 11 tháng tăng 7,5% (dự kiến cả năm đạt 7,8%), xuất khẩu tăng 13% (vượt so với chỉ tiêu Quốc hội giao là 10%), xuất siêu 1,5 tỷ USD. Kết quả này có sự đóng góp lớn của Petrovietnam trong các lĩnh vực: xuất khẩu, tăng trưởng sản xuất và hội nhập kinh tế quốc tế.

Bộ trưởng cho rằng với kinh nghiệm, bản lĩnh của những người đi tìm lửa, Petrovietnam sẽ khắc phục khó khăn, hoàn thành vượt mức kế hoạch năm 2014. Bộ trưởng tin tưởng lãnh đạo chủ chốt của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp bước thế hệ đi trước, huy động sức mạnh tập thể, vượt qua khó khăn, hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ được Đảng, Chính phủ giao. Đặc biệt, Bộ trưởng khẳng định giữ vững chủ quyền biển đảo là nhiệm vụ không thể thiếu, đi liền với nhiệm vụ phát triển kinh tế; đòi hỏi bản lĩnh, kinh nghiệm của các chiến sĩ trên mặt trận dầu khí. Bộ trưởng tin tưởng năm 2014 và năm 2015 (năm cuối cùng trong Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015) sẽ là năm thắng lợi toàn diện của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San khẳng định trong thời gian qua, Tập đoàn đã trải qua những bước

thăng trầm nhưng tập thể những người đi tìm lửa đã đoàn kết, dưới sự chỉ đạo sát sao của Đảng, Chính phủ đã đạt các thành tựu to lớn, đóng góp tích cực và quan trọng cho nền kinh tế đất nước. Đặc biệt, Petrovietnam đã có các đóng góp về khoa học dầu khí được thế giới công nhận.

Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam tin tưởng các chương trình và giải pháp quan trọng của Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh sẽ đưa Ngành Dầu khí phát triển lên đỉnh cao mới. Thời gian tới, Petrovietnam phải đối diện với các thách thức về sản lượng, doanh thu, phải cạnh tranh quyết liệt ở trong nước và quốc tế. Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam mong Tập đoàn sẽ đồng tâm hiệp lực, phát huy sức mạnh tích hợp của các đơn vị thành viên, để đạt những thành tích to lớn hơn nữa. Hội Dầu khí Việt Nam luôn là người bạn đồng hành, là chỗ dựa về trí tuệ, khoa học công nghệ dầu khí, để tiếp tục phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam.

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn, việc hoàn chỉnh bộ máy nhân sự sẽ giúp Petrovietnam đương đầu với các thử thách trong thời gian tới. Chủ tịch HĐQT khẳng định, đội ngũ cán bộ chủ chốt và đội ngũ người lao động Dầu khí sẽ phát huy tối đa những kết quả đã đạt được, đoàn kết nhất trí, xây dựng Ngành Dầu khí Việt Nam ngày càng phát triển và phát triển ổn định.

Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn cho biết, sự biến động về giá dầu, tình hình an ninh khu vực, quan hệ chính trị... đang ảnh hưởng trực tiếp và sâu sắc đến hoạt động dầu khí; đòi hỏi phải có phản ứng tích cực, nhanh nhạy, quyết liệt. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ triển khai các giải pháp để phát triển ổn định; góp phần bảo vệ chủ quyền, an ninh trên biển; đưa thương hiệu Petrovietnam phát triển mạnh mẽ không chỉ ở trong nước, mà còn trong khu vực và trên thế giới. Để thực hiện các mục tiêu này, Chủ tịch HĐQT khẳng định sự đoàn kết nhất trí trong nội bộ là ưu tiên hàng đầu. Tập đoàn sẽ tạo điều kiện tốt nhất để xây dựng và phát triển đội ngũ cán bộ, đặc biệt trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Lãnh đạo Tập đoàn sẽ xây dựng cơ chế tốt nhất, để duy trì và phát triển đội ngũ cán bộ ở trong và ngoài nước, đi ra nước ngoài thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí và triển khai các hoạt động dịch vụ. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị có trách nhiệm chăm lo lợi ích của người lao động Dầu khí, tạo ra môi trường, động lực để người lao động làm việc, cống hiến cho sự nghiệp Dầu khí. Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn mong nhận được sự góp ý thẳng thắn, chỉ bảo ân cần của các thế hệ đi trước; để thế hệ hôm nay học hỏi vươn lên, gánh vác các trọng trách lớn hơn trong thời gian tới.

Việt Hà

Đưa con tàu Dầu khí Việt Nam VƯƠN RA BIỂN LỚN

Phát biểu tại Lễ công bố quyết định bổ nhiệm ngày 1/12/2014, Thành viên Hội đồng thành viên - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh nhấn mạnh: Dầu khí là tài nguyên không tái tạo, nhưng chúng ta có nguồn tài nguyên vô tận nằm ở khối óc, bàn tay của những Người Dầu khí. Cần thiết cải cách để tạo ra xung lực đột phá, mở đường cho sức sáng tạo phát triển, đồng nghĩa với việc tạo ra nguồn lực về vật chất và tinh thần, làm cho thực thể Petrovietnam luôn vững chãi, khỏe mạnh. Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh khẳng định quyết tâm sẽ toàn tâm, toàn ý, cống hiến hết mình vì sự phát triển bền vững của Tập đoàn, quyết tâm đưa con tàu Dầu khí Việt Nam vươn ra biển lớn. **Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn phát biểu nhận nhiệm vụ của Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.**



Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn chúc mừng Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh. Ảnh: Ngọc Linh

Hôm nay, tôi rất vinh dự khi được trao trọng trách giữ chức vụ thành viên HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Tôi hiểu rằng, đây là sự tin cậy của Chính phủ, Bộ Công Thương, của Thường vụ Đảng ủy, Hội đồng thành viên cùng toàn thể cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đối với cá nhân tôi.

Tôi nhận thức rất rõ trách nhiệm to lớn của mình đối với Đảng, với đất nước và với Ngành Dầu khí của chúng ta.

Sau khi tốt nghiệp phổ thông, tôi được Đảng, Nhà nước cử đi học tại Bacu - Liên Xô (cũ), tốt nghiệp kỹ sư địa vật lý chuyên ngành thăm dò địa chất dầu khí. Từ đó, hơn 30 năm liên tục tôi được phân công nhiệm vụ ở nhiều lĩnh vực sản xuất kinh doanh của Ngành Dầu khí.

Đến hôm nay, tại buổi lễ trang trọng này, được phát biểu trước các đồng chí với cương vị mới, bằng tấm lòng của mình, tôi xin gửi tới các đồng chí lãnh đạo, các đại biểu, các đồng chí, đồng nghiệp và toàn thể người lao động dầu khí lời cảm ơn chân thành và sâu sắc nhất.

Tôi xin hứa sẽ đoàn kết cùng tập thể lãnh đạo và cán bộ, công nhân viên trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, ra sức phấn đấu cho một mục tiêu là xây dựng Tập đoàn phát triển bền vững, xứng đáng là Tập đoàn kinh tế trụ cột của đất nước.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam hôm nay đã có bước phát triển vượt bậc, hoàn chỉnh, đồng bộ cả về chiều rộng và chiều sâu, là hình mẫu doanh nghiệp tốt nhất, là điểm sáng chứng minh vai trò quan trọng của doanh nghiệp Nhà nước trong nền kinh tế thị trường theo định hướng xã hội chủ nghĩa.

Thành quả lớn lao và ý nghĩa này là kết quả nỗ lực miệt mài của tập thể cán bộ, công nhân viên lao động Dầu khí qua các thời kỳ; là tâm sức, cống hiến của các thế hệ lãnh đạo Tập đoàn; là sự lãnh đạo tài tình, sáng suốt của Đảng, Chính phủ; là sự đùm bọc, chở che và cả bao dung của đồng bào, chiến sĩ cả nước.

Buổi lễ hôm nay là dấu mốc chuyển giao thế hệ tại Tập đoàn; việc giao trọng trách cho những người có quá trình rèn luyện, công tác trong môi trường hoạt động dầu khí như đồng chí Chủ tịch HĐQT Nguyễn Xuân Sơn và tôi thêm một lần nữa khẳng định tin tưởng, ghi nhận của Đảng, Chính phủ, Bộ Công Thương và các Bộ, Ngành Trung ương với Tập đoàn. Điều này cũng thể hiện sự đoàn kết, thống nhất trong tập thể cán bộ chủ chốt và sự tin nhiệm của các đồng chí dành cho cá nhân tôi. Đặc biệt trong đó có tình cảm, sự ủng hộ chân thành của các cán bộ, người lao động ở những môi trường tôi đã trực tiếp công tác và không thể thiếu sự giúp đỡ của các đồng chí lãnh đạo tiền nhiệm: nguyên Chủ tịch Phùng Đình Thực, nguyên Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu.

Cho phép tôi được thể hiện sự tri ân của mình bằng cách thiết thực nhất: toàn tâm, toàn ý, cống hiến hết mình vì sự phát triển bền vững của Tập đoàn, quyết tâm đưa con tàu Dầu khí Việt Nam vươn ra biển lớn.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có một bề dày truyền thống tốt đẹp. Đó là truyền thống không ngừng vươn lên khắc phục mọi khó khăn, gian khổ của những người luôn cố gắng tìm dầu để làm giàu cho Tổ quốc. Truyền thống vừa là động lực cho mọi hoạt động của Tập đoàn trong tương lai, nhưng lại vừa là áp lực cho cán bộ, công nhân viên, nhất là những người được giao trọng trách - bởi vì phải làm thế nào để kế thừa và phát huy truyền thống tốt đẹp đó.

Liên tục trong một tuần qua, tôi được gặp gỡ, tiếp xúc với nhiều đồng chí nguyên lãnh đạo của Tập đoàn. Cảm nhận xuyên suốt là những trăn trở, nung nấu, hy vọng ở Chiến lược vươn xa của Ngành Dầu khí và kỳ vọng ở đội ngũ lãnh đạo đương nhiệm. Tất cả những mong mỏi ấy đều không nằm ngoài trông đợi của Đảng, Chính phủ với Tập đoàn.

Bằng thái độ cầu thị, chúng tôi nghiêm túc tiếp thu và khẳng định quyết tâm thực hiện mục tiêu phát triển bền vững Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam theo đúng chủ trương, định hướng của Bộ Chính trị và Chính phủ. Tiếp tục phát triển 5 lĩnh vực chính: Tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, công nghiệp lọc - hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao, với hạt nhân cốt lõi cần chú trọng phát triển toàn diện là tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Cụ thể ở từng lĩnh vực cần ưu tiên tập trung một số nhiệm vụ sau:

Về tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí: Ở trong nước: Đẩy mạnh tìm kiếm thăm dò dầu khí ở những vùng nước sâu, xa bờ, gia tăng trữ lượng dầu khí, góp phần giữ vững chủ quyền biển đảo quốc gia. Đồng thời tăng cường thăm dò và tận thăm dò tại các khu vực truyền thống, tối ưu hóa thăm dò - thăm lượng nhằm sớm đưa các phát hiện dầu khí mới, các mỏ nhỏ cận biên vào phát triển khai thác. Gia tăng hệ số thu hồi dầu, nâng cao hiệu quả các mỏ đang khai thác của Tập đoàn. Ở nước ngoài: Tích cực tìm kiếm các dự án mới, tập trung ở các khu vực có quan hệ truyền thống tốt. Đánh giá, lựa chọn các dự án tiềm năng trên nguyên tắc đảm bảo hiệu quả và quản trị rủi ro.

Về công nghiệp lọc - hóa dầu: Khai thác tối đa cơ sở vật chất, sản phẩm của các nhà máy có sẵn, kết hợp đầu tư mới các dự án hiệu quả để tối ưu hóa hoạt động, nâng cao hiệu quả các nhà máy lọc dầu. Đẩy mạnh phát triển chế biến sâu, hóa dầu và gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí, đáp ứng các nguyên liệu đầu vào cơ bản cho các ngành công nghiệp sản xuất trong nước cùng phát triển.

Về phát triển công nghiệp khí: Xây dựng hoàn chỉnh cơ sở hạ tầng ngành công nghiệp khí đồng bộ từ khai thác, thu gom, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối khí, tăng cường chế biến sâu nhằm gia tăng giá trị khí. Đảm bảo cung cấp đủ khí cho nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và tiêu dùng của nhân dân.

Về công nghiệp điện: Vận hành ổn định, an toàn, hiệu quả các nhà máy điện, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng điện quốc gia. Ưu tiên sử dụng hiệu quả nguồn nhiên liệu khí cho phát triển các nhà máy nhiệt điện khí trên cơ sở hiệu quả đầu tư.

Về dịch vụ kỹ thuật dầu khí: Phát triển dịch vụ dầu khí kỹ thuật cao, ứng dụng khoa học công nghệ tiên tiến, xây dựng các đơn vị dịch vụ đủ mạnh đảm bảo chủ động thực hiện các hoạt động dầu khí, các dự án đầu tư của Tập đoàn đồng thời mở rộng, phát triển ra thị trường nước ngoài đem lại hiệu quả cao nhất.

Để phù hợp với thực tiễn tình hình trong nước và quốc tế cũng như giải quyết các vấn đề cấp bách đặt ra trong từng giai đoạn, tôi và đồng chí Chủ tịch HĐQT thống nhất phương châm: quyết liệt hành động, giai đoạn khác nhau, giải pháp khác nhau. Trước mắt, với cương vị Tổng giám đốc, Thành viên HĐQT tôi sẽ đề xuất với Thường vụ Đảng ủy, HĐQT phát huy cao độ khả năng của các phó tổng giám đốc và bộ máy giúp việc điều hành, huy động sức mạnh của cả hệ thống chính trị tập trung làm tốt một số giải pháp sau đây:

Thứ nhất, yếu tố quyết định mọi thành công luôn là vấn đề con người, bởi vậy, song song với việc xây dựng hệ thống quản trị chuẩn mực quốc tế, cần xây dựng chiến lược và quy hoạch phát triển nhân lực theo từng ngành nghề, phát triển đội ngũ chuyên gia thuộc lĩnh vực cốt lõi và các lĩnh vực chính. Cần có ngay các biện pháp tập hợp đội ngũ, trọng dụng người tài vào đúng vị trí để

có thể cống hiến ở mức cao nhất, đặc biệt đội ngũ chuyên gia kỹ thuật thăm dò, khai thác dầu khí đủ sức vươn ra nước ngoài. Tranh thủ và trân trọng kinh nghiệm, tri thức, tâm huyết của đội ngũ chuyên gia kỹ thuật đầu ngành dù đã nghỉ hưu hay đang công tác tạo nên sức mạnh tổng hợp cho nhiệm vụ ngày càng khó khăn phức tạp. Tạo ra môi trường làm việc có văn hóa, công bằng, khoa học, kỷ luật, chuyên nghiệp để người lao động yên tâm làm việc và phát huy sáng tạo.

Thứ hai, về khoa học công nghệ: Cần đổi mới nhận thức, xây dựng đồng bộ chính sách về khoa học công nghệ nhằm giải phóng năng lực sáng tạo; gắn kết công tác nghiên cứu khoa học, đào tạo với thực tiễn sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, sớm đưa các sản phẩm của khoa học đi vào thực tiễn, đem lại hiệu quả thiết thực. Kết hợp đào tạo với sử dụng đội ngũ cán bộ làm công tác khoa học công nghệ; tăng cường hợp tác quốc tế, chủ động tiếp nhận, chuyển giao công nghệ để ứng dụng trong sản xuất kinh doanh; cập nhật các ứng dụng của tiến bộ khoa học kỹ thuật trong hoạt động dầu khí.

Thứ ba, phát huy hiệu quả công tác quản lý thông qua hai nhóm giải pháp cơ bản: (1) Nhóm giải pháp liên quan đến công tác quản lý, điều hành hoạt động của Tập đoàn như: Tăng quyền chủ động trong sản xuất, kinh doanh, chính sách giá, thuế, thu xếp vốn, thủ tục hành chính... (những vấn đề này cần tổng kết thực tiễn một cách sâu sắc, mạnh dạn trong đề xuất tham mưu, nhất là trong bối cảnh đang tích cực tổng kết 10 năm thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí và tham mưu Bộ Chính trị, Chính phủ, Bộ Công Thương ban hành Chiến lược mới). (2) Nhóm giải pháp liên quan đến mô hình Tập đoàn, cơ chế hoạt động theo hướng vừa tăng cường quản lý vừa hỗ trợ, hợp tác và chia sẻ, bộ máy Tập đoàn phải là động lực, là chỗ dựa, là niềm tin để các đơn vị hăng hái phát triển sản xuất kinh doanh. Đồng thời với việc thực hiện thành công Đề án tái cơ cấu đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt cần giải quyết dứt điểm tình trạng khó khăn ở một số đơn vị, dự án bằng tổng lực của Công ty mẹ và các đơn vị thành viên. Muốn làm tốt công tác quản lý, không gì khác hơn là thiết lập kỷ cương, cải cách hành chính, thống nhất nhận thức, hành động và nâng cao tính gương mẫu trong cán bộ, đảng viên mà đột phá từ Công ty mẹ Tập đoàn.

Cuối cùng (nhưng là trọng yếu) cần tạo lập cơ chế phát triển vốn nhằm đảm bảo nhu cầu đầu tư phát triển của Tập đoàn. Xây dựng cơ chế tài chính bảo đảm cho hệ thống tài chính Tập đoàn cân đối, bền vững, quản lý chặt chẽ, sử dụng linh hoạt, hiệu quả nguồn vốn toàn Tập đoàn. Chuẩn bị đầy đủ các điều kiện đáp ứng yêu cầu của thị trường tài chính, thị trường vốn trong nước và quốc tế để thu xếp vốn cho đầu tư phát triển. Đẩy mạnh cổ phần hóa, thu hút vốn đầu tư trong nước và ngoài nước vào phát triển 5 lĩnh vực chính của Ngành Dầu khí.

Dầu khí là tài nguyên không tái tạo, nhưng chúng ta có nguồn tài nguyên vô tận nằm ở khối óc, bàn tay của những Người Dầu khí. Theo quy luật vận động của thời gian, có những cái cũ đã mất dần trong dòng chảy, cần thiết cải cách để tạo ra xung lực đột phá, mở đường cho sức sáng tạo phát triển. Giải phóng sức sáng tạo đồng nghĩa với việc tạo ra nguồn lực về vật chất và tinh thần, làm cho thực thể Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam luôn vững chãi, khỏe mạnh. Từ điểm xuất phát căn bản đó, chúng ta tự tin có đủ điều kiện, tập trung tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, đẩy mạnh chế biến sâu, gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí, tạo ra sản phẩm thiết yếu cho sự phát triển của đất nước. Với tinh thần đó, tôi mong muốn và kêu gọi những người lao động dầu khí ở trong nước và ngoài nước, ở trên biển, trên bờ, ở các đơn vị và Công ty Mẹ Tập đoàn đồng lòng, dốc sức vì sự lớn mạnh không ngừng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, của Tổ quốc Việt Nam mà trong đó có cả gia đình và bản thân mỗi chúng ta.



Petrovietnam đảm bảo kế hoạch **GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ**

Trong cuối năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tập trung mọi nguồn lực, kiểm soát chặt chẽ hoạt động của các dự án tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác, đảm bảo hoàn thành vượt mức kế hoạch gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2014. Đây cũng là các vấn đề trọng tâm được thảo luận tại Kỳ họp II Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí nhiệm kỳ 2014 - 2016.

Tại Kỳ họp II, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã tập trung thảo luận các nội dung: công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí của Petrovietnam năm 2014; công tác đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí năm 2014 và bài học kinh nghiệm; tình hình thực hiện kế hoạch tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"; kết quả thăm dò/thăm dò mở rộng Lô 05-1a; kết quả nghiên cứu dấu hiệu tiền đề về tiềm năng gas hydrate ở vùng biển và thềm lục địa Việt Nam...

Theo Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí, trong 10 tháng đầu năm 2014, Petrovietnam đã tích cực triển khai công tác tìm kiếm thăm dò và hoàn thành kế hoạch khảo sát địa chấn, gia tăng trữ lượng, khoan 20 giếng thăm dò/thăm lượng; đang thi công 9 giếng thăm dò/thăm lượng, có 7 phát hiện dầu khí mới.

Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng, Tập đoàn cần tiếp tục đẩy mạnh đầu tư cho công tác nghiên cứu địa chất, địa vật lý và công tác khoan. Các phát hiện dầu khí mới tại các cấu tạo Hàm Rồng Nam, Hàm Rồng Đông đã thúc đẩy công tác tìm kiếm thăm dò và phát triển khai thác cụm mỏ Hàm Rồng nói riêng và khu vực Bắc bể Sông Hồng nói chung. Phát hiện dầu khí mới tại cấu tạo Sao Vàng tạo tiền đề cho việc phát triển khai thác Lô 05-1b&c, bể Nam Côn Sơn...

Về các bài học kinh nghiệm để đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí năm 2014, Ban Khai thác Dầu khí Tập đoàn cho biết: cần theo dõi chặt chẽ động thái khai thác của từng giếng và của thiết bị khai thác để có kế hoạch ứng phó kịp thời và phù hợp khi có sự cố; thực hiện tốt công tác chuẩn bị và xây dựng phương án thực hiện công việc nhằm



giảm thiểu thời gian dừng khai thác; lên các phương án dự phòng để đảm bảo các hoạt động phát triển và khai thác không bị gián đoạn, đạt hiệu quả cao nhất; cần có các công trình nghiên cứu cụ thể để đánh giá toàn diện tình trạng ngập nước, cát xâm nhập... của các giếng/mỏ để có các giải pháp phù hợp; tối ưu hóa các biện pháp hỗ trợ khai thác (gaslift, bơm ép...); lập kế hoạch tiêu thụ khí phù hợp, phối hợp chặt chẽ với PV GAS để tối đa lượng khí và condensate thu hồi, giảm thiểu lượng khí đốt bỏ... Tiểu ban cho rằng sản lượng khai thác dầu thô vượt kế hoạch (chủ yếu từ các mỏ trong nước) là thành tích quan trọng của khối E&P.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai xây dựng phương án thu gom khí. Hệ thống đường ống dẫn khí PM3 (sắp tới là đường ống dẫn khí Lô B) sẽ mở ra cơ hội phát triển các mỏ/phát hiện nhỏ, cận biên ở khu vực Tây Nam. Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí kiến nghị Tập đoàn giao Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu, đề xuất cơ chế, chính sách phát triển mỏ nhỏ, mỏ cận biên.



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

Về công tác thực hiện kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí của Vietsovpetro, Tiểu ban cho rằng còn nhiều khu vực ở Lô 09-1 cần tiến hành thăm dò, bổ sung trữ lượng. Do đó, Vietsovpetro cần triển khai công tác thu nổ địa chấn toàn Lô bằng công nghệ mới, nâng cao chất lượng tài liệu.

Trên cơ sở báo cáo công tác tận thăm dò/thăm dò mở rộng Lô 05-1a của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Tiểu ban đánh giá kết quả các giếng khoan thăm lường và thăm dò mở rộng mỏ Đại Hùng cho thấy tiềm năng dầu khí còn lại ở các khu vực nội và ngoại mỏ Đại Hùng còn khá lớn; khẳng định định hướng đúng đắn trong chương trình phát triển mỏ Đại Hùng. PVEP cần tiếp tục nghiên cứu, đánh giá mối liên hệ, sự khác biệt về cấu trúc, hệ thống dầu khí giữa khu vực mỏ Đại Hùng, Nam Đại Hùng và khu vực Thần Nông. Chương trình phát triển tiếp theo của mỏ Đại Hùng với mục tiêu thăm dò, thăm lường đối tượng trầm tích lục nguyên, PVEP cần tiếp tục nghiên cứu, đánh giá việc khoan vào đối tượng móng ở khu vực mỏ Đại Hùng.

Trên cơ sở các biểu hiện và các yếu tố tác động, Viện Dầu khí Việt Nam cho rằng có thể phân chia thành các vùng có khả năng chứa gas hydrate với mức độ khác nhau. Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng công tác thăm dò, phát triển khai thác gas hydrate đòi hỏi công nghệ phức tạp, cần thời gian và có các bước đi thận trọng. Do đó, tiềm năng gas hydrate trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam cần tiếp tục được nghiên cứu, đánh giá và dự báo cẩn trọng để có định hướng phù hợp cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí.

Lê Khoa

PHÂN TÍCH TỔNG HỢP, MÔ HÌNH HÓA, ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG DẦU KHÍ CÁC BỂ TRẦM TÍCH Ở VIỆT NAM

Từ năm 2001 đến nay, Dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích ở Việt Nam” đã triển khai khoan khảo sát 3 giếng thăm dò tại Trũng Sông Ba, đảo Phú Quốc và đảo Bạch Long Vĩ, góp phần làm sáng tỏ cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích, giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) định hướng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí cũng như thu hút các công ty dầu khí quốc tế khác đến đầu tư tại Việt Nam.



TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam và TS. Flemming Getreuer Christiansen - Phó Tổng giám đốc Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS) đại diện hai bên ký kết Biên bản ghi nhớ (MOU). Ảnh: Như Trang

Ngày 21/11/2014, tại Hà Nội, Viện Dầu khí Việt Nam phối hợp với Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS), Đại học Tổng hợp Copenhagen (GI/KU), Đại học Mỏ Địa chất (HUMG), Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội (HUS) tổ chức Hội nghị tổng kết dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích ở Việt Nam” thuộc chương trình “Nâng cao năng lực nghiên cứu” (ENRECA) do Cơ quan Phát triển Quốc tế Đan Mạch (DANIDA) tài trợ. Đây là dự án hợp tác nghiên cứu tiêu biểu giữa các cơ quan nghiên cứu, trường đại học của Việt Nam và Đan Mạch, góp phần nâng cao năng lực nghiên cứu trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí, gồm nhiều pha được tài trợ không hoàn lại bằng nguồn kinh phí thuộc quỹ toàn cầu của Đan Mạch ngoài cam kết ODA hàng năm của Đan Mạch dành cho Việt Nam.

Dự án được triển khai trong 3 giai đoạn (3 pha) và đã đạt nhiều kết quả quan trọng trong hợp tác nghiên cứu khoa học, đào tạo, ứng dụng và chuyển giao công nghệ. Pha I - Nghiên cứu bể trầm tích Phú Khánh (2001 - 2004); Pha II - Nghiên cứu bể trầm tích Malay - Thổ Chu (2005 - 2009); Pha III - Nghiên cứu phía Bắc bể Sông Hồng và Miền vông Hà Nội (2010 - 2014). Dự án đã triển khai khoan khảo sát 3 giếng thăm dò (mỗi giếng có chiều sâu khảo sát

trên 500m) tại Trũng Sông Ba, đảo Phú Quốc và đảo Bạch Long Vĩ, cung cấp các thông tin rất có giá trị cho công tác nghiên cứu tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Các kết quả nghiên cứu của Dự án đã được đăng tải trong 50 bài báo khoa học trên các tạp chí trong nước và quốc tế, góp phần làm sáng tỏ cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Phú Khánh, Malay - Thổ Chu, Phú Quốc, Sông Hồng và góp phần tích cực vào việc quảng bá, thu hút đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại Việt Nam, định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, khẳng định và bảo vệ chủ quyền Quốc gia.

Với sự hợp tác tích cực các chuyên gia Đan Mạch, Viện Dầu khí Việt Nam đã nhận chuyển giao các thiết bị và công nghệ tiên tiến như các trạm làm việc (workstation), các phần mềm chuyên dụng (PetroMod, ProMax), các thiết bị phân tích, thí nghiệm..., giúp triển khai hiệu quả hơn công tác xử lý, minh giải tài liệu địa chất, địa vật lý, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí, từ đó góp phần nâng cao năng lực nghiên cứu. Đến nay, Dự án đã tổ chức nhiều khóa đào tạo ngắn hạn, đào tạo theo công việc, tạo điều kiện tốt cho các thành viên tham gia Dự án nâng cao kiến thức chuyên môn, kỹ năng nghiên cứu và giảng dạy. Dự án đã phối hợp với các trường Đại học Mỏ Địa chất và Đại học Khoa học Tự nhiên của Việt Nam đào



Phó Đại sứ Đan Mạch Christian Brix Moller và ông Ioannis Abatzis - Giám đốc điều hành dự án trao biểu trưng chuyển giao công nghệ cho VPI, HUMG, HUS. Ảnh: Ngọc Linh

tạo cho ngành dầu khí và các cơ sở đào tạo dầu khí 12 tiến sĩ, 13 thạc sĩ thuộc các chuyên ngành địa chất dầu khí, địa vật lý, địa hóa, trầm tích và cổ sinh...

Tại Hội nghị, các nhà khoa học Việt Nam và Đan Mạch đã trình bày, giới thiệu các kết quả nghiên cứu khoa học nổi bật của Pha III (Nghiên cứu phía Bắc bể Sông Hồng và Miền vông Hà Nội), đặc biệt là kết quả giếng khoan ENRECA 3 trên đảo Bạch Long Vĩ, trao đổi và chia sẻ những thông tin mới phục vụ cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí khu vực bể Sông Hồng.

Tại Hội nghị, Viện Dầu khí Việt Nam và Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland đã ký kết Biên bản ghi nhớ (MOU) trong hợp tác nghiên cứu khoa học và kỹ thuật. Theo đó, trong thời gian tới, hai bên sẽ tăng cường hợp tác nghiên cứu trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí; giáo dục và đào tạo tiến sĩ, chuyên gia, trao đổi sinh viên...

Nhân dịp này, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trao tặng Kỷ niệm chương "Vi sự nghiệp Dầu khí" cho 2 chuyên gia (ông Ioannis Abatzis - Giám đốc điều hành dự án và TS. Lars Henrik Nielsen - Trưởng bộ phận nghiên cứu địa tầng, Chủ nhiệm kỹ thuật của dự án) vì đã có đóng góp tích cực cho sự phát triển của Petrovietnam.

Theo TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Chủ nhiệm Dự án, kết quả quan trọng của Dự án là đã thiết lập được phương thức hợp tác nghiên cứu rất hiệu quả giữa các cơ quan nghiên cứu, trường đại học của Việt Nam và Đan Mạch trong lĩnh vực nghiên cứu địa chất, đánh giá tiềm năng dầu khí. Đây là tiền đề thuận lợi cho Viện Dầu khí Việt Nam tăng cường hợp tác quốc tế, góp phần nâng cao năng lực nghiên cứu, từ đó có thể triển khai hiệu quả hơn các nghiên cứu/dịch vụ khoa học công nghệ mang tính tổng hợp, kết hợp kinh nghiệm của cán bộ khoa học kỹ thuật với việc ứng dụng công nghệ cao.

Việt Hà



ÔNG CHRISTIAN BRIX MOLLER - PHÓ ĐẠI SỨ ĐAN MẠCH TẠI VIỆT NAM

Chúng tôi vui mừng nhận thấy sự hỗ trợ của DANIDA trong thời gian qua đã tạo điều kiện hợp tác nghiên cứu lâu dài và tích hợp các kiến thức của các nhà địa chất Đan Mạch và Việt Nam. Chúng tôi tin tưởng rằng các thành tựu quan trọng trong lĩnh vực giáo dục, đào tạo, chuyển giao công nghệ và xây dựng năng lực nghiên cứu đã đóng góp đáng kể vào sự phát triển bền vững của Ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng và Việt Nam nói chung. Dự án xây dựng năng lực ENRECA là ví dụ điển hình. Bên cạnh việc triển khai hợp tác nghiên cứu hiệu quả giữa các viện, Chính phủ hai nước đã phối hợp chặt chẽ nhằm xây dựng môi trường kinh doanh tích cực để các doanh nghiệp Đan Mạch và Việt Nam hợp tác và phát triển. Đại sứ quán Đan Mạch hoan nghênh các sáng kiến của lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam để thiết lập hợp tác kinh doanh hiệu quả với Haldor Topsøe trong lĩnh vực cung cấp xúc tác chất lượng cao cho các nhà máy phân bón ở Việt Nam. Chúng tôi hy vọng rằng các mối quan hệ mà hai bên đã thiết lập sẽ tiếp tục phát triển mạnh mẽ qua hoạt động hợp tác nghiên cứu và kinh doanh trong tương lai.



TS. NGUYỄN QUỐC THẬP - PHÓ TỔNG GIÁM ĐỐC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Việc áp dụng thành công kết quả nghiên cứu khoa học sẽ là giải pháp trung tâm để giải quyết các thách thức mới trong ngành công nghiệp dầu khí, đặc biệt là trong hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí. Trong hơn 35 năm qua, Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện hàng trăm dự án nghiên cứu; hợp tác chặt chẽ và hiệu quả với các cơ quan nghiên cứu trong nước và quốc tế; đóng góp đáng kể cho sự thành công và phát triển của Petrovietnam. Trong đó, Dự án ENRECA đã tăng cường trang thiết bị và nâng cao năng lực nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam, có khả năng cung cấp dịch vụ nghiên cứu và tư vấn hiệu quả hơn cho Petrovietnam và các công ty dầu khí khác hoạt động tại Việt Nam. Kết quả nghiên cứu thu được từ Dự án ENRECA giúp Petrovietnam định hướng hoạt động thăm dò khai thác dầu khí cũng như thu hút các công ty dầu khí quốc tế khác đến thăm dò dầu khí tại Việt Nam.

DỰ ÁN “ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG DẦU KHÍ TRÊN VÙNG BIỂN VÀ THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM”:

ĐÓNG GÓP QUAN TRỌNG CHO KHOA HỌC ĐỊA CHẤT DẦU KHÍ

Ngày 10/11/2014, tại Hà Nội, Ban chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển đã tổ chức họp Hội đồng nghiệm thu cấp Nhà nước để đánh giá kết quả thực hiện Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”. Dự án do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện được Hội đồng xếp loại xuất sắc (90,45 điểm) do có nhiều đóng góp mới, quan trọng cho khoa học địa chất dầu khí, định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền Quốc gia.



Chủ tịch Hội đồng nghiệm thu cấp Nhà nước - Thứ trưởng Bộ Tài nguyên Môi trường Chu Phạm Ngọc Hiển đánh giá kết quả nghiên cứu của Dự án. Ảnh: Ngọc Linh

Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” thuộc “Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020” do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 1/3/2006 tại Quyết định số 47/2006/QĐ-TTg. Từ kết quả xử lý và minh giải khối lượng lớn tài liệu, số liệu khảo sát địa chất - địa vật lý, Dự án đã chính xác hóa cấu trúc và xác định ranh giới giữa các bể trầm tích Cenozoic: Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, Phú Quốc, Trường Sa, Tư Chính - Vũng Mây. Dự án đã làm rõ một số vấn đề cơ bản về kiến tạo Biển Đông như: hoạt động đứt gãy của các hệ thống chính; cơ chế hình thành và lịch sử phát triển địa chất của các đơn vị kiến tạo trong các giai đoạn trước tách giãn, tách giãn, sau tách giãn; hoạt động magma phun trào; điều kiện và môi trường trầm tích của các phân vị địa tầng trong Cenozoic đã được làm sáng tỏ nhờ đối sánh và liên kết khu vực một cách tổng thể, thống nhất và hệ thống. Cấu trúc địa chất của các bể trầm tích, đới, vùng, cấu tạo và bẫy chứa đã được chính xác hóa bằng các số liệu mới; ứng dụng công nghệ, trang thiết bị, phần mềm minh giải tài liệu hiện đại, có độ tin cậy và chính xác cao. Dựa trên kết quả phân tích, đánh giá hệ thống dầu khí và tiềm năng, trữ lượng dầu khí, Dự án đã xác lập và phân chia khu vực nghiên cứu thành 5 cấp độ triển vọng: vùng triển vọng cao (thiên về dầu/khí), vùng triển vọng khá (thiên về dầu/khí), vùng triển vọng trung bình, vùng triển vọng thấp và vùng chưa rõ triển vọng.

Số lượng, khối lượng, các loại sản phẩm khoa học công nghệ chính của Dự án đều đạt và vượt so với Đề cương đã được phê duyệt. Dự án đã xây dựng được bộ bản đồ tỷ lệ 1:1.000.000 cho toàn bộ thềm lục địa và vùng biển Việt Nam, gồm: 5 bản đồ cấu tạo, 4 bản đồ đẳng dày, 2 bản đồ đá mẹ và mức độ trưởng thành, 1 bản đồ phân vùng kiến tạo, 1 bản đồ các cấu tạo triển vọng và tiềm năng dầu khí, 4 bản đồ tập hợp cấu tạo triển vọng, 1 bản đồ phân vùng triển vọng dầu khí. Đây là bộ bản đồ lần đầu tiên được xây dựng khá đồng bộ, đầy đủ và hoàn chỉnh trên cơ sở tổng hợp, liên kết hàng loạt bản đồ tương ứng ở tỷ lệ lớn hơn (1:200.000 - 1:500.000) của các bể trầm tích, định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò tài nguyên dầu khí nói riêng và khoáng sản nói chung; đáp ứng yêu cầu quy hoạch và quản lý tài nguyên, môi trường biển trong thời gian tới.

GS.TS. Trần Văn Trị - Phó Chủ tịch Tổng hội Địa chất Việt Nam cho rằng, Dự án lần đầu tiên xác định ranh giới 8 bể trầm tích Cenozoic, thành lập được bộ bản đồ cấu tạo, đẳng dày theo các mặt phản xạ móng (trước Cenozoic, nóc Oligocene, nóc Miocene hạ, nóc Miocene thượng) một cách có hệ thống cho từng bể, góp phần định hướng cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí và làm sáng tỏ hơn lịch sử hình thành và tiến hóa kiến tạo Biển Đông trong Đệ Tam. Các tác giả đã nêu khái quát về cấu trúc kiến tạo khu vực nghiên cứu, thành lập các bản đồ dị thường

từ, dị thường trọng lực Bughe, tướng và môi trường trầm tích Oligocene, Miocene, phân vùng kiến tạo các bể trầm tích Cenozoic cho cả vùng biển và thềm lục địa Việt Nam với các cấu trúc bậc I là bể, bậc II là phụ bể, đới, trũng, các đới đứt gãy chính làm tiền đề cho nghiên cứu, đánh giá hệ thống dầu khí.

Theo đánh giá của PGS.TS. Lê Hải An - Hiệu trưởng Đại học Mở - Địa chất, Dự án đã phân chia các đơn vị cấu trúc và xây dựng bộ bản đồ cấu trúc cho toàn bộ thềm lục địa và vùng biển Việt Nam; xác lập và chuẩn hóa các đơn vị cấu tạo bậc I, II ở các bể trầm tích, góp phần làm rõ hơn lịch sử hình thành, tiến hóa của các bể trầm tích Cenozoic trong khung cảnh kiến tạo khu vực. Dự án đã đánh giá và hệ thống hóa hệ thống dầu khí các bể trầm tích Cenozoic; đánh giá tiềm năng dầu khí và xây dựng hệ thống cơ sở dữ liệu tiềm năng dầu khí các bể trầm tích Cenozoic; phân vùng triển vọng dầu khí cho toàn bộ thềm lục địa và vùng biển Việt Nam. Dự án đã xác lập được một bộ cơ sở dữ liệu dầu khí thống nhất và đầy đủ cho cơ quan Nhà nước quản lý về biển và hải đảo, góp phần bảo vệ chủ quyền, an ninh vùng biển Việt Nam. Xây dựng, đào tạo và nâng cao kiến thức của đội ngũ cán bộ khoa học trình độ cao với trang thiết bị tiên tiến, các hệ thống phần mềm chuyên dụng hiện đại và cập nhật nhất trong lĩnh vực dầu khí.

TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Chủ nhiệm Dự án cho biết, từ kết quả nghiên cứu, Viện Dầu khí Việt Nam đã đề xuất phương hướng triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại từng khu vực cụ thể trong thời gian tới. Theo đó, cần ưu tiên nguồn lực cho các vùng có triển vọng cao, triển vọng khá về dầu và khí ở các bể trầm tích trên thềm lục địa và vùng biển Việt Nam. Đối với các bể trầm tích/khu vực mới có hoạt động tìm kiếm thăm dò, chưa có mỏ/đối tượng đưa vào khai thác dầu khí, cần tập trung nghiên cứu, thu nổ địa chấn 2D, 3D bổ sung, lựa chọn tiến hành khoan thăm dò các đối tượng tiềm năng, để gia tăng trữ lượng các cấp. Đối với các bể/diện tích truyền thống, cần đẩy mạnh nghiên cứu chính xác hóa tiềm năng, khoan thăm dò bổ sung và thẩm định các diện tích/đối tượng cụ thể, nhằm gia tăng trữ lượng xác minh và sản lượng khai thác.

Viện Dầu khí Việt Nam đề xuất cần đẩy mạnh công tác nghiên cứu điều tra cơ bản; khai thác, ứng dụng tổ hợp các phương pháp và công nghệ hiện đại để nghiên cứu cấu trúc nứt nẻ, quy mô phân bố bể chứa và đánh giá lại trữ lượng dầu khí của đá móng ở các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn và Đông Bắc bể Sông Hồng. Phân tích định lượng, đánh giá triển vọng dầu khí bể phi cấu tạo và hỗn hợp ở các bể Cửu

GS.TS. TRẦN VĂN TRỊ - PHÓ CHỦ TỊCH TỔNG HỘI ĐỊA CHẤT VIỆT NAM:

Với hệ thống dầu khí của các bể trầm tích Cenozoic, các tác giả đã phân tích, đánh giá đặc điểm các yếu tố đá sinh, đá chứa, đá chắn, thời gian di cư dầu khí cũng như hệ số thành công của 8 bể với tài liệu thực tế phong phú và có độ tin cậy cao. Báo cáo đã xây dựng được các mô hình, bản đồ trường thành vật chất hữu cơ cho các tầng đá mẹ, quá trình sinh thành hydrocarbon, biểu đồ quan hệ HI và T_{max} tiềm năng sinh, nguồn gốc hydrocarbon của các trầm tích Oligocene, Miocene, hệ số thành công TOS trung bình trong thăm dò dầu khí ở các bể rõ hơn các nghiên cứu trước đây.

PGS.TS. LÊ HẢI AN - HIỆU TRƯỞNG ĐẠI HỌC MỞ - ĐỊA CHẤT

Tôi đánh giá cao công sức của nhóm tác giả và các kết quả - sản phẩm trí tuệ đạt được của các nhà khoa học và các nhà nghiên cứu có bề dày kinh nghiệm thực tiễn và lý thuyết. Những kết quả đạt được mang tính khoa học và thực tiễn, có tính định hướng cho các nghiên cứu chuyên sâu tiếp theo cũng như cho công tác hoạch định chính sách và xây dựng chiến lược tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí.

Long, Malay - Thổ Chu, lựa chọn vị trí giếng khoan thăm dò. Nghiên cứu đánh giá tích tụ khí trong trầm tích Miocene thượng, Pliocene, Pleistocene ở các bể Sông Hồng, Phú Khánh. Đồng thời, nghiên cứu đánh giá lại tiềm năng dầu khí trong bể chứa carbonate tuổi Miocene ở phần Nam bể Sông Hồng và bể Nam Côn Sơn; nghiên cứu đánh giá các dạng bể chứa phi truyền thống (sét kết chặt sít nứt nẻ, tầng than chứa khí, tích tụ gas hydrate...); nghiên cứu quy luật phân bố và hàm lượng khí CO₂ trong các mỏ dầu khí, các giải pháp công nghệ khai thác...

Sau khi nghe ý kiến đánh giá của các phản biện, các ủy viên Hội đồng nghiệm thu cấp Nhà nước, ý kiến góp ý của Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các chuyên gia, Chủ tịch Hội đồng nghiệm thu cấp Nhà nước - Thứ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường Chu Phạm Ngọc Hiển kết luận: Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" đã làm sáng tỏ bức tranh về cấu trúc địa chất, hệ thống dầu khí của các bể/cụm bể trên thềm lục địa và vùng biển Việt Nam; đã phân cấp độ triển vọng và tính trữ lượng còn lại và tiềm năng dầu khí của các các bể/cụm bể; đề xuất định hướng thăm dò tiếp theo ở các bể trầm tích... Hệ phương pháp nghiên cứu sử dụng là hiện đại và phù hợp đảm bảo mức độ tin cậy cho các kết quả nghiên cứu. Sản phẩm khoa học của Dự án có ý nghĩa khoa học thực tiễn cao, có thể sử dụng cho các đề án, dự án tiếp theo trong ngành Dầu khí cũng như trong điều tra, thăm dò, tìm kiếm tài nguyên trên vùng biển Việt Nam và điều tra môi trường biển.

Ngọc Linh

NGHIÊN CỨU, ĐÁNH GIÁ TRẠNG THÁI ĐỘNG HỌC BỘ DỤNG CỤ KHOAN ĐƯỜNG KÍNH NHỎ TRONG MÓNG NÚT NẸ MỎ BẠCH HỔ

ThS. Nguyễn Văn Khương¹, TSKH. Trần Xuân Đào², KS. Nguyễn Thành Trường²

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol"

Email: khuongnv@pvn.vn

Tóm tắt

Việc phát hiện thân dầu trong tầng đá móng nứt nẻ đã mở ra kỷ nguyên mới trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Do cấu trúc địa tầng của mỏ Bạch Hổ khá phức tạp, với sự hiện diện của tầng trầm tích Oligocene trên có áp suất vỉa dị thường cao nên để khoan được đối tượng móng cần phải có cấp ống chống 7" cách ly địa tầng Oligocene này, từ đó sử dụng chèo khoan với cấp đường kính 6½". Sau một thời gian dài khai thác, các giếng khoan vào đối tượng móng bị ngập nước, sản lượng khai thác quá thấp và không hiệu quả. Do việc khoan giếng mới không khả thi về hiệu quả kinh tế, nên để đảm bảo sản lượng khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu, cần tận dụng các thân giếng hiện có (giếng không còn hoạt động hay hoạt động kém hiệu quả) để khoan cắt thân, cho phép mở rộng các khu vực chưa có giếng khoan hoặc vùng bị tách biệt do mực nước dâng lên không đồng nhất trong quá trình khai thác. Do thi công trên cấu trúc của giếng khoan cũ, cần sử dụng chèo khoan đường kính nhỏ đến 4½" để khoan vào đối tượng móng. Việc nghiên cứu, đánh giá trạng thái động học của bộ dụng cụ khoan đường kính nhỏ (dưới 7") trong tầng đá móng nứt nẻ sẽ giúp nâng cao hiệu quả của công tác khoan.

Từ khóa: Chèo khoan, bộ dụng cụ khoan, thông số chế độ khoan, phá hủy đất đá, trạng thái động học.

1. Giới thiệu

Mỏ Bạch Hổ nằm trên đới nâng Trung tâm bể Cửu Long và đã được Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol" khai thác từ năm 1986. Lát cắt địa chất mỏ Bạch Hổ gồm đá móng kết tinh tuổi trước Đệ Tam và đá trầm tích lục nguyên (Hình 1). Tổng chiều dày theo chiều thẳng đứng mở vào đá móng là 1.990m, của đá trầm tích là 4.740m (BH-11).

Móng là đá magma kết tinh hoàn toàn với các đai mạch poxfirit và diabaz andesite bazan phản ánh tính bất đồng nhất thạch học. Theo tài liệu nghiên cứu mẫu lõi, đá granite biotite hai mica chủ yếu phân bố trong phạm vi khối Trung tâm, ở khối Bắc có granodiorite biotite sáng xám và adamellite chứa nhiều monzonite thạch anh, monzodiorite thạch anh và diorite á kiềm, ở khối Nam có granite (BH-8), granodiorite (BH-17) và monzodiorite thạch anh (BH-7). Đá móng bị biến đổi thứ sinh ở các mức độ khác nhau. Trong số các khoáng vật thứ sinh phổ biến nhất là zeolite và calcite. Theo số liệu phóng xạ, tuổi tuyệt đối của đá kết tinh dao động trong khoảng từ 245 ± 7 (Trias muộn) đến 89 ± 3 (Creta muộn) triệu năm.

Granitoid ở mỏ Bạch Hổ có độ nứt nẻ và hang hốc cao. Số liệu mới thu được xác nhận sơ đồ phân bố đá móng trước, phần phía Nam của khối phía Tây theo số liệu nghiên cứu mẫu lõi của

giếng khoan BH-11 và mẫu vụn giếng khoan 12001 cho thấy sự phát triển đá có thành phần kiềm là diorite, với đặc trưng thấm chứa thấp.

Mẫu lõi giếng khoan khai thác 1113 cho thấy ở độ sâu 4.900m (-4.375m tuyệt đối) có sự chuyển tiếp từ phức hệ đá granite sang đá có thành phần kiềm.

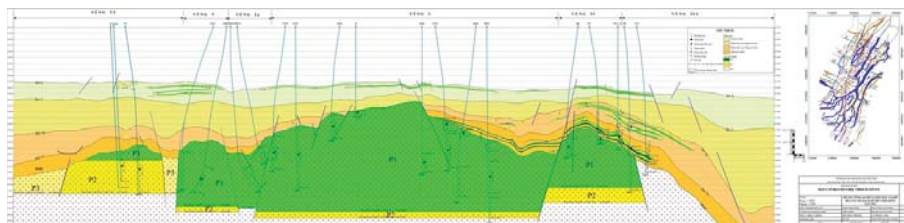
Thành phần vật chất và cấu trúc của đá móng theo mẫu lõi tại các giếng khoan được trình bày trong Bảng 1.

Các loại đá trung tính ($58 - 64\% \text{SiO}_2$) gồm: diorite thạch anh biotite có mặt trong giếng khoan BH-19 tại khối Đông Bắc.

Các đá acid yếu ($64 - 68\% \text{SiO}_2$) tuổi Jura muộn gồm: adamellite, granodiorite, tonalite và monzodiorite thạch anh (BH-23 và 817B) phân bố trong phạm vi khối Bắc.

Các đá acid ($68 - 74\% \text{SiO}_2$) tuổi trước Creta muộn chủ yếu là granite biotite (BH-40) phát triển ở khối Bắc.

Đặc điểm thạch học của đá móng được nghiên cứu



Nguồn: Vietsovetropetrol

Hình 1. Mặt cắt địa chất - địa vật lý theo tuyến I - I'

Bảng 1. Phân bố các loại đá móng mỏ Bạch Hổ (theo kết quả nghiên cứu mẫu lõi đến ngày 1/1/2012 của Vietsovpetro)

Loại đá	Khối Trung tâm	Khối Bắc	Khối Tây Bắc	Khối Đông Bắc	Khối Nam
Granite	1, 2, 6, 402, 404, 405, 413, 415, 419, 420, 421, 423, 424, 425, 426, 431, 442, 448, 445, 446, 462, 901, 910, 903, 1019, 1113, 11002	23, 40, 67, 145, 503, 810, 907	90, 819	1102	8, 449, 458, 16
Adamellite, Tonalite	404, 405, 415, 425, 431, 903, 910	23, 66, 91, 94, 817B	88		1201, 1202
Monzonite thạch anh	404, 419, 431, 802, 813, 1113	66, 73, 804	88,100		
Granodiorite	901, 905, 1113	23, 65, 145, 810	80,88, 100,140	1107	458, 17
Monzodiorite thạch anh biotite	802, 813, 905, 423	65, 804, 907, 1007	100, 819	1106, 1108	7
Monzodiorite thạch anh amphibole biotite	1113	502, 504,1008			441
Diorite thạch anh biotite	431	1007		19	
Diorite thạch anh amphibole biotite	18, 436, 1113	110, 503, 711	11	1106	
Diorite amphibole biotite		120		1003, 1014	

Nguồn: Vietsovpetro

bổ sung theo kết quả phân tích mẫu lõi gồm 10 mẫu ở hai giếng mới là BH-23 và 817B.

2. Công nghệ khoan trong tầng đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ

Việc phát hiện dầu trong móng mỏ Bạch Hổ là sự kiện quan trọng trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam, đánh dấu một bước ngoặt trong việc nhận định và đánh giá mới về tiềm năng dầu khí ở thềm lục địa phía Nam, thay đổi cách nhìn nhận và xác định chiến lược thăm dò dầu khí ở khu vực, mở ra một hướng tìm kiếm, thăm dò mới cần được quan tâm.

Kể từ khi phát hiện ra dầu trong đá móng tại thềm lục địa Việt Nam, công tác khoan tập trung vào đối tượng tầng đá móng.

Việc khoan trong tầng đá móng tại Vietsovpetro bằng chوòng khoan với đường kính nhỏ 6½" - 4½", thời gian khoan kéo dài do đặc tính đất đá móng cứng, nứt nẻ, gây ra nhiều vấn đề trong thi công khoan như tốc độ cơ học thấp, số mét khoan/chوòng ngắn, chوòng bị bể răng, mòn răng, rơi chóp... Vì vậy, cần lựa chọn, cải tiến chوòng khoan cho phù hợp. Việc thi công càng khó khăn hơn khi khoan với chوòng đường kính nhỏ 114,1mm. Trong thời gian dài, chوòng khoan móng 4½" F47YODPS (Smith) là sự lựa chọn duy nhất. Hiện nay có thêm một số loại chوòng khoan như 4½" STX30DX, 4½" XR45YODPS, 4½" STR44CGDX. Các loại chوòng khoan có đường kính 4½" cho hiệu quả khoan cao, nhưng cũng có thể rơi chóp bất cứ lúc nào. Chوòng khoan 4½" F47YODPS (Smith) có 13 trường hợp ổ bi bị hỏng trong số 74 hiệp thả (chiếm 17,5%); chوòng khoan 4½" XR45YODPS có đến 3 chوòng rơi chóp trong 6 hiệp thả (chiếm 50%) sau 22,4 - 43,2 nghìn vòng - tổng số vòng quay quá thấp.

Bảng 2. Số liệu giếng khoan móng của mỏ Bạch Hổ

Số giếng khoan	1/1984 - 1/1997	1/1997 - 1/2002	1/2002 - 4/2009	Toàn mỏ Bạch Hổ
Thăm dò	13	3	2	18
Khai thác và khai thác sớm	154	64	50	268
Tổng số	167	67	52	286

Nguồn: Vietsovpetro

Bảng 3. Các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật của chوòng khoan sử dụng trong đá móng granite nứt nẻ

Đường kính chوòng khoan	Phương pháp khoan	Số mét khoan trên chوòng (m)	Thời gian khoan (giờ)	Vận tốc cơ học (m/giờ)
8½"	R	93,4	39,90	2,34
6½"	R	86,1	41,37	2,08
8½"	R	176,0	76,49	2,30
6½"	R	123,8	50,60	2,45
8½"	R	200,7	65,5	4,35
6½"	R	160,3	55,8	4,40

Nguồn: Vietsovpetro

Bảng 4. Các loại chوòng khoan và chế độ khoan thường dùng cho đá móng nứt nẻ (phương pháp khoan rô-to)

Đường kính chوòng khoan	Chủng loại	Tải trọng (tấn)	Tần số quay (vòng/phút)	Lưu lượng bơm (lít/giây)	Vòi phun
8½"	FGI40YODPD	18 - 24	70 - 100	16 - 22	Mở
6½"	XR40YODPS	12 - 15	60 - 80	10 - 16	Mở
6"	XR40YODPS	10 - 12	60 - 70	10 - 15	Mở
4½"	F47YODPS	6 - 7	60 - 65	6 - 8	Mở

Nguồn: Vietsovpetro

Trên thực tế, nhược điểm lớn nhất của chوòng khoan có đường kính nhỏ 114,1mm khi khoan trong móng là việc hỏng chóp, đặc biệt xảy ra ở các tổng vòng quay rất khác biệt. Có chوòng khoan ổ bi hỏng ở tổng vòng quay 161,8 nghìn vòng, trong khi có chوòng khoan ổ bi hỏng chỉ ở

Bảng 5. Thống kê các trường hợp rơi chóp và kẹt chóp của chوòng 4½" đã khoan

TT	Chوòng khoan	Nº	Số mét khoan (m)	Số giờ khoan (giờ)	Tốc độ khoan (m/giờ)	Tổng số vòng quay KREV	Sự cố
1	F47YODPS	4671	74	14,3	5,17	49,97	Rơi chóp
2	F47YODPS	1414	59	17,25	3,42	62,1	Kẹt chóp
3	F47YODPS	9425	54	17,5	3,09	70,10	Kẹt chóp
4	F47YODPS	9056	48	18,75	2,56	72,46	Kẹt chóp
5	F47YODPS	8039	47	17	2,59	61,2	Kẹt chóp
6	F47YODPS	0080	43	16,5	2,61	64,4	Kẹt chóp
7	F47YODPS	7755	13	3,25	4,0	11,7	Rơi chóp
Trung bình			48,3	14,9	3,3	56,0	
1	XR45YODPS	9349	24	5,75	4,17	22,4	Rơi chóp
2	XR45YODPS	7778	45	12,75	3,58	45,9	Rơi chóp
Trung bình			34,5	9,25	3,87	34,1	

Nguồn: Vietsovpetro

tổng vòng quay 11,7 nghìn vòng, chênh lệch đến 13,8 lần.

Theo kinh nghiệm kỹ thuật khoan trên thế giới và ở Việt Nam, khi chوòng khoan làm việc phá hủy đất đá, bộ dụng cụ khoan thường xuyên phải chịu cùng một lúc các lực tác động tương hỗ, đó là: tải trọng dọc trục lên chوòng khoan, moment xoắn, moment uốn, lực nổi Archimedes, phản lực dọc trục, lực hướng tâm, thủy lực, lực văng, chuyển động và rung lắc dọc trục... Tổ hợp các lực tương tác này là tác nhân gây ảnh hưởng trực tiếp đến trạng thái động học của bộ dụng cụ khoan và gián tiếp ảnh hưởng xấu đến hiệu suất phá hủy đất đá của chوòng khoan. Do đó, cần phải có các nghiên cứu chuyên sâu nhằm đánh giá trạng thái động học thực tế của bộ dụng cụ khoan, là cơ sở để đề xuất các giải pháp công nghệ.

3. Nghiên cứu trạng thái động học của bộ dụng cụ khoan trên cơ sở lý thuyết Fractal

Trong công nghiệp dầu khí, các quy trình công nghệ khoan, khai thác, vận chuyển dầu khí... là các hệ thống khép kín, luôn tồn tại sự chuyển đổi năng lượng từ trạng thái này sang trạng thái khác và ngược lại. Đây chính là trạng thái động học phản ánh đúng bản chất của hệ thống với các mức độ phức tạp khác nhau. Trạng thái động học của hệ thống là hệ quả của một tập hợp các tham số tham gia và tạo nên trạng thái của hệ thống đó. Vì thế, việc nghiên cứu trạng thái động học của đối tượng nghiên cứu có vai trò quan trọng trong quá trình điều khiển. Kết quả nghiên cứu trạng thái động học cho phép xác định đối tượng nghiên cứu đang ở trong trạng thái bền động học hay nói cách khác là ổn định, cân bằng động hoặc bị rơi vào trạng thái bất ổn định, mất tính bền động... để xác định đúng thời điểm hiệu chỉnh các tham số công nghệ hay thay đổi kỹ thuật - công nghệ cho phù hợp.

Bằng lý thuyết Fractal (cụ thể là lý thuyết hình học Fractal), nhóm tác giả đã nghiên cứu, khảo sát và đánh

giá hệ thống công nghệ khoan trên cơ sở phân tích số liệu thực tế của các giếng đã khoan. Nhóm tác giả xác định thứ nguyên Fractal (theo nghĩa Hausdorff) của quá trình, giá trị tích phân liên kết và thứ nguyên không gian pha.

Trong quá trình khoan, các giá trị vận tốc khoan là đại lượng phản ánh trung thực hiệu suất làm việc của cả hệ thống khoan, từ các yếu tố khách quan (như kỹ thuật - công nghệ, thiết bị, môi trường đất đá, tính chất lưu biến của các vỉa khoan qua, môi trường khí hậu...) đến các yếu tố chủ quan (như con người, trình độ công nghệ - kỹ thuật, tay nghề, công tác tổ chức thi công...). Thiết bị khoan chỉ có thể thay đổi khi hết hiệp khoan. Yếu tố công nghệ, cụ thể là các chế độ công nghệ khoan có thể thay đổi liên tục trong quá trình khoan và tác động trực tiếp đến trạng thái động học của quá trình khoan.

Gọi $X_{(x)}$ - chuỗi dữ liệu đầu ra của một thông số công nghệ nào đó (như $V_{\text{cơ học}}, H_{\text{chوòng}}, V_{\text{hiệp}}...$) theo chiều sâu giếng khoan. Trong trường hợp cụ thể này, giá trị vận tốc cơ học khoan là giá trị phản ánh trạng thái làm việc của hệ thống. Ngoài thông số này, các thông số khác cũng tham gia vào quá trình đó. Ở đây, nhóm tác giả không sử dụng một mô hình cụ thể nào, vì vậy khi muốn phục hồi lại động lực của quá trình trên cơ sở một quan hệ duy nhất đã biết là $X_0(x)$. Với mục đích này, cần khảo sát không gian pha được tạo bởi các biến $\{X_k\}$, $k = 0, \dots, n-1$, và xác định thứ nguyên tối thiểu của không gian pha (n).

Thông tin ban đầu $X_0(x)$, để tiện cho tính toán, được triển khai thành các chuỗi với các bước chuyển dịch tăng dần, các bước chuyển dịch này được xác định như là bội số của giá trị trễ v cho trước nào đó ($v = m \cdot \Delta x$, trong đó: m là số nguyên; Δx là khoảng cách giữa các giá trị kế tiếp).

Số liệu được thể hiện theo dạng sau:

$$X_0: X_0(x_1) \dots X_0(x_N)$$

$$X_1: X_0(x_1 + v_x) \dots X_0(x_N + v_x) \dots$$

$$X_{n-1}: X_0(x_1 + (n-1)v_x) \dots X_0(x_N + (n-1)v_x)$$

Điều này cho phép kết hợp các điểm trong không gian pha, đứng cách X_i một khoảng, không vượt quá giá trị "r" cho trước nào đó và tính giá trị hàm liên kết sau:

$$C(r) = N^{-2} \sum_{i,j=1}^N \theta(r - [X_i - X_j]), i, j \neq 1$$

Trong đó:

θ là hàm "Hevisaid".

$\theta(x) = 0$ khi $x \leq 0$

$\theta(x) = 1$ khi $x > 0$.

Tiếp theo, xây dựng mối quan hệ $\ln C(r)$ với $\ln r$ với các giá trị khác nhau của N , theo đó xác định thứ nguyên của không gian pha n , và đặc trưng của quá trình động lực học - thứ nguyên Fractal (D). Các giá trị thứ nguyên Fractal D được đặc trưng cho trạng thái động học của hệ thống, trong đó:

+ Nếu giá trị $D = 0 - 1$ thì hệ thống có trạng thái động học ổn định.

+ Nếu giá trị $D \geq 1$ và $D \leq 2$ thì hệ thống có trạng thái động học với mức độ phức tạp cao, bị rơi vào trạng thái mất tính ổn định, tính bền động học của hệ thống bị triệt tiêu nhưng vẫn còn có thể kiểm soát được.

+ Với giá trị $D > 2$ hệ thống bị mất hoàn toàn trạng thái ổn định động học và rơi vào trạng thái hỗn loạn không thể kiểm soát được.

Đối với giá trị thứ nguyên của không gian pha n được phản ánh như là số lượng các yếu tố tham gia trực tiếp vào hệ thống và khi n có giá trị lớn bất thường, có ý nghĩa là trạng thái động học của hệ thống đang có vấn đề. Quy trình công nghệ của hệ thống động học không còn phù hợp với điều kiện hiện tại.

Để xác định bản chất và mức độ phức tạp của hệ động học trong khi khoan đã tính được giá trị thứ nguyên Fractal (D) và thứ nguyên không gian pha (n), thời gian làm việc của choòng khoan theo các giếng khoan do các hãng khác nhau khoan trên mỏ Bạch Hổ. Trong đó, giá trị thứ nguyên pha Fractal D của các giếng này dao động trong khoảng 1,15 - 1,64. Điều này cho thấy có mức độ phức tạp với sự hỗn loạn nhất định, trạng thái động học của quá trình khoan không còn ổn định và có sự biến đổi nhất định theo chiều sâu giếng. Nhưng về nguyên lý vẫn nằm trong khả năng có thể điều khiển được các hỗn loạn này.

Khi xem xét giá trị thứ nguyên không gian pha n của thời gian choòng khoan làm việc lại biến thiên rất phù hợp với kết quả nghiên cứu theo Lý thuyết thảm họa - Catastrophe [13], cụ thể là giá trị $n = 3 - 25$ khá ổn định trong khoảng

khoan đến nóc móng. Khi khoan trong móng giá trị n đã tăng vọt lên 80 - 100, cho thấy công nghệ khoan không bảo đảm độ ổn định động học của quá trình khoan hay choòng khoan đang làm việc trong trạng thái cưỡng bức, hiệu quả làm việc của choòng khoan thấp và quỹ đạo thân giếng thiết kế cũng như phương vị giếng khoan không ổn định.

4. Kết luận

Bằng việc ứng dụng lý thuyết Fractal trong nghiên cứu và đánh giá trạng thái động học của hệ thống quá trình khoan, cho phép khẳng định hệ thống động học quá trình khoan khi khoan trong đá móng nứt nẻ với choòng khoan đường kính nhỏ 114,3 - 165,1mm thường xuyên rơi vào trạng thái mất ổn định và mất tính bền động học. Trạng thái này thể hiện rõ qua kết quả khoan là quỹ đạo thực tế của thân giếng đi sai lệch với thiết kế và không kiểm soát được, hiệu suất làm việc của choòng khoan cũng bị ảnh hưởng và kém hiệu quả. Các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật của choòng khoan thấp.

Phân tích và tính toán tính ổn định cơ học của bộ cần khoan trong quá trình làm việc của choòng khoan ở đáy giếng, cho phép khẳng định trạng thái cơ học của cần khoan và cần nặng luôn làm việc ở trạng thái cưỡng bức và bị biến dạng uốn sóng hình sin và xoắn ốc. Đây chính là nguyên nhân khiến hệ động học quá trình khoan bị mất trạng thái ổn định và mất tính bền động. Điều này khẳng định chế độ công nghệ và bộ dụng cụ khoan với đường kính nhỏ chưa phù hợp khi khoan trong đá móng.

Trên cơ sở nghiên cứu độ cứng của tổ hợp bộ cần khoan, cho phép định hướng các giải pháp công nghệ trong việc lắp ráp bộ dụng cụ khoan phù hợp nhằm tăng độ cứng cơ học của hệ thống, tăng tối đa trạng thái ổn định và bền động của của hệ động học khoan khi khoan với choòng khoan có đường kính nhỏ trong đá móng có độ cứng và độ mài mòn cao.

Tài liệu tham khảo

1. Vietsovpetro. *Sơ đồ công nghệ khai thác hiệu chỉnh mỏ Bạch Hổ*. 2013.
2. Vietsovpetro. *Báo cáo sản xuất hàng ngày về công tác khoan*. 2010 - 2014.
3. Hughes Christensen Company. *IADC dull grading system for roller bits*. 1996.
4. Рабочий проект N 179 на строительство нагнетательной скважины 10009 БК-10 на месторождении "Белый Тигр".
5. Đặng Cửa, Trần Xuân Đào, S.A. Shirin-Zade. *Các*

quá trình tự tổ chức và hỗn loạn động lực học khi khoan các giếng khoan xiên định hướng. Tạp chí Dầu khí. 1997; 2: trang 19 - 25.

6. Đặng Cửa, Trần Xuân Đào, I.L.Barski, A.M.Gusman. Cách tiếp cận mới để ổn định bộ cần khoan. Tạp chí Dầu khí. 1998; 4: trang 30 - 33.

7. Trần Xuân Đào. Xây dựng và đưa vào ứng dụng bộ khoan cụ đáy khi khoan các giếng xiên định hướng trong vùng mỏ Bạch Hổ. Hội nghị khoa học lần 2 về khoan và khai thác dầu khí. 9/1992.

8. Trần Xuân Đào, Đặng Cửa, S.A.Shirin-Zade. Xây dựng mô hình toán học quá trình khoan trên cơ sở nguyên lý của học thuyết tự tổ chức. Tạp chí Dầu khí. 1996; 3: trang 53 - 59.

9. Trần Xuân Đào và nnk. Xây dựng cơ sở khoa học các chế độ khoan giếng trong đá móng của mỏ Bạch Hổ. 1997.

10. Trần Xuân Đào. Bảo đảm tính bền động học của bộ cần khoan trong quy trình khoan đá móng nứt nẻ của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Hội nghị toàn quốc lần thứ 1 về ứng dụng toán học. 1999.

11. Trần Xuân Đào. Các nguyên lý Synergetic để hoàn thiện và nâng cao hiệu quả của tổ hợp công nghệ khoan các giếng dầu và khí tại thềm lục địa Việt Nam. Hội nghị công nghệ các nước ASEAN lần thứ 18 - CAFEO. 11/2000.

12. V.I.Arnold. Hard and soft mathematical model ("Жесткие" и "мягкие" математические модели). 2008.

13. V.I.Arnold. Catastrophe theory. Springer. 1990.

14. Tran Xuan Dao. Engineering of optimum parameters for drilling in basement rocks at White Tiger oilfield. Moscow, Review Oil Industry. 3/1999.

15. S.P.Kanisa, S.P.Rurdiumov, G.Malinheskii. Synergetic and future forecast Moscow. Scientific Publishing House. 1997.

16. A.X.Мирзаджанзаде, С.А.Ширинзаде. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. Недра, Москва. 1986.

17. Абрамсон М.Г., Байдюк Б.В., Винярский Р.В. и Др. Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделения его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. ВНИИБТ, Москва. 1980.

18. Абрамсон М.Г., Байдюк Б.В., Зарецкий В.С., и Др. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений. Недра, Москва. 1984.

19. Албакимов М.П., Сухоруков Г.А. Информационный подход к оценке сложности объектов и задач управления. Киев. 1971.

Study and evaluation of the dynamic stability of bottom hole assembly for slim hole drilling section in the fractured basement of Bach Ho field

Nguyen Van Khuong¹, Tran Xuan Dao², Nguyen Thanh Truong²

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietsovetropetro Joint Venture

Summary

Oil discovery in Bach Ho fractured basement reservoirs has ushered in a new era for oil exploration and production in Vietnam. Due to the complicated geological structure of the Bach Ho field with the presence of a high pressure anomaly zone in the Upper Oligocene section, to drill into the basement a 7" isolation casing set above the top basement will be needed, then 6½" drill bits will be used. In addition, after a long period of production, a series of wells become high water cut and/or low-productive. In general, drilling of new wells is not usually technically applicable and economically efficient. To solve this problem, one of the solutions is to utilise existing wells which is no longer active or efficient and sidetrack into undrilled areas or areas isolated by water coning during production. Due to the casing size of the existing wells, drill bits as small as 4½" should be used to drill into the proposed basement. Study and evaluation of the dynamic stability of bottom hole assembly with outside diameter less than 7" while drilling in fractured basement will help to improve the efficiency of the drilling operation in the fractured basement..

Key words: Drill bits, bottom hole assembly, drilling parameters, rock failure mechanisms, dynamic stability.

NGHIÊN CỨU ĐÁ MÓNG CARBONATE NÚT NẸ KHU VỰC LÔ 102 - 106 BẰNG TÀI LIỆU ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN

ThS. Nguyễn Văn Hoàng, ThS. Nguyễn Anh Đức
 Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
 Email: hoangnv@pvep.com.vn

Tóm tắt

Hệ thống nứt nẻ đóng vai trò rất quan trọng đối với khả năng thấm chứa và cho dòng của đá chứa carbonate nứt nẻ. Có nhiều phương pháp địa vật lý giếng khoan được áp dụng để phát hiện và nghiên cứu các đới nứt nẻ như phương pháp hình ảnh giếng khoan FMI-FMS, STAR-CBIL, chỉ số hấp thụ quang điện (photoelectric factor - Pef), điện trở suất, các đường siêu âm, đường mật độ, đường caliper, biểu hiện các đỉnh khí đối với đường cong đo Karota khí... và đồng thời dùng các phương pháp này để xác định độ rỗng nứt nẻ cho đá carbonate.

Từ khóa: Lô 102 - 106, bể Sông Hồng.

1. Giới thiệu

Lô 102 - 106 thuộc bể trầm tích Sông Hồng, phía Bắc thềm lục địa Việt Nam được hình thành từ địa hào dạng kéo tách có hướng Tây Bắc - Đông Nam được khống chế ở hai cánh bằng các đứt gãy trượt thuận ngang (Nguyễn Mạnh Huyền và nnk, 2007). Sự va chạm của 2 mảng Đông Dương và Á - Âu ở giai đoạn Eocene - Oligocene sớm là khởi đầu của hoạt động đứt gãy ở khu vực, sau đó là hoạt động vận xoắn theo chiều kim đồng hồ và kéo tách. Bể trầm tích trải qua một lịch sử phát triển từ Paleogene đến nay với nhiều pha nén ép, tách giãn, nghịch đảo, bào mòn cắt xén và lún chìm nhiệt. Bể Sông Hồng có nhiều đơn vị cấu trúc, tuy nhiên ở Lô 102 - 106 được chia làm 3 khu vực chính (Hình 1):

- Khu vực Tây Nam (nằm ở phía Tây Nam của đứt gãy sông Chảy và thuộc thềm đơn nghiêng Thanh Nghệ) với các phức hợp đá biến chất tuổi Proterozoic, trầm tích carbonate và trầm tích lục nguyên tuổi Mesozoic với chiều dày trầm tích xấp xỉ 2.000m.
- Trùng Trung tâm (nằm ở giữa đứt gãy Sông Lô và Sông Chảy) bị ảnh hưởng rất mạnh bởi hoạt động kiến tạo nghịch đảo trong suốt thời kỳ Miocene, thậm chí lên tới Pliocene;
- Vùng Đông Bắc (nằm ở phía Đông Bắc của đứt gãy Sông Lô) được chia tách thành 2 phần thềm Hạ Long và khu vực Bạch Long Vĩ. Thềm Hạ Long là thềm đá móng tuổi Paleozoic được phủ trên bởi trầm

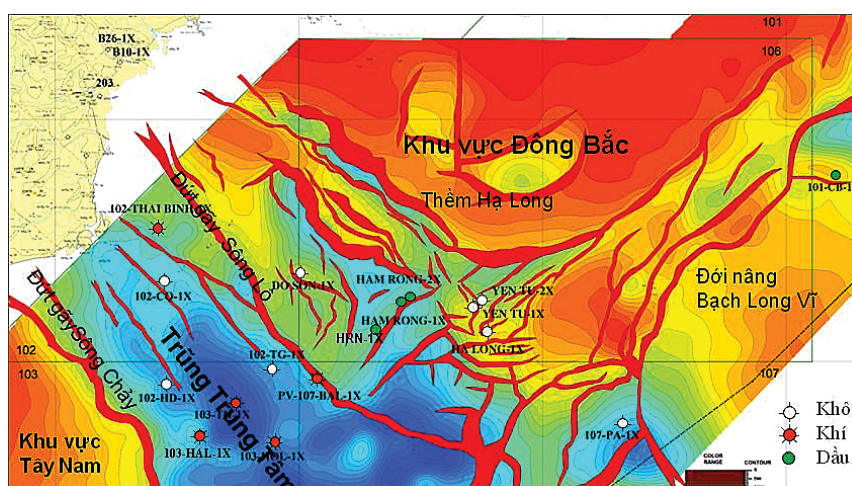
tích Cenozoic có chiều dày ~2.000m và có các địa hào hẹp dọc theo đứt gãy Sông Lô có thể tồn tại địa hình đá vôi chôn vùi bên trong. Đới Bạch Long Vĩ bị ảnh hưởng bởi hoạt động kiến tạo nghịch đảo trong suốt thời kỳ Oligocene đến Miocene sớm tạo nên các địa hào hẹp bên trong.

Trong khu vực Lô 102 - 106 đã khoan 9 giếng, trong đó một giếng có phát hiện khí ở cấu tạo Thái Bình cho lưu lượng khá tốt trong trầm tích cát kết Miocene giữa; phát hiện dầu, condensate, khí trong đá móng nứt nẻ carbonate trước Cenozoic ở cấu tạo Hàm Rồng.

2. Nghiên cứu hệ thống nứt nẻ bằng các phương pháp địa vật lý giếng khoan

2.1. Đặc điểm của đá móng carbonate nứt nẻ

Độ rỗng trong đá carbonate được chia làm 2 loại là độ rỗng nguyên sinh và độ rỗng thứ sinh.



Hình 1. Phân vùng khu vực nghiên cứu của Lô 102 - 106

Độ rỗng nguyên sinh là độ rỗng được hình thành cùng với quá trình thành đá, phụ thuộc vào nhiều yếu tố như sự sắp xếp, phân bố, mức độ gắn kết xi măng và sự liên thông giữa các không gian rỗng bên trong. Độ rỗng này đóng góp không nhiều cho khả năng chứa của đá carbonate.

Độ rỗng thứ sinh là độ rỗng được hình thành sau quá trình thành đá, được hình thành do quá trình rửa lỗ, tái kết tinh, dolomite hóa và hoạt động kiến tạo địa chất. Loại độ rỗng này đóng vai trò chính cho khả năng thấm chứa của đá carbonate nứt nẻ.

Nứt nẻ mở là loại nứt nẻ có chiều rộng nhỏ, không bị lấp bởi các khoáng vật thứ sinh. Độ rỗng của loại nứt nẻ này rất thấp (chỉ vài %) nhưng có vai trò rất quan trọng đối với khả năng thấm chứa của đá carbonate nứt nẻ.

Nứt nẻ biến dạng là các loại nứt nẻ sau khi được hình thành lại bị tác động biến đổi có thể làm tăng hoặc làm giảm độ thấm của đá móng carbonate.

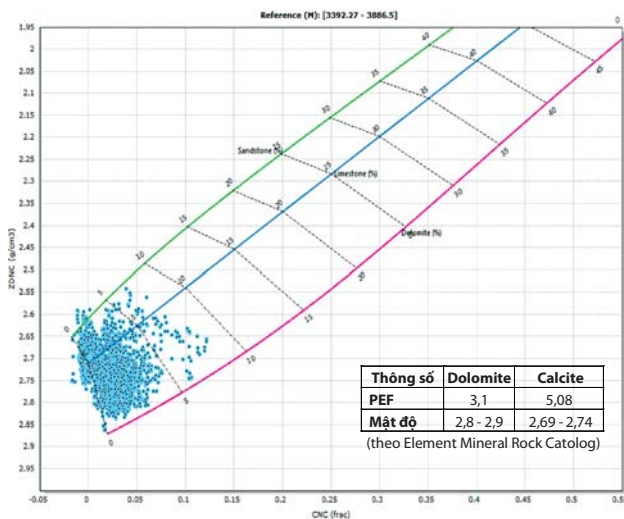
Nứt nẻ kín là các loại nứt nẻ bị lấp bởi các khoáng vật thứ sinh, làm giảm độ rỗng cũng như độ thấm của đá móng carbonate.

Hang hốc: Hoạt động của nước ngầm trong đá nứt nẻ làm xói mòn rửa lỗ có thể tạo nên các hang hốc, nhất là chỗ giao cắt giữa các nứt nẻ. Loại này làm tăng đáng kể độ rỗng cũng như độ thấm chứa của đá móng carbonate...

2.2. Sử dụng các phương pháp địa vật lý giếng khoan để nghiên cứu hệ thống nứt nẻ

2.2.1. Xác định định tính thành phần thạch học

Dựa vào tài liệu đo địa vật lý giếng khoan, tác giả xây dựng đồ thị trực giao giữa giá trị đo Neutron-mật độ và



Hình 2. Biểu đồ trực giao giữa Neutron-mật độ và các chỉ số hấp thụ quang điện để xác định thành phần thạch học của đá móng carbonate

giá trị hấp thụ quang điện cho thấy các giá trị phân bố trong khoảng dolomite và limestone, chứng tỏ đá vôi bị dolomite hóa. Quá trình dolomite hóa sẽ làm đá vôi bị co ngót thể tích góp phần tạo nên nứt nẻ [4]. Các hoạt động kiến tạo, hoạt động rửa lỗ [11] của khu vực này rất mạnh, phát triển mạnh các đứt gãy, hệ thống nứt nẻ và hang hốc Karst.

2.2.2. Phát hiện đới nứt nẻ bằng các phương pháp địa vật lý giếng khoan

Các phương pháp địa vật lý giếng khoan chủ yếu được áp dụng để nghiên cứu hệ thống nứt nẻ, tuy nhiên phụ thuộc vào độ phân giải của từng phương pháp mà được ứng dụng rộng rãi hay hạn chế.

- Phương pháp đo đường kính giếng khoan (Caliper) dùng để đo kích thước đường kính và hình dáng lòng giếng khoan. Sự gia tăng kích thước đường kính giếng khoan được xem là dấu hiệu của đới nứt nẻ.

$$DCAL = CAL - BS \quad (1)$$

DCAL: Độ khác biệt của đường kính giếng khoan thực tế với đường kính choòng khoan;

CAL: Đường kính giếng khoan;

BS: Đường kính của choòng khoan.

- Phương pháp Pef dùng để đo chỉ số hấp thụ quang điện tử trên một đơn vị thiết diện ngang của thành hệ (b/e). Với dolomite Pe có chỉ số là 3,14, calcite là 5,08, barite là 267. Phương pháp này rất tối ưu để phát hiện đới nứt nẻ mở vì ở đó dung dịch khoan sẽ ngấm vào thành hệ mang theo barite, khi đó giá trị của Pe sẽ tăng cao đối với khoảng có nứt nẻ.

- Phương pháp thế tự nhiên (SP): đường cong SP sẽ tăng trong đới nứt nẻ và có thể sử dụng đường cong này để xác định đới nứt nẻ. Nhìn chung đường cong SP có xu hướng bị nhảy, không ổn định tại đới nứt nẻ do kết quả của quá trình thấm của dung dịch khoan vào thành hệ.

- Phương pháp điện trở: Khi tồn tại đới nứt nẻ mở dung dịch khoan sẽ bị ngấm vào thành hệ theo các nứt nẻ. Khi đó sự tương phản giữa đường điện trở đo nông (LLS) và đường điện trở đo sâu (LLD) sẽ có sự tách biệt, chỉ ra sự tồn tại của đới nứt nẻ.

- Phương pháp siêu âm: Phương pháp siêu âm là phương pháp đo thời gian lan truyền của sóng dọc sóng ngang của đất đá dọc thành giếng khoan. Trong đới nứt nẻ sóng dọc (P-wave) ít bị ảnh hưởng bởi nứt nẻ hơn là sóng ngang (S-wave). Nhìn chung khi gặp nứt nẻ thời

Bảng 1. Các thiết bị đo hình ảnh giếng khoan bằng vi hệ cực điện

Công ty	Thiết bị	Số lượng cào	Số lượng điện cực
Halliburton	EMI (Electrical Micro Imaging Tool)	6	150
Schlumberger	FMS (Formation MicroScanner)	4	64
Schlumberger	FMI (Formation MicroImager)	8	192
Baker Atlas	STAR (SimulTaneous Acoustic and Resistivity Imager)	6	144

gian lan truyền sóng của cả sóng dọc và sóng ngang đều tăng lên.

$$RTD = \frac{DT_S}{DT_C} \quad (2)$$

Trong đó:

RTD: Tỷ số của tốc độ lan truyền sóng ngang và sóng dọc;

DT_S: Tốc độ lan truyền của sóng ngang, ms/ft;

DT_C: Tốc độ lan truyền của sóng dọc, ms/ft.

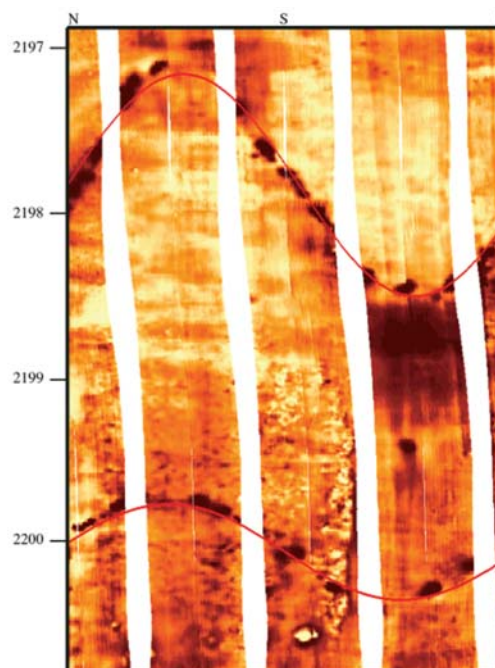
- Phương pháp đo nhiệt độ: Đường cong đo nhiệt độ có xu hướng tăng theo chiều sâu. Tuy nhiên do hiện tượng ngấm dung dịch khoan ở đới nứt nẻ kết quả làm cho nhiệt độ bị giảm xuống khi qua đới này.

- Phương pháp hình ảnh giếng khoan cho hình ảnh thành giếng khoan bằng điện trở, sóng âm hoặc các thiết bị video, cung cấp các thông tin trên thành giếng khoan như góc dốc, nứt nẻ, đứt gãy, bất chỉnh hợp, hang hốc, và tương môi trường địa chất (Hình 3) [5]. Thông tin về nứt nẻ, hang hốc... sẽ được biểu hiện bằng các khoảng sẫm màu hoặc khoảng chặt sít là những khoảng sáng màu trên bằng Log.

- Phương pháp đo hình ảnh giếng khoan bằng hệ vi cực gồm một tập hợp các vi điện cực được sắp xếp trên các cào của thiết bị. Các cào này được áp sát thành giếng khoan khi đo và đo được tập hợp một dãy các đường điện trở, sau đó sắp xếp lại cho ra hình ảnh của thành giếng khoan. Một số công ty trên thế giới đã chế tạo các thiết bị quét hình ảnh thành giếng khoan (Bảng 1).

- Phương pháp đo hình ảnh giếng khoan bằng siêu âm được thực hiện khi máy giếng đặt định tâm trong giếng khoan. Khi đo, đầu phát sẽ phát ra sóng siêu âm. Các sóng này khi chạm vào đất đá ở thành giếng thì bị hấp thụ một phần năng lượng rồi phản xạ trở lại và được ghi nhận tại các đầu thu đặt ở trục giếng khoan. Sau khi xử lý số liệu bằng các phần mềm chuyên dụng sẽ nhận được hình ảnh của thành giếng khoan.

- Phương pháp phân tích đường cong hiệu chỉnh mật độ: Trên biểu đồ Density Log, đường cong hiệu chỉnh mật độ (DRHO) dùng để hiệu chỉnh mật độ do


Hình 3. Hình ảnh giếng khoan được thể hiện qua phương pháp FMI

Bảng 2. Các thiết bị đo hình ảnh giếng khoan bằng sóng siêu âm (Schlumberger, Bakerhughes, Halliburton catalog)

Công ty	Thiết bị
Halliburton	CAST (Circumferential Acoustic Scanning Tool)
Schlumberger	UBI (Ultrasonic Borehole Imager)
Baker Atlas	CBIL (Circuferential Borehole Imager Log)
Baker Atlas	STAR (SimulTaneous Acoustic and Resistivity Imager)

ảnh hưởng của thành giếng khoan và lớp vỏ sét. Khi tồn tại đới nứt nẻ, thành giếng khoan sẽ bị gồ ghề và mùn khoan ngấm vào nứt nẻ sẽ làm biến đổi đường hiệu chỉnh mật độ.

2.2.3. Xác định độ rỗng của đá móng carbonate nứt nẻ qua hình ảnh giếng khoan [1]

Từ hình ảnh giếng khoan sau khi xử lý, đường cong độ dẫn sẽ được tách ra dọc theo thành giếng khoan từ dữ liệu trên. Đường cong độ dẫn điện này phản ánh tính chất dẫn điện của đới rửa. Để biến đổi độ dẫn điện thành độ rỗng Newberry sử dụng công thức tính độ bão hòa nước của Archie cho đới rửa.

$$S_{xo}^n = \frac{aR_{mf}}{\Phi^m R_{xo}} \quad (3)$$

Trong đó:

S_{xo} : Độ bão hòa nước của đới rửa;

R_{mf} : Điện trở suất của filtrate. Ωm ;

R_{xo} : Điện trở suất của đới rửa. Ωm ;

Φ : Độ rỗng;

a : Hệ số mao dẫn;

m : Hệ số gắn kết xi măng;

n : Hệ số bão hòa nước.

Khi thành hệ chứa nước $S_{xo} = 1$ và $a = 1$, lấy $m = n = 2$, thay vào công thức (3), khi đó hình ảnh giếng khoan theo phương pháp điện sẽ được chuyển đổi thành độ rỗng theo giá trị R_{xo} và điện trở suất R_{mf} của filtrate tại điểm đo vi cực.

$$\Phi = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \quad (4)$$

Khi đá carbonate nứt nẻ có chứa dầu khí thì độ bão hòa ở đới rửa $S_{xo} < 1$. Do đó, công thức này được GeoQuest, 1998 chỉnh sửa để giảm thiểu và loại trừ ảnh hưởng do sự thay đổi bản chất của chất lưu trong vỉa chứa. Độ rỗng tính toán từ dữ liệu FMI/STAR thành lập từ độ rỗng tổng của phương pháp Neutron-mật độ và điện trở suất nông (LLS) [7].

$$\Phi_I = \Phi_T (LLS \times C_i)^{1/m} \quad (5)$$

Trong đó:

Φ_I : Độ rỗng tính từ tài liệu FMI/STAR (fraction);

Φ_T : Độ rỗng theo phương pháp Neutron-mật độ (fraction);

LLS : Điện trở suất nông, Ωm ;

C_i : Độ dẫn điện tính từ FMI/STAR, Ωm^{-1} .

Φ_T được tính dựa trên mô hình ELAN 3 khoáng vật.

$$\rho_{log} = \rho_{Dol} \times V_{Dol} + \rho_{Lime} \times V_{Lime} + \rho_{fluid} \times \Phi_T \quad (6)$$

$$NPHI_{log} = NPHI_{Dol} \times V_{Dol} + NPHI_{Lime} \times V_{Lime} + NPHI_{fluid} \times \Phi_T \quad (7)$$

$$I = V_{Dol} + V_{Lime} + \Phi_T \quad (8)$$

Trong đó:

ρ_{log} : Mật độ đường log, g/cm^3 ;

$NPHI_{log}$: Chỉ số neutron của đường log;

ρ_{Dol} : Mật độ của dolomite, $2,81 g/cm^3$;

$NPHI_{Dol}$: Chỉ số neutron của dolomite, 0,03;

ρ_{Lime} : Mật độ của calcite, $2,71 g/cm^3$;

V_{Dol} : Tỷ phần thể tích của dolomite (fraction);

$NPHI_{Lime}$: Chỉ số neutron của calcite, 0;

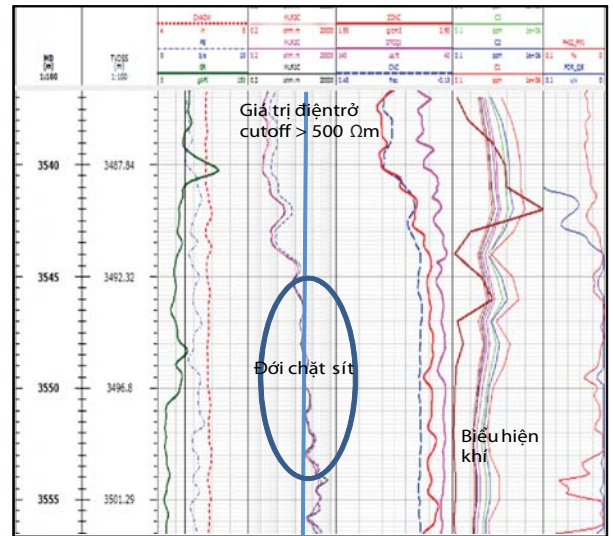
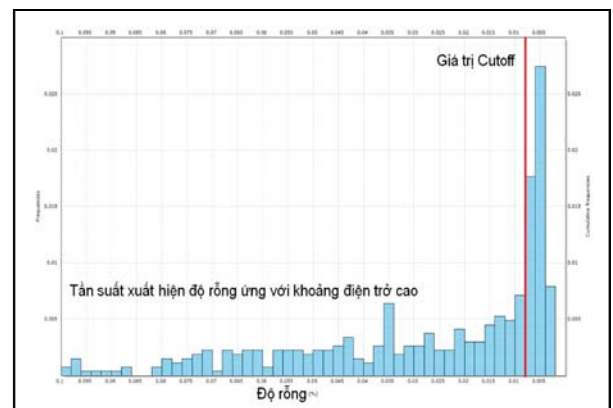
V_{Lime} : Tỷ phần thể tích của calcite (fraction);

ρ_{fluid} : Mật độ chất lưu, $1 g/cm^3$;

$NPHI_{fluid}$: Chỉ số neutron của chất lưu, 1.

Độ rỗng tính từ phương pháp hình ảnh giếng khoan cũng là độ rỗng tổng gồm: độ rỗng nguyên sinh và độ rỗng thứ sinh. Trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ quan tâm đến độ rỗng thứ sinh hay độ rỗng nứt nẻ trong carbonate, vì vậy đã xây dựng ngưỡng để cutoff đi độ rỗng nguyên sinh.

Khi tồn tại đới nứt nẻ, dung dịch khoan sẽ ngấm vào thành hệ và kết quả làm điện trở đo sâu sẽ giảm. Ngược lại đối với đới chặt sít, do không tồn tại đới ngấm nên đường điện trở đo sâu chỉ phản ánh tính chất dẫn điện của thành hệ. Hình 4 được xây dựng dựa trên nguyên tắc chọn khoảng không có biểu hiện dầu khí, đường điện trở đo nông và đo sâu không bị phân tách (3.545 - 3.555mMD). Kết quả xây dựng biểu đồ phân bố độ rỗng



Hình 4. Phương pháp xây dựng điểm cutoff

Bảng 3. Tổ hợp các phương pháp địa vật lý dùng để nghiên cứu giếng khoan X

Khoảng đo (m)	Tổ hợp các phương pháp địa vật lý giếng khoan	Chất lượng
3.400 - 3.850	Run#1a: XMAC - ORIT - WGI - GR - TTRM - Swivel	Tốt
	Run#1b: RTEX - MLL - ZDL - CN - GR - TTRM - Swivel	Tốt
	Run#2: STAR - GR - TTRM - Swivel	Tốt
	Run#3: RCI - GR	Tốt

XMAC: Phương pháp sóng âm

MLL: Phương pháp đo điện trở bằng vi hệ cực

GR: Phương pháp đo gamma tự nhiên

ZDL: Phương pháp mật độ

ORIT: Phương pháp định hướng

CN: Phương pháp neutron

WGI: Phương pháp đo hình thái giếng khoan

STAR: Phương pháp hình ảnh giếng khoan

TTRM: Phương pháp đo nhiệt độ

RCI: Phương pháp đo áp suất và lấy mẫu chất lưu thành hệ

RTEX: Tổ hợp các phương pháp đo điện trở

Swivel: Đo sức căng dây cáp

ứng với điện trở ở khoảng này cho thấy, độ rỗng từ 3.545 - 3.555m có xác suất xuất hiện độ rỗng 0,005 - 0,008% với tần suất cao nhất, giá trị này được dùng làm giá trị cutoff.

3. Dữ liệu và kết quả phân tích cho giếng khoan X, Lô 102-106 bể Sông Hồng

Nhóm tác giả thực hiện các phương pháp đo địa vật lý giếng khoan đối với vỉa chứa móng carbonate dày hơn 400m (được phát hiện tại giếng khoan X, Lô 102 - 106).

- Thành phần thạch học dựa vào biểu đồ trực giao giữa Neutron-mật độ và chỉ số hấp thụ quang điện của đường cong PEF (Hình 5) cho thấy trong khoảng 3.400 - 3.500m, 3.550 - 3.640m chủ yếu là dolomite, khoảng còn lại là đá vôi calcite.

- Đối nứt nẻ, trong khoảng nghiên cứu từ độ sâu 3.465 - 3.475m với đường kính choòng khoan là 6inch, đường caliper ghi nhận có đường kính lớn hơn 6 inch, giá trị PEF > 5,1 và biểu hiện của khí trong khi khoan. Đường cong độ dẫn (xuất ra từ phương pháp hình ảnh giếng khoan) cho phép xác định các đới nứt (Hình 5).

- Độ rỗng, độ rỗng tổng trong khoảng độ sâu từ 3.465 - 3.475m được tính toán theo công thức (5) (Hình 7), sau đó xây dựng mô hình cutoff thông số độ rỗng theo Hình 4 với hệ số cutoff là 0,008%. Kết quả phân tích độ rỗng được trình bày ở Bảng 4.

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu Lô 102 - 106 đã chứng minh đã chứa carbonate nứt nẻ trước Đệ Tam là đối tượng tiềm năng chứa dầu khí.

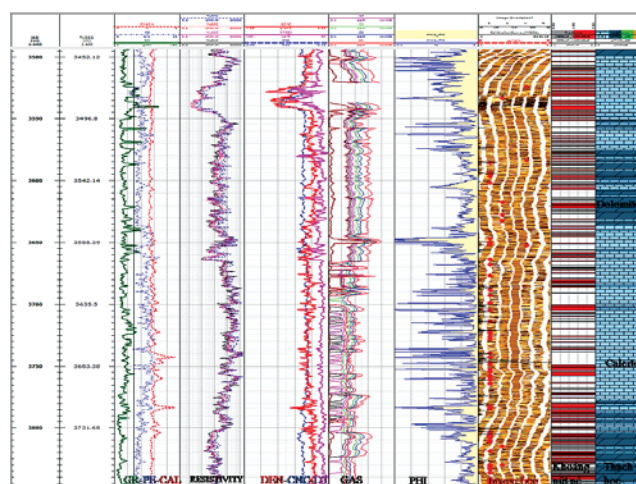
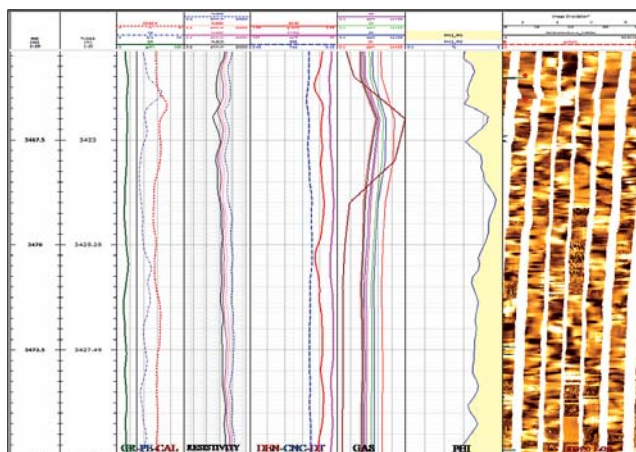
- Độ rỗng trong đá móng carbonate trước Đệ Tam chủ yếu là độ rỗng nứt nẻ tuy nhiên độ mở của các nứt nẻ rất nhỏ và nhỏ hơn rất nhiều so với độ phân giải của phương pháp Neutron-mật độ. Vì vậy, việc sử dụng phương pháp tính toán độ rỗng từ phương pháp hình ảnh giếng khoan có thể tăng độ phân giải từ 2 - 3 feet lên 1,2 inch.

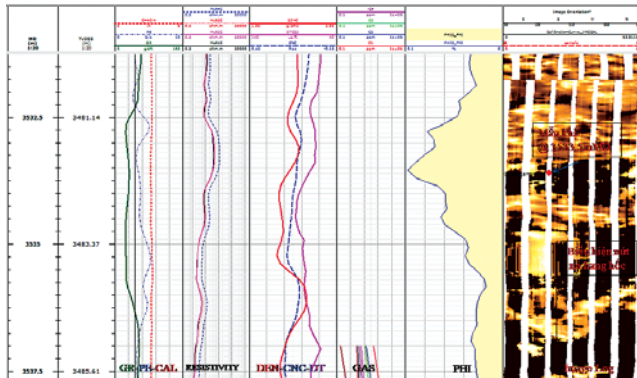
- Biểu hiện của giá trị độ rỗng tính bằng phương pháp

Newberry tương thích với biểu hiện hang hốc nứt nẻ trên bằng hình ảnh giếng khoan và đặc biệt tại vị trí có độ rỗng cao (9,7%) nhà điều hành đã lấy mẫu chất lưu tại độ sâu 3.533,5mMD. Phương pháp này có tính thực tiễn cao, có thể

Bảng 4. Kết quả phân tích độ rỗng khoảng độ sâu 3.465 - 3.475m

Khoảng	Chiều dày tổng	Chiều dày hiệu dụng	Tỷ số chiều dày hiệu dụng/ Chiều dày tổng	Độ rỗng hiệu dụng
3.465 - 3.475	10	9,7	0,97	0,027


Hình 5. Thạch học và các khoảng nứt nẻ của giếng khoan X từ kết quả phân tích các đường cong địa vật lý giếng khoan, Lô 102 - 106

Hình 6. Độ rỗng Φ_v ở khoảng độ sâu 3.465 - 3.475m



Hình 7. Độ rỗng Φ so sánh với nứt nẻ từ hình ảnh giếng khoan

áp dụng để tính toán độ rỗng trong đá móng carbonate nứt nẻ. Tuy nhiên, bản chất của phương pháp này phụ thuộc vào độ dẫn điện của các vật chất chứa trong khe nứt, nếu khe nứt bị lấp bởi các khoáng vật dẫn điện như sét thì sẽ có sai số. Vì vậy, để chính xác hóa thông số độ rỗng, cần nghiên cứu thêm độ rỗng bằng phương pháp phân tích mẫu lõi và phương pháp đo cộng hưởng từ (NMR).

Tài liệu tham khảo

1. B.M.Newberry, L.M.Grace, D.D.Stief. *Analysis of carbonate dual porosity system from borehole electrical images*. SPE 35158. Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. 27 - 29 March, 1996.
2. Creties Jenkins, Ahmed Ouenes, Abdel Zellou, Jeff Wingard. *Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models*. AAPG Bulletin. 2009; 93(11): p. 1597 - 1608.
3. G.V.Chilingrarian, S.J.Mazzaullo, H.H.Rieke. *Carbonate reservoir characterization: A geologic - engineering analysis, part II*. Elsevier. 1996.
4. Gareth D.Jones, Yitain Xiao. *Dolomitization, anhydrite cementation, and porosity evolution in a reflux system: Insights from reactive transport models*. AAPG Bulletin. 2005; 89(5): p. 577 - 601.
5. Neil Hurley. *Borehole images*. Basic well log analysis. AAPG Methods in Exploration. 2004; 16: p. 151 - 193.
6. F.Jerry Lucia. *Carbonate reservoir characterization: An integrated approach*. Springer. 2007.
7. Mahmoud Akbar, Sandeep Chakravorty, S.Duffy Russell, Maged A.Al Deeb, Mohamed R.Saleh Efnik, Roxy Thower, Hagop Karakhanian, Sayed Salma Mohamed, Mohamed N. Bushara. *Unconventional approach to resolving primary and secondary porosity in Gulf carbonates from conventional logs and borehole images*. SPE 87297. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, United Arab Emirates. 13 - 15 October, 2000.
8. Roberto Aguilera. *Naturally fractured reservoirs*. PennWell Books. 1995.
9. Stacy C.Atchley, Nathaniel H.Ball, Luke E.Hunt. *Reservoir characterization and facies prediction within the Late Cretaceous Doe Creek Member, Valhalla field, West-central Alberta, Canada*. AAPG Bulletin. 2010; 94(1): p.1 - 25.
10. Stephen E.Laubach. *Practical approaches to identifying sealed and open fractures*. AAPG Bulletin, 2003; 87(4): p. 561 - 579.
11. Petronas. *Study of tectonic activities in Block 102-106 and Adjacent areas*. 2006.
12. Petronas. *Study of sequence stratigraphy for Block 102-106*. 2011.
13. Petrovietnam. *Geology and petroleum resource of Vietnam*. Publishing house Science and Technology. 2007.
14. Vietnam Petroleum Institute. *Joint study of carbonate reservoir model for Block MVHN-02*. 2012.

A study of fractured carbonate in Blocks 102 - 106 by wireline logging

Nguyen Van Hoang, Nguyen Anh Đức

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

The fracture system plays an important role in the porosity and permeability capacity of fractured carbonates. There are several well logging methods which are applied to determine and study fractured zone such as imaging methods FMI-FMS, STAR-CBIL, photoelectric factor (Pef), resistivities, acoustic, density, caliper, and gas peak of mud logging. These methods are also used to determine the porosity of carbonate.

Key words: Fracture, porosity, carbonate, resistivity, sonic, density, pef, Song Hong basin.

XÁC ĐỊNH TUỔI VÀ DỰ ĐOÁN MÔ HÌNH ĐỊA CHẤT TẦNG CHỨA TRONG MÓNG CARBONATE TRƯỚC ĐỆ TAM KHU VỰC BẮC VỊNH BẮC BỘ, VIỆT NAM

ThS. Trần Như Huy¹, KS. Nguyễn Dương Trung¹, KS. Trần Đức Ninh¹, KS. Nguyễn Văn Thắng²

¹Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC)

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

Email: thangnv@pvep.com.vn

Tóm tắt

Khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ, Việt Nam là khu vực có địa chất phức tạp. Công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở khu vực này đã có một số phát hiện khí, condensate trong cát kết tuổi Miocene; phát hiện dầu, khí ở trong móng carbonate nứt nẻ, hang hốc. Đá carbonate lộ ra ở Đông Bắc đứt gãy Sông Lô, phát triển rộng khắp từ đất liền ra ngoài biển. Ở phần móng bị phủ bởi trầm tích Đệ Tam, đã có một số giếng khoan vào đối tượng này ở khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ và gặp đá carbonate có độ dày rất khác nhau, tuy nhiên chưa có nghiên cứu nào xác định tuổi và đưa ra mô hình địa chất cho tầng chứa móng carbonate này. Việc đưa ra một mô hình địa chất của móng carbonate sẽ giúp định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí đối tượng tầng chứa này ở khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ trong thời gian tới.

Từ khóa: Móng carbonate trước Đệ Tam, tuổi địa chất, khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ.

1. Giới thiệu

Vùng nghiên cứu khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ có các lô dầu khí: Miền vông Hà Nội, Lô 102, 106, 103, 107 và một phần của Lô 101 (Hình 1). Khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ phát triển chủ yếu theo hướng Tây Bắc - Đông Nam từ Miền vông Hà Nội ra vịnh Bắc Bộ. Tuy nhiên, từ khu vực cấu trúc móng cao Yên Tử - Hạ Long (ứng với tọa độ địa lý khoảng 20° Bắc - 107°20' Đông) sang phía Đông hệ thống đứt gãy lại phát triển theo hướng Đông Bắc - Tây Nam, tương tự như hệ thống đứt gãy bể Lôi Châu - Trung Quốc.

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Sông Hồng được thực hiện từ đầu thập kỷ 60 của thế kỷ XX và có thể chia thành hai giai đoạn chính. Trước năm 1987, Việt Nam chỉ tập trung khảo sát chủ yếu ở Miền vông Hà Nội (phần nhỏ phía Tây Bắc của bể Sông Hồng trên đất liền) với các phương pháp: từ - trọng lực (với mức độ chi tiết có nơi đạt 1/25.000), đo sâu điện và đo sâu từ - telua... đã cho thấy bể Sông Hồng là một bồn trũng có lớp trầm tích Đệ Tam rất dày.

Sau đó, việc áp dụng phương pháp địa chấn phản xạ và đặc biệt là phương pháp điểm sâu chung đã tăng chất lượng tài liệu địa chấn phản xạ. Các tài liệu địa chấn này đã cho phép xác định các cấu tạo/bẫy dầu khí và đặt nhiều giếng khoan tìm kiếm/thăm dò trong đất liền. Tài liệu địa chấn đất liền giai đoạn này xác định được 11 diện tích được cho là bẫy dầu khí bao gồm dạng cấu tạo khép kín 4 chiều, khép kín đứt gãy, cấu tạo dạng vát nhọn địa tầng.

Ở ngoài biển, mạng lưới khảo sát địa chấn với mạng lưới thưa phục vụ cho nghiên cứu khu vực. Mạng lưới tuyến có chỗ đạt tới 15 x 15km. Mặc dù chất lượng tài liệu địa chấn khi đó chưa cao nhưng đã minh giải được mặt móng trước Đệ Tam ở vùng rìa bể Sông Hồng. Ở trung tâm bể, với tài liệu địa chấn thu 6 giây, gần như chưa thấy dấu hiệu của phản xạ móng.

Trong giai đoạn 1970 - 1985, có 42 giếng khoan tìm kiếm, thăm dò và khai thác khí có chiều sâu khoảng 600 - 4.250m với tổng khối lượng khoảng trên 100.000m³ khoan. Công tác khoan thăm dò dầu khí tập trung vào các dạng bẫy nghịch đảo kiến tạo Miocene, chưa chú ý đến đối tượng móng đá vôi bị nứt nẻ chôn vùi. Kết quả khoan trong giai đoạn này cho thấy có sự tồn tại của hệ thống dầu khí ở Miền vông Hà Nội và chỉ phát hiện được một mỏ khí nhỏ (Tiền Hải C).

Sau năm 1988, các hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí phát triển nhanh do có đầu tư của nước ngoài theo dạng hợp đồng chia sản phẩm (PSC). Trong 25 năm qua, mạng lưới địa chấn 2D với bộ từ 60 trở lên đã được phủ kín bồn trũng ở những vùng có móng sâu hơn 500m với mật độ lưới phổ biến 2 x 2km. Ở các cấu tạo, tuyến địa chấn 2D có thể được đan dày hơn đến 1 x 1km. Từ năm 2002 đến nay, các cấu tạo triển vọng ở ngoài khơi còn được thu nổ thêm địa chấn 3D (lưới tuyến sau xử lý 12,5 x 12,5m) để làm rõ cấu trúc, nghiên cứu sự phân bố của đá chứa và tìm các dấu hiệu dầu khí trực tiếp.

Dựa trên kết quả phân tích minh giải tài liệu địa chấn đã có và tài liệu mới, kết hợp với các nghiên cứu kiến tạo, địa tầng, trầm tích, môi trường và hệ thống dầu khí, khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ có thể chia thành 3 loại bẫy dầu khí: dạng cấu tạo móng carbonate chôn vùi, dạng bẫy cấu trúc kèm đứt gãy Oligocene và dạng bẫy cấu tạo nghịch đảo Miocene. Công tác khoan thăm dò đã được triển khai trên cả 3 loại bẫy này.

Loại bẫy móng chôn vùi là các cấu trúc móng đá carbonate tuổi Paleozoic hang hốc nứt nẻ phân bố ở rìa Đông Bắc của Miền vông Hà Nội và kéo dài ra ngoài biển ở Lô 106, một phần của Lô 102 và phía Đông Bắc của Lô 107 (Hình 1). Giếng khoan đầu tiên phát hiện dầu khí trong đá móng carbonate nứt nẻ là giếng B10-STB-1X (năm 1996). Tuy nhiên, tập carbonate khá mỏng, chỉ khoảng 25m, còn lại phần dưới là đá clastics. Sau đó giếng khoan B26-STB-1X cũng tập trung vào đối tượng móng carbonate tuy nhiên chỉ gặp đá clastics được cho là tuổi Devon. Giếng B10-STB-2X được khoan tiếp để thăm lượng tập đá vôi ở giếng B10-STB-1X, song kết quả không gặp đá carbonate như kỳ vọng.

Ở ngoài khơi, đối tượng móng carbonate cũng được quan tâm sau khi có phát hiện dầu ở giếng B10-STB-1X. Các giếng 106-YT-1X, 106-HR-1X, 106-HL-1X, 106-HR-2X, 106-DS-1X và 106-YT-2X đã khoan vào đối tượng chính là móng carbonate nứt nẻ. Chỉ có giếng 106-DS-1X được khoan dựa trên mạng lưới tuyến 2D ~1km x 1km, còn lại các giếng khoan khác được khoan dựa trên tài liệu địa chấn 3D. Tất cả các giếng khoan đều gặp carbonate với mức độ nứt nẻ hang hốc rất khác nhau và có dấu hiệu dầu khí. Tuy nhiên, chỉ có hai giếng 106-HR-1X và 106-HR-2X thử vỉa cho dòng dầu khá lớn (~ 5.000 - 7.000 thùng/ngày). Giếng 106-HR-1X gặp hang hốc lớn (~3m) mất dung dịch, nhưng giếng 106-HR-2X (cách giếng 106-HR-1X ~1.500m) lại không gặp hang hốc, không mất dung dịch và dấu hiệu

dầu khí trong khi khoan rất kém. Khi thử, dòng tự nhiên rất yếu (vài trăm thùng ngày), tuy nhiên sau khi rửa giếng bằng acid, đã cho dòng trên 5.000 thùng/ngày.

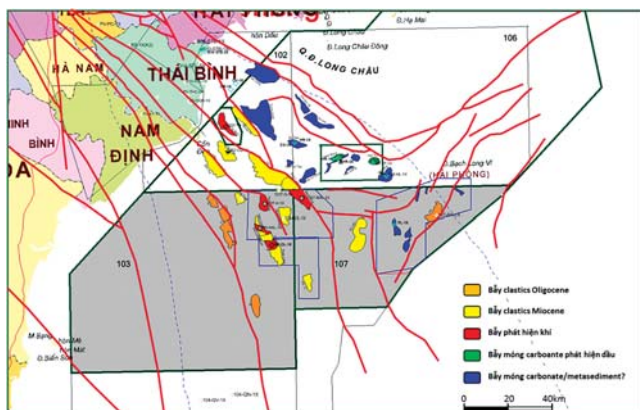
Ở Lô 107, sau khi có phát hiện dầu khí ở cấu tạo Hàm Rồng và dấu hiệu dầu ở Yên Tử, Hạ Long, dựa trên tài liệu địa chấn 2D nhóm tác giả đã vẽ được một số khép kín móng ở Đông Bắc Lô 107. Mạng lưới địa chấn 3D ~1.140km² được thu nổ ở đây vào năm 2011. Có nhiều cấu tạo móng khép kín được xác định dựa trên tài liệu địa chấn 3D, trong đó lớn nhất là cấu tạo PL, NS, TD. Giếng PL-1X đã được khoan trên cấu tạo PL và cho dấu hiệu dầu khí ở tầng Miocene giữa - trên và trong móng carbonate từ 3.534m TVDSS cho đến TD giếng khoan (4.015m TVDSS). Các tài liệu địa vật lý giếng khoan để xác định nứt nẻ trong móng đã không được tiến hành và không thử vỉa.

Sau khi có kết quả dòng dầu khả quan từ móng carbonate trên cấu tạo Hàm Rồng, có hai giếng khoan đã được khoan vào đối tượng móng ở vùng nước nông giữa Lô 102 và Miền vông Hà Nội trong đất liền (được gọi là lô MVHN-02) là giếng CR-1X, DV-1X. các giếng này đều không gặp đá móng carbonate mà gặp móng trầm tích lục nguyên và không có dấu hiệu dầu khí.

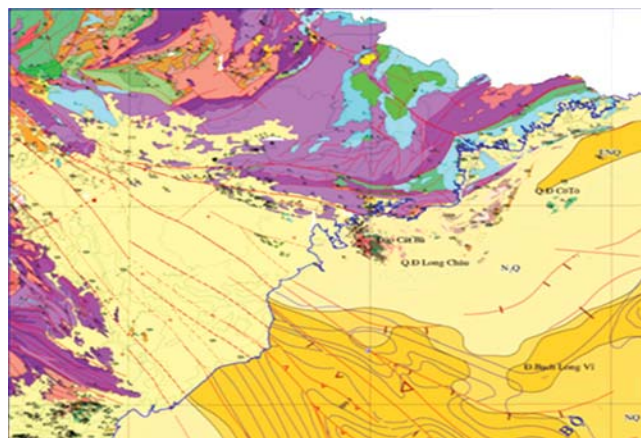
Kết quả của việc khoan vào khá nhiều giếng khoan ở khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ cho thấy có dầu trong móng carbonate. Tuy nhiên, để đánh giá tiềm năng dầu khí ở đây cần có thêm nhiều nghiên cứu.

2. Đặc điểm địa chất của khu vực

Phần đá móng trước Đệ Tam của khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ, đặc biệt là phần cánh nâng Đông Bắc của đứt gãy Sông Lô, liên hệ chặt chẽ với đới Quảng Ninh (bao gồm vịnh Hạ Long - Hình 2). Hình 3 là cột địa tầng tổng hợp cho đới địa chất này. Các trầm tích của đới Quảng Ninh được chia thành các dãy địa tầng sau [10]:



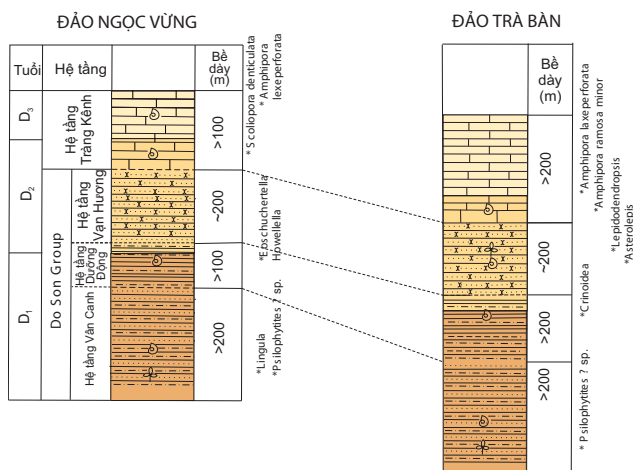
Hình 1. Các đứt gãy chính, vị trí cấu tạo và các giếng khoan thăm dò ở khu vực Bắc bộ Sông Hồng



Hình 2. Bản đồ địa chất khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ

HỆ	THÔNG	PHẦN VỊ ĐỊA TẦNG	THÀNH PHẦN THẠCH HỌC	ĐẶC ĐIỂM THẠCH HỌC VÀ HÓA THẠCH
CRETACEOUS	Thượng			
	Hạ			
JURASSIC	Thượng			
	Trung	Ht. Hà Cối		Cuối kết đáy, cát kết, bột kết màu nâu, đá phiến sét, cát kết phân lớp xen kẽ chứa <i>Coniopteris</i> sp., <i>Tutuella</i> sp., ... Dày 600 - 1200 m.
TRIASSIC	Thượng	Ht. Hòn Gai		Cuối kết đáy, cát kết, bột kết, phiến sét, chứa các hóa thạch mang di tích <i>Clathropteris meniscoides</i> , <i>Gervillia</i> sp., Dày 2500 - 3200 m.
	Trung	Ht. Khôn Láng		Cát kết, bột kết tuf xen kẽ đá phiến sét và bột kết. Dày 1500 m.
PERMIAN	Loping	Ht. Bãi Cháy		Cát kết quartzit, silic vôi chứa <i>Nodosaria</i> sp., <i>Orthotetina</i> sp., <i>Guzhoupecten regularis</i> . Dày 250 - 350 m.
	Guadalup			
CARBONIFEROUS	Cisural			Đá vôi, đá vôi trung cá, đá vôi dolomit dạng khối đến phân lớp đáy, chứa <i>Schwagerina cushmani</i> , <i>Triticites paramontanus</i> , ... Dày 800 - 1200 m.
	Pennsylvani	Ht. Bắc Sơn		Ht. Con Voi: chủ yếu là đá vôi, đá vôi dolomit chứa <i>Pseudouralinia cf. tangakouensis</i> , <i>Rotophyllum omaninus</i> , <i>Keyserlingophyllum</i> sp., ... Dày 200 m.
DEVONIAN	Mississippi	Ht. Phố Hân, Ht. Con Voi		Ht. Phố Hân: đá vôi, đá vôi silic, phiến sét silic và các loại silic mỏng chứa <i>Siphonodella duplicata</i> , <i>Endosproplectammina venusta</i> , <i>Eostaffella</i> sp., ... Dày 500 m.
	Thượng	Ht. Trảng Kênh		Đá vôi xám sẫm xen kẽ một số lớp phiến sét silic chứa <i>Amphipora ramosa</i> , <i>Callipora battersbyi</i> , <i>Palmatolepis triangularis</i> and <i>P. glabra glabra</i> , <i>Quasiendothyra kobeltusana</i> , ... Dày 400 m.
SILURIAN	Trung			Gồm các hệ tầng Vạn Cảnh (D ₁ -D ₂), Đường Động (D ₂ -D ₃), và Vạn Hương (D ₃ v.v) thành phần chủ yếu là các trầm tích lục nguyên tương biến nóng.
	Hạ			
ORDOVICIAN	Pridoli	Ht. Kiến An		Đá vôi, bột kết vôi, phiến sét chứa <i>Xiphelasma</i> sp., <i>Microplasma</i> sp., <i>Retziella weberi</i> , <i>Favosites admirabilis</i> . Dày > 600 m.
	Ludlow			
WENLOCK				
	Llandovery			
ORDOVICIAN	Thượng	Ht. Tân Mài, Ht. Cô Tô		Ht. Cô Tô: trầm tích lục nguyên và lục nguyên nguồn núi lửa thành phần axit có cấu tạo phân dải và phân nhịp chứa <i>Streptograptus exiguus</i> , <i>Monograptus priodon</i> , ... Dày 1000 m. Ht. Tân Mài: các trầm tích lục nguyên có cấu tạo phân dải và phân nhịp chứa <i>Bohemograptus tenuis</i> , <i>Neoculograptus inexpectatus</i> , ... Dày 1430 m.

Hình 3. Cột địa tầng Tây Bắc vịnh Bắc Bộ



Hình 4. Cột địa tầng trầm tích tuổi Devonian Tây Bắc vịnh Bắc Bộ

- Dây Ordovic thượng - Silur, Wenlock;
- Dây Silur thượng, Lodlow-Pridoli;
- Dây Devon - Carbon hạ, Vise;
- Dây Carbon hạ, Vise - Permi thượng, Wuchiaping;
- Dây Trias thượng, Nori - Jura trung.

Trong đó, các dây từ Silur thượng đến Permi thượng chứa đá carbonate được mô tả chi tiết hơn và các dây chứa đá lục nguyên chỉ nêu khái quát.

2.1. Dây Ordovic thượng - Silur Wenlock

Ở đới Quảng Ninh, trầm tích tuổi Ordovic muộn - Silur chủ yếu là lục nguyên được thành tạo, gồm các hệ tầng Tấn Mài (O_3-S_2 tm) và Cô Tô (O_3-S_2 ct).

2.1.1. Hệ tầng Tấn Mài (O_3-S_2 tm)

Hệ tầng Tấn Mài [1] gồm các trầm tích lục nguyên thường có dạng phân nhịp và phân dải, phân bố ở vùng duyên hải tỉnh Quảng Ninh thành một dải dọc theo rìa Đông Nam đứt gãy Yên Tử - Tiên Yên - Tấn Mài, ngoài ra còn gặp ở các đảo Cái Chiên và Vĩnh Thực có bề dày khoảng 1.450m.

Ranh giới dưới của hệ tầng Tấn Mài không quan sát được; hệ tầng nằm bất chỉnh hợp dưới các hệ tầng Devon Đồ Sơn hoặc Jura Hà Cối. Tuổi của địa tầng được xác định là Ordovic muộn - Silur, Wenlock dựa vào Bút đá nằm khá cao trong mặt cắt.

2.1.2. Hệ tầng Cô Tô (O_3-S_2 ct)

Hệ tầng Cô Tô [Dovjikov và nnk., 1965 xếp vào Neogene, Trần Văn Trị và nnk., 1972, 2011 xếp vào Ordovic muộn - Silur sớm], lộ ra trên quần đảo Cô Tô vịnh Bắc Bộ.

Tại các đảo Cô Tô, Thanh Lân, đảo Trần... mặt cắt hệ tầng dày hơn 1.200m, gồm sạn kết tuf, cát kết tuf hạt thô thành phần từ đá acid, màu xám phân lớp dày, xen với các lớp mỏng bột kết và đá phiến sét đen, phân dải thành dạng turbidite chứa Bút đá Ordovic muộn - Silur, Wenlock. Do lộ ra trên các đảo, ranh giới dưới của hệ tầng không quan sát được. Phần trên, hệ tầng nằm bất chỉnh hợp dưới loạt Đồ Sơn, quan sát được ở đảo Trần.

2.2. Dây Silur thượng Ludlow - Pridoli

Trầm tích tuổi này chủ yếu thành tạo trong môi trường biển nông chứa hóa đá, lộ ra ở Kiến An, huyện An Lão, TP. Hải Phòng.

Hệ tầng Kiến An (S_{3-4} kn)

Hệ tầng Kiến An [Nguyễn Quang Hạp, 1967] lộ ra ở các núi Đại Hoàng, Phủ Niệm, Núi Voi, Phủ Liễn, Tiên Hội và Xuân Sơn (Kiến An - An Lão - Tp. Hải Phòng).

Mặt cắt đặc trưng của hệ tầng lộ ra ở Kiến An, dày 550m. Sạn kết, cát kết, cát kết dạng quartzite, bột kết xen các lớp sét vôi, sét vôi silica (200m) chứa tay cuộn *Retziella weberi*, *R. alaica*, "Howellella" cf. *lynxoides*, *Nikiforovaena ferganensis*; hai mảnh vỏ *Actinopteria mansuyi*, *Schizodus kienanensis*, *Goniophora dianensis*, *Sphenotus antedecens*... Đá vôi, vôi sét phân lớp dày xen ít lớp đá phiến sét vôi (~250m) chứa san hô *Nipponophyllum nikolaevae*, *Mesofavosites* sp., *Xiphelasma* sp. có tuổi Ludlow - Pridoli thuộc Silur muộn. Bột kết, sét kết xen kẽ đá phiến sét, cát kết chứa nhiều hóa đá *Retziella weberi*, chiều dày khoảng 150m [9].

Ranh giới dưới của hệ tầng Kiến An chưa quan sát

được; ranh giới trên có thể là bất chỉnh hợp với hệ tầng Vạn Cảnh (D_{1-2} vc) [10].

2.3. Dây Devon - Carbon hạ, Vise

Các đá trầm tích Devon - Carbon hạ gồm: phần già nhất là trầm tích tuổi Devon lộ ra ở Hải Phòng và các điểm lân cận chủ yếu là cát kết, sét kết gọi là loạt Đồ Sơn; nằm phủ lên là đá carbonate thuộc loạt Thủy Nguyên [8, 10].

2.3.1. Loạt Đồ Sơn [Lantenoi, 1907]:

Loạt Đồ Sơn gồm các hệ tầng Vạn Cảnh (D_1 - D_2 e vc), Dưỡng Động (D_1 - D_2 e dd) và Vạn Hương (D_2 gv vh). Các hệ tầng này chuyển tương nhau gồm đá trầm tích lục nguyên tương ven bờ đến tương thềm phân bố ở các tỉnh Hải Phòng, Quảng Ninh, Hải Dương và một số đảo ở Tây Bắc vịnh Bắc Bộ.

- Hệ tầng Vạn Cảnh (D_1 - D_2 e vc):

Hệ tầng Vạn Cảnh [5] là phần thấp nhất của trầm tích tuổi Devon ở đới Quảng Ninh, lộ ra ở các đảo Vạn Cảnh, Trà Bàn, Ngọc Vũng và nhiều đảo khác trên vịnh Bái Tử Long và trên bán đảo Đồ Sơn. Mặt cắt điển hình của hệ tầng Vạn Cảnh gồm cát kết bột kết dày khoảng 200m, chứa hóa thạch thực vật (*Tainiocrada* ? sp. cf. *T. decheniana*, *Psilophytites* ? sp.). Ở mặt cắt đặc trưng trên bán đảo Đồ Sơn, hệ tầng Vạn Cảnh nằm chỉnh hợp dưới hệ tầng Dưỡng Động chứa tay cuộn *Tulynetes nonpoensis*.

Ở bán đảo Đồ Sơn, hệ tầng Vạn Cảnh thuộc phần dưới loạt tầng Đồ Sơn. Hiện nay hệ tầng Vạn Cảnh được tạm thời xếp vào tuổi Devon sớm-giữa Eifeli cùng tuổi với hệ tầng Dưỡng Động.

Hệ tầng Vạn Cảnh nằm chỉnh hợp (?) lên hệ tầng Kiến An (S_{3-4} kn) và nằm chuyển tương ngang với hệ tầng Dưỡng Động. Các phân tích thạch học cho thấy hệ tầng Vạn Cảnh thành tạo trong môi trường vũng vịnh ven bờ (Hình 4 là cột địa tầng ở đảo Ngọc Vũng và đảo Trà Bàn).

- Hệ tầng Dưỡng Động (D_{1-2} e dd):

Hệ tầng Dưỡng Động [Nguyễn Quang Hạp, 1967] gồm trầm tích lục nguyên đôi chỗ có xen thấu kính đá vôi, phân bố ở Kinh Môn (Hải Dương), Dưỡng Động (Tràng Kênh - Hải Phòng), Đông Triều (Quảng Ninh) và trên một số đảo trên vịnh Hạ Long như Ngọc Vũng, Trà Bàn...

Hệ tầng Dưỡng Động có mặt cắt đặc trưng dày khoảng 410 - 570m. Cát kết thạch anh phân lớp dày, xen đá phiến sét, thấu kính đá vôi, đôi khi có thấu kính hoặc các lớp mỏng sạn kết thạch anh (30m). Đá phiến sét, đá

phiến sericite xen bột kết, cát kết, đá phiến sét vôi, thấu kính đá vôi chứa san hô, tay cuộn bảo tồn tốt (200 - 270m). Cát kết dạng quarzite, đôi khi phân lớp xen bột kết (180 - 250m). Trên các đảo Châu Đốc và Trà Bàn ở vịnh Hạ Long, bề dày hệ tầng đạt đến 700m. Hóa thạch phong phú, gồm tay cuộn *Stropheodonta* cf. *interstitialis*, *Atrypa* ex gr. *desquamata*, *Stropheodonta* cf. *interstitialis*, *Athyris concentrica*, *Bacchochonetes janvieri*, *Perichonetes mutabilis*, *Desquamatia* sp., *Indospirifer kwangsiensis*, *Aulacella zhamoidai*, *Schellwienella* cf. *lantenoi*, *Desquamatia* ex gr. *desquamata*, *Tulynetes hoabinhensis*, *Acrospirifer* sp., *Camarotoechia* sp... Tuổi được xác định bằng hóa thạch từ Devon sớm đến Eifeli của Devon giữa.

Hệ tầng Dưỡng Động nằm chỉnh hợp trên hệ tầng Vạn Cảnh quan sát được trên đảo Vạn Cảnh và Trà Bàn và nằm chỉnh hợp dưới hệ tầng Vạn Hương quan sát được ở Kinh Môn (Hải Dương).

- Hệ tầng Vạn Hương (D_2 gv vh):

Hệ tầng Vạn Hương [8, 10] có mặt cắt đặc trưng ở núi Ba Vi và lộ ra ở bán đảo Đồ Sơn, một số đảo trên vịnh Bái Tử Long như Trà Bàn, Quan Lạn, Ngọc Vũng... Ở bán đảo Đồ Sơn, hệ tầng Vạn Hương nằm ở trên cùng với độ dày khoảng 70m, gồm sạn kết, cát kết dạng quarzite phân lớp xen chứa Cá cổ *Vietnamaspis trii*, *Briagalepis* sp., *Bothriolepis* sp. (cf. *B. gigantea*), thực vật *Bergeria* hoặc *Knorria* (cf. *Lepidodendropsis* sp.). Trên đảo Trà Bàn, Cá cổ *Asterolepis* sp. (cf. *A. ornata*) và thực vật tương tự ở bán đảo Đồ Sơn. Ở đảo Quan Lạn có tập dày hàng chục mét cuội sỏi thạch anh màu trắng.

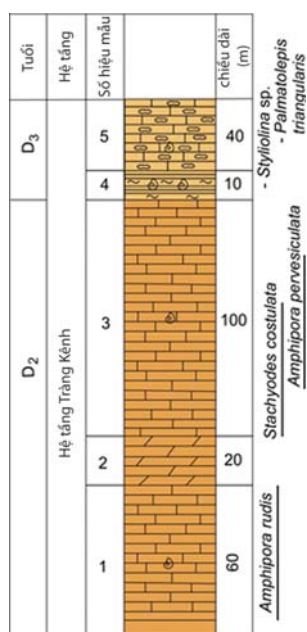
Hệ tầng Vạn Hương nằm chỉnh hợp trên hệ tầng Dưỡng Động và Vạn Cảnh. Hệ tầng Vạn Hương chuyển tiếp dần lên hệ tầng Tràng Kênh là đá vôi phía trên (D_{2-3} tk). Dựa vào hóa thạch *Lepidodendropsis-Bothriolepis*, hệ tầng Vạn Hương được định tuổi Givet, Devon giữa.

2.3.2. Loạt Thủy Nguyên

Loạt Thủy Nguyên [10] gồm các hệ tầng Tràng Kênh (D_2 gv- D_3 fm tk), Con Voi (C_1 t cv) và Phố Hàn (C_1 t ph), phân bố ở Kinh Môn (Hải Dương), Thủy Nguyên (Hải Phòng) và vùng duyên hải miền Đông Bắc Bộ. Đặc điểm chung của cả 3 hệ tầng này là thành phần đá carbonate chiếm vai trò chủ đạo, thành phần carbonate-silica, silica có mặt ở mức độ khác nhau trong các hệ tầng.

- Hệ tầng Tràng Kênh (D_2 gv- D_3 fm tk):

Hệ tầng Tràng Kênh [Nguyễn Quang Hạp, 1967] gồm đá vôi xám sẫm xen ít đá phiến silica, phân bố ở vùng duyên hải Đông Bắc Bộ thành những dải kéo dài



Hình 5. Cột địa tầng đá vôi hệ tầng Trảng Kênh.
Mặt cắt Phúc Sơn, Kinh Môn, Hải Dương



Hình 6. Đá vôi hệ tầng Trảng Kênh bãi Cát Cò 3, Đảo Cát Bà. Ảnh: Đoàn Nhật Trường



Hình 7. Hang hốc trong đá vôi hệ tầng Trảng Kênh - Đảo Soi Nhụ - Hạ Long, Quảng Ninh.
Ảnh: Trần Như Huy



Hình 8. Hang hốc trong đá vôi hệ tầng Trảng Kênh - Hang Soi Nhụ - Đảo Soi Nhụ - Hạ Long, Quảng Ninh. Ảnh: Trần Như Huy

từ Tây sang Đông, kẹp giữa sông Giá và sông Đá Bạc và ở một số đảo.

Mặt cắt chuẩn lộ ra ở Lỗ Sơn với bề dày khoảng 400m (Hình 5). Đá phiến sét vôi, đá vôi kết tinh, màu xám, xám sẫm (120 - 130m); chứa nhiều hóa thạch thuộc phức hệ *Caliopora battersbyi* tuổi Givet như: lỗ tầng *Amphipora ramosa*, *A. angusta*, *Actinostroma devonica*, *Stachyoides insignis*...; san hô *Caliopora battersbyi*, *Thamnopora nicholsoni*, *Crassialveolites crassus*, *Scoliopora denticulata*, *Dendrostella trigemma*...; tay cuộn *Stringocephalus burtini*. Đá phiến silica xám, phân lớp mỏng, xen các lớp sét đen, chiều dày 50m. Đá vôi sét xám sẫm xen lẫn các lớp đá phiến sét xám dày 200m chứa hóa đá tuổi Frasnian như: *Amphipora pervesiculata*, *A. simplex*, *Stachyodes costulata*,

S. fasciculata (stromatoporoids); *Eonodosaria evlanensis*, *Tikhinella multiformis*, *Nanicella gallowayi*, *Eotournayella jubra*... Đá vôi xám sáng, phân lớp từ mỏng đến trung bình, đôi khi có cấu tạo đường khâu chiều dày 30m, chứa răng nón *Palmatolepis subperlobata*, *P. triangularis* và *P. glabra glabra*. Ở mặt cắt này, hệ tầng Trảng Kênh nằm chỉnh hợp trên hệ tầng Vạn Hương và nằm chỉnh hợp dưới hệ tầng Con Voi.

Hệ tầng Trảng Kênh cũng gặp trên các đảo nhỏ ở vịnh Hạ Long và Bái Tử Long (Hình 7). Ở phía Nam của đảo Cát Bà (Hình 6), phần trên của hệ tầng xuất hiện đá vôi phân lớp từ trung bình đến dày, chứa các thấu kính silica vôi chứa răng nón *Palmatolepis sigmoidalis*-*Pa. Gracilis* định tuổi Famen. Hệ tầng này nằm chỉnh hợp lên hệ tầng Phố

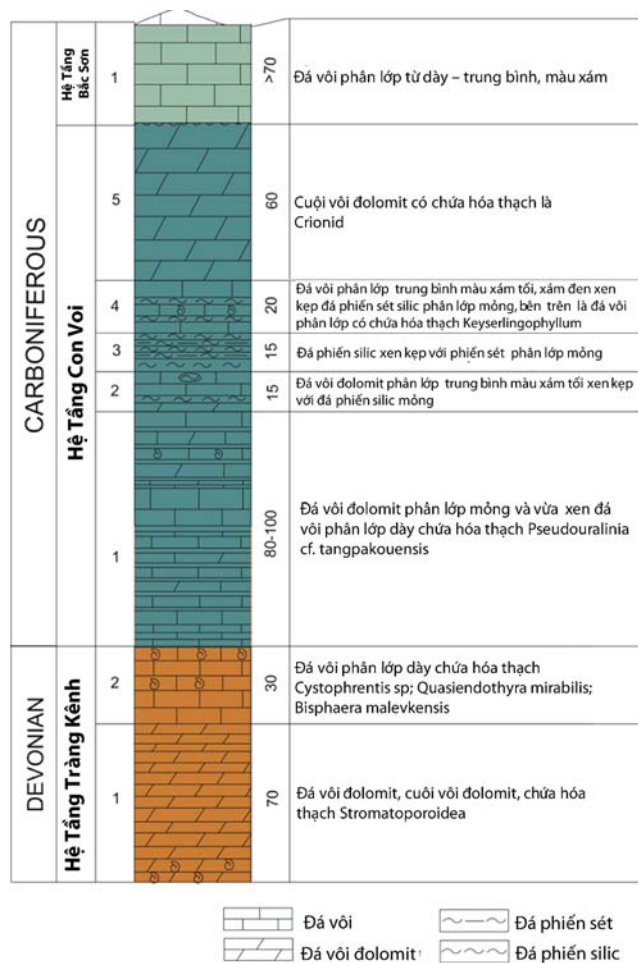
Hàn. Ở Xuân Sơn, Núi Voi và An Lão (Hải Phòng), đá vôi của hệ tầng Tràng Kênh chứa *Clathrocoelona pertabulata* đặc trưng cho Frasnian. Ở vùng Xuân Sơn, Núi Voi, hệ tầng Tràng Kênh nằm chính hợp dưới hệ tầng Con Voi và ranh giới dưới chưa quan sát được, phần tiếp xúc lộ ra là tiếp xúc kiến tạo.

Hệ tầng Tràng Kênh, nằm chính hợp trên hệ tầng Vạn Hương và nằm chính hợp dưới hệ tầng Con Voi (Kinh Môn, Thủy Nguyên và An Lão) và hệ tầng Phố Hàn ở đảo Cát Bà. Dựa vào hóa thạch của hệ tầng được xác định là Givet-Famen.

Ở phía trên hệ tầng Tràng Kênh có hai loại đá vôi tương ứng với hai hệ tầng: Con Voi là đá vôi tương thêm và hệ tầng Phố Hàn là đá vôi tương thêm, sườn thêm.

- Hệ tầng Con Voi (C₁t-v cv):

Hệ tầng Con Voi [Deprat, 1913; Nguyễn Quang Hạp, 1967] chủ yếu gồm đá vôi phân bố ở Kiến An (Hải Phòng - Hình 10), Kinh Môn (Hải Dương), đảo Cái Bả, đảo Sứa và một số đảo khác ở vịnh Bái Tử Long (Quảng Ninh)...



Hình 9. Cột địa tầng đá vôi hệ tầng Con Voi ở mặt cắt núi Con Voi - Hải Phòng (phần trên của Devonian - Phần dưới Carboniferous). Nguồn: Đoàn Nhật Trường

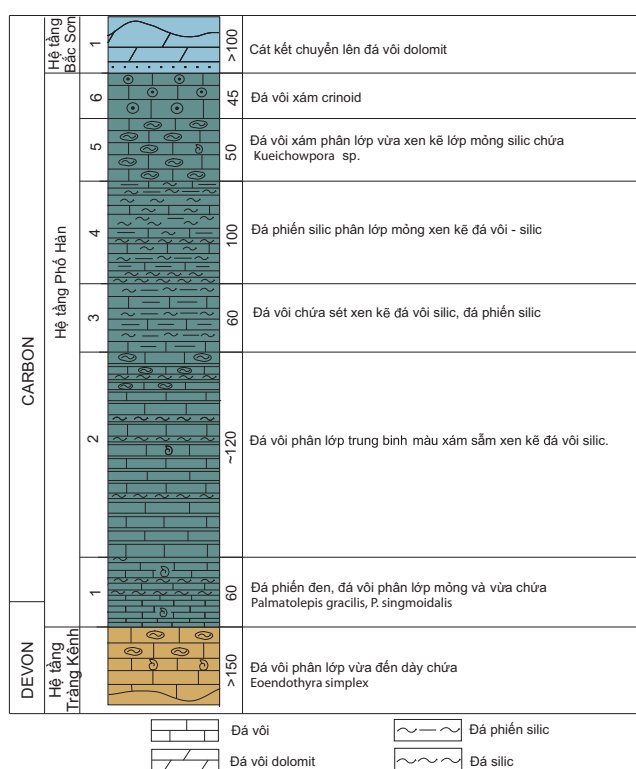
Mặt cắt đặc trưng của hệ tầng được lộ ra ở sườn nam của núi Con Voi (An Lão - Hải Phòng) với chiều dày trên 200m (Hình 9). Đá vôi dolomite xám phân lớp mỏng xen với đá vôi dolomite, dolomite phân lớp dày, hạt nhỏ đến trung bình, bề dày 80 - 100m chứa hóa thạch Tournais sớm: *Bisphaera malevkensis*, *Septabrunsiina karakubensis*, *Septatournayella* cf. *segmentata* (forams), *Pseudouralinia* cf. *tangpakouensis* (rugose), *Syringopora reticulata*, *S. distans*, *S. geniculata haiphongensis* (tabulates). Đá vôi xám, hạt mịn, phân lớp trung bình, đá vôi dolomite chứa các mảnh sinh vật và các lớp mỏng đá silica, bề dày 15m. Đá silica, đá phiến silica màu xám, xám nâu xen kẽ vài lớp sét kết, bột kết. Đá vôi màu xám, xám sẫm, phân lớp trung bình chứa các mảnh sinh vật và các ổ silica, phân nhíp lên phía trên là đá vôi phân lớp dày chứa hóa thạch Tournais muộn: *Septabrunsiina* sp. (foram), *Lophophyllum* cf. *koninckii*, *Rotiphyllum omalius*, *Keyserlingophyllum* sp. (rugoses), *Syringopora geniculata*, *S. geniculata haiphongensis* (tabulates), bề dày 20m. Đá vôi huệ biển bị dolomite hóa, bề dày 50m.



Hình 10. Hang hốc ở phần trên của đá vôi hệ tầng Con Voi - Hải Phòng.
Ảnh: Nguyễn Dương Trung



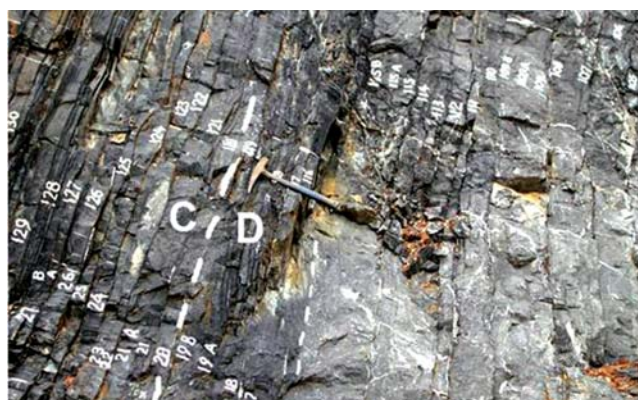
Hình 11. Hang hốc ở phần dưới của đá vôi hệ tầng Bắc Sơn.
Ảnh: Nguyễn Dương Trung



Hình 12. Cột địa tầng đá vôi hệ tầng Phố Hàn ở mặt cắt phía Nam đảo Cát Bà. Nguồn: Đoàn Nhật Trường



Hình 13. Mặt cắt có ranh giới D/C hệ tầng Phố Hàn, phía Nam đảo Cát Bà - Hải Phòng. Ảnh: Đoàn Nhật Trường



Hình 14. Mặt cắt chi tiết ranh giới D/C hệ tầng Phố Hàn, phía Nam đảo Cát Bà - Hải Phòng. Ảnh: Đoàn Nhật Trường

Hệ tầng Con Voi nằm chỉnh hợp trên hệ tầng Tràng Kênh và quan hệ giả chỉnh hợp (parallel-unconformity) với hệ tầng Bắc Sơn phủ lên trên. Hệ tầng này được định tuổi Carbon sớm Tournais, Vise dựa vào hóa đá san hô và trùng lỗ.

- Hệ tầng Phố Hàn (C_1 -v ph):

Hệ tầng Phố Hàn [Ngô Quang Toàn và nnk, 1994] phân bố hạn chế ở phía Nam đảo Cát Bà gồm đá vôi xen kẹp các lớp silica-vôi. Hệ tầng này rất giống với hệ tầng Con Voi, tuy nhiên điểm khác là có sự xuất hiện của thành phần đá silica ở phần dưới và phổ biến ở phần giữa của hệ tầng.

Mặt cắt Phố Hàn - Bến Béo có chiều dày khoảng 470m (Hình 12). Lót đáy là một tập đá phiến sét đen xen kẹp sét vôi và đá vôi sét, phía trên là đá vôi sinh vật màu xám sẫm phân lớp từ mỏng đến trung bình và có các thấu kính silica ở phía trên, dày 25m. Ở tập lót đáy, hóa đá xác định ranh giới Devon/Carbon gồm: *Uralinella bicamerata*, *Bisphaera malevkensis*, *Septabrunsiina* sp., *Eoendothyra communis*, *Quasiendothyra konensis*, *Q. kobeitusana* (forams), *Palmatolepis gracilis*, *P. sigmoidalis*, *Spathognathodus disparilis* (conodonts). Ở phía trên, xuất hiện hóa thạch răng nón, tuổi Tournais sớm, gồm: *Siphonodella duplicata*, *Si. quadruplicata*, *Si. cooperi*, *Polygnathus communis communis*, *Pol. purus purus*, *Pol. inornatus* (conodonts) [8], *Fuchungopora* sp., *Syringopora distans*, *Tetraporinus* sp. (corals). Đá vôi phân lớp từ trung bình đến dày, màu xám sẫm xen kẹp các ổ và lớp đá silica màu xám đen, bề dày 200m; tập này chứa các hóa đá định tuổi Tournais giữa, gồm: *Endospiroplectammina venusta*, *Endothyra parakosvensis*, *Septabrunsiina endothyroides*, *Tournayella* sp. Đá vôi sét, sét vôi phân dải mờ xen sét bị phong hóa màu vàng, đá vôi silica màu đỏ đậm và sét silica, bề dày 60m. Đá silica phân lớp mỏng, đá silica sọc dài xen kẹp đá vôi phân lớp mỏng, bề dày 100m. Đá vôi phân lớp trung bình đến dày chứa các ổ hoặc xen kẹp đá silica mỏng chứa hóa thạch Carbon sớm: *Kueichowpora* sp., *Syringopora* sp., bề dày 50m. Đá vôi huệ biển có màu xám đến xám nhạt, dày 30m (Hình 12 - 15).

Hệ tầng Bắc Sơn nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Phố Hàn, ranh giới chuyển tiếp từ đá vôi dolomite đôi khi là cát kết nâu đỏ chuyển lên dolomite của hệ tầng Bắc Sơn. Hệ tầng Phố Hàn được định tuổi Carbon sớm Tournais - Vise.

2.4. Dây Carbon hạ, Vise - Permi thượng, Wuchiaping

Dây Carbon hạ, Vise - Permi thượng, Wuchiaping ở đới Quảng Ninh gồm hệ tầng Bắc Sơn và hệ tầng Bãi Cháy.

2.4.1. Hệ tầng Bắc Sơn (C₁v-P bs)

Hệ tầng Bắc Sơn được xác lập bởi Nguyễn Văn Liêm [6] và được đặt tên theo địa danh Bắc Sơn, tỉnh Lạng Sơn.

Hệ tầng Bắc Sơn dày khoảng 700 - 1.000m, gồm đá carbonate màu xám, xám sáng, gồm đá vôi, đá vôi dolomite, đá vôi sinh vật, phân lớp dày và dạng khối. Đới chỗ mặt cắt hệ tầng này chia làm 2 phần: phần dưới gồm đá vôi dolomite, dolomite màu trắng đục; và phần trên gồm đá vôi sinh vật màu xám, xám sáng từ hạt mịn đến hạt thô.

Hệ tầng Bắc Sơn chứa rất nhiều hóa thạch trùng lỗ, san hô, tay cuộn. Nghiên cứu của Nguyễn Văn Liêm xác định hệ tầng tuổi Carbon sớm Vise - Permian giữa Capitan dựa vào các nhóm hóa đá: *Endothyranopsis* - *Pseudoendothyra* zone; *Millerella* - *Eostaffella* zone; *Profusulinella* zone; *Fusulinella* - *Fusulina* zone; *Obsoletes* - *Protriticites* zone; *Triticites* - *Daixina* zone; *Schwagerina* zone; *Robustoschwagerina*

zone; *Misellina* zone; *Cancellina* zone; *Neoschwagerina* zone; *Lepidolina* - *Yabeina* zone.

Đá vôi hệ tầng Bắc Sơn là carbonate trầm hình thành trong giai đoạn dài kiến tạo ổn định.

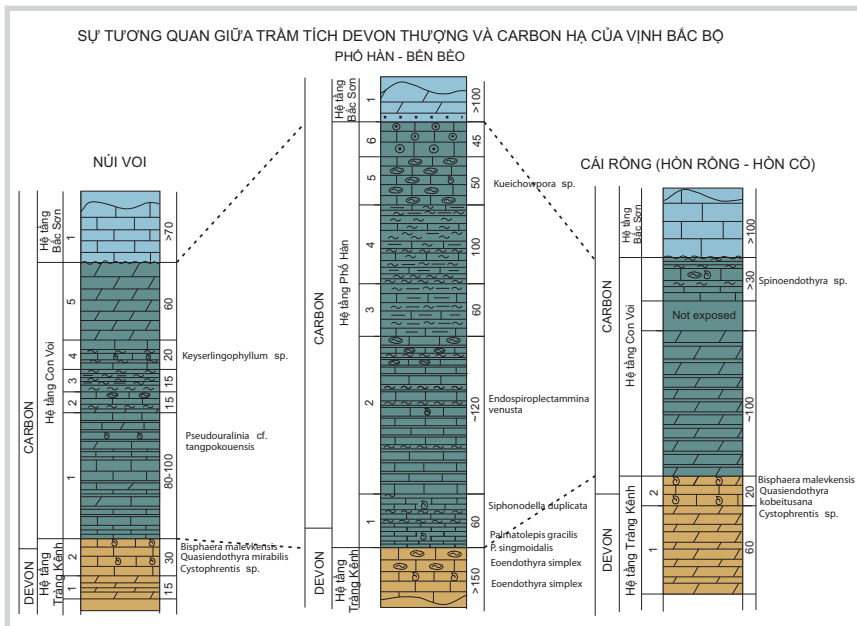
Hệ tầng Bắc Sơn lộ ra ở khoảng 2/3 diện tích quần đảo Cát Bà; tất cả các đảo của quần đảo Long Châu (Hình 16, 17) và vùng Hoành Bồ - Quảng Ninh. Hệ tầng Bắc Sơn phủ lên trên hệ tầng Phố Hàn theo kiểu giả chỉnh hợp.

2.4.2. Hệ tầng Bãi Cháy (P₃w bc)

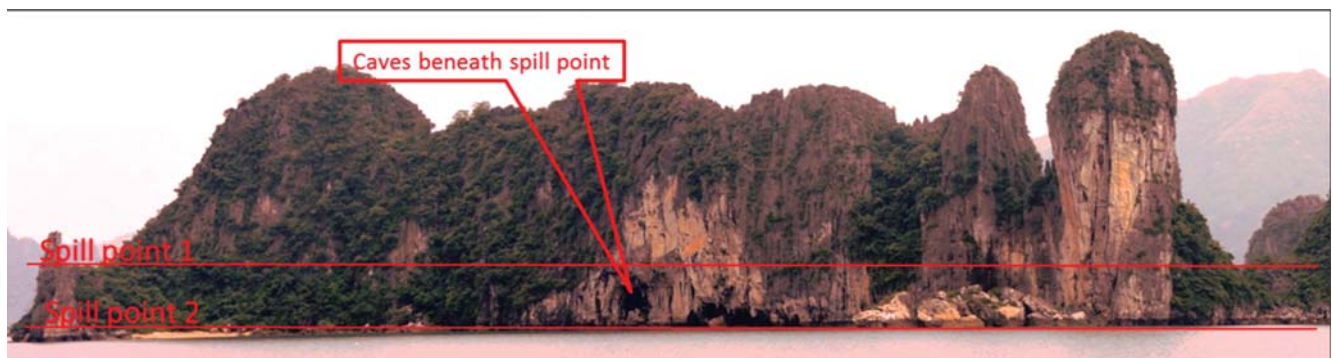
Hệ tầng Bãi Cháy [6] gồm đá chứa silica, lộ ra thành dải hẹp theo phương á vĩ tuyến ở rìa hai cánh của địa hào Cẩm Phả - Hòn Gai (Quảng Ninh). Dải phía Bắc chạy từ Quảng La dọc theo đường 18B đi Vũ Oai, dải phía Nam dọc theo các đồi thấp ở Nam Bãi Cháy và dọc đường ô tô Quang Hanh - Cẩm Phả.

Mặt cắt đặc trưng của hệ tầng lộ ra ở đồi Yên Ngựa tại

Bãi Cháy, phía Tây Tp. Hạ Long dày khoảng 200m, gồm 2 phần: đá phiến silica xen các lớp kẹp mỏng cát kết, dày 100m; cát kết dạng quartzite xen các lớp kẹp silica, dày 100m. Trong các lớp silica-vôi của phần dưới đã thu thập được hóa thạch *Wuchiaping*, gồm chân riu *Guizhoupecten regularis*, *Stutchburia* aff. *dianensis*, *Euchondria sinensis*, *Bakevellia* sp.; tay cuộn *Reticulariina cambodgensis*, *R. netschaei*, *R. sp.*, *Orthotetina* sp., *Dictyoclostus* cf. *gratiosus*. Tại vùng Đá Trắng (Hoành Bồ), hệ tầng gồm đá phiến sét vôi chứa trùng lỗ Permian gồm: *Nodosaria* sp., *Glomospira* sp., *Pseudoglomospira* sp., *Baisalina* sp., *Agathammina* sp., *Robuloides*? sp.



Hình 15. Mặt cắt liên kết các hệ tầng đá vôi D/C (Hệ tầng Phố Hàn và hệ tầng Con Voi) ở mặt cắt núi Voi, Phố Hàn - Cát Bà và Cái Rồng - Hải Phòng. Nguồn: Đoàn Nhật Trường



Hình 16. Hình ảnh núi đá vôi của hệ tầng Bắc Sơn với hang hốc ở các bậc khác nhau và có thể nằm ngay ở đường khép kín hoặc dưới khép kín của cấu tạo. Ảnh: Trần Như Huy



Hình 17. Hình ảnh núi đá vôi của hệ tầng Bắc Sơn với nứt nẻ gần như thẳng đứng. Các giếng khoan thẳng đứng sẽ khó đi qua nhiều nứt nẻ. Ảnh: Trần Như Huy

Hệ tầng Bãi Cháy được giả định nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Bắc Sơn và bị hệ tầng Hòn Gai phủ bất chỉnh hợp lên trên. Dựa theo hóa thạch, hệ tầng được định tuổi là Permi muộn, Wuchiaping.

2.5. Dây Trias trung, Anisi - Trissic thượng - Carni

Ở đới Quảng Ninh, chỉ gặp hệ tầng Khôn Làng tuổi Anisi.

Hệ tầng Khôn Làng (T_2a kl)

Ở đới Quảng Ninh, các trầm tích trước Nori lục nguyên chứa tuf và thấu kính đá phun trào felsic, chưa tìm thấy hóa đá, lộ ra rất hạn chế ven một đới đứt gãy nằm gần rìa bắc bể, đã được xếp vào hệ tầng Khôn Làng [Nguyễn Kinh Quốc và nnk, 1991]. Việc phân chia định tuổi các trầm tích này chỉ dựa vào đối sánh với mặt cắt Trias ở bể An Châu.

Tại vùng núi Chùa - Quảng Ninh, quan sát thấy lớp cuội, sạn kết đa khoáng của hệ tầng nằm trên trầm tích Paleozoic hạ, hệ tầng Tấn Mài. Ranh giới trên không quan sát được. Đến nay, chưa tìm được hóa thạch trong các trầm tích mô tả trên. Việc sắp xếp chúng vào hệ tầng Khôn Làng tuổi Anisi chỉ dựa vào sự có mặt của rhyolite trong mặt cắt.

2.6. Dây Trissic thượng, Nori - Jura trung

Ở đới Quảng Ninh, dây - Trias thượng gồm hệ tầng Hòn Gai tuổi Nori - Rhaeti và hệ tầng Hà Cối tuổi Jura sớm - giữa.

2.6.1. Hệ tầng Hòn Gai (T_3n-r hg)

Hệ tầng Hòn Gai dày 2.100 - 3.400m [3]. Cát kết hạt thô xám sáng, phân lớp dày xen cuội sạn kết, ít bột kết, chuyển lên đá phiến sét than và các vỉa than ít giá trị công nghiệp lộ ra ở đảo Cái Bàu (dày 1.250 - 1.500m). Cuội kết,

sạn kết xám sáng, phân lớp dày, xen cát kết, bột kết, sét than lộ ra ở phần lớn diện tích bề than (dày 460 - 1.430m), chứa nhiều vỉa than công nghiệp ở vùng Hòn Gai - Cẩm Phả. Cuội kết, sạn kết thạch anh xám sáng, phân lớp dày chuyển lên cát kết, xen bột kết xám sẫm và chứa vài vỉa than mỏng và duy trì kém, lộ ra phần giữa của mặt cắt (dày 400 - 500m).

Hóa thạch thực vật thu thập trong hệ tầng Hòn Gai đã được biết tới từ lâu với tên gọi là "Thực Vật Hòn Gai" [Zeiler R., 1903] được coi là có tuổi Nori-Rhaeti. Hệ tầng nằm bất chỉnh hợp trên các thành tạo Paleozoic và bất chỉnh hợp dưới hệ tầng Jura Hà Cối.

2.6.2. Hệ tầng Hà Cối (J_{1-2} hc)

Các trầm tích lục địa màu đỏ thuộc hệ tầng Hà Cối [1], phân bố trên diện tích rộng lớn ở Quảng Ninh, ven vịnh Hà Cối và trên các đảo Cái Bàu, Vĩnh Thực, Cái Chiên có bề dày chung khoảng 1.200m. Hệ tầng Hà Cối nằm bất chỉnh hợp góc rõ rệt trên hệ tầng Paleozoic hạ Tấn Mài và trên hệ tầng Hòn Gai; ranh giới trên không quan sát được. Dựa vào hóa thạch thực vật và đối sánh địa tầng, hệ tầng được xếp vào Jura hạ-trung.

3. Mô hình địa chất móng đá vôi khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ

Việc xác định tuổi, địa tầng móng carbonate giếng khoan PL-1X (carbonate dày ~480m) dựa chủ yếu vào hóa thạch được xác định trên các lát mỏng từ mẫu mùn khoan và kết quả phân tích thạch học.

Hình 18 là các hóa thạch được tìm thấy ở điểm lộ trên đảo Cát Bà (nơi có ranh giới Devon và Carbon) và trên các lát mỏng từ mẫu mùn khoan móng carbonate ở giếng khoan PL-1X. Với các hóa thạch này có thể khẳng định móng carbonate ở giếng PL-1X tuổi Carbon sớm (Tournais, Visian). Các hóa thạch tìm được trong giếng PL-1X giống với các hóa đá đã được tìm thấy ở hệ tầng Con Voi (C_1t-v cv) ở Núi Voi - Hải Phòng và hệ tầng Phố Hàn (C_1t-v ph) ở đảo Cát Bà - Hải Phòng (Hình 18). Thành phần thạch học của carbonate ở giếng PL-1X tương tự hệ tầng Con Voi với carbonate phân lớp dày, xen kẹp lớp mỏng đá silica-vôi và dolomite hóa.

Qua các hóa thạch tìm được trong giếng khoan PL-1X và thành phần thạch học, tầng đá vôi 480m từ tầng móng đến đáy giếng khoan PL-1X được xếp vào hệ tầng Con Voi (C_1t-v cv).

Việc dự báo diện phân bố của móng đá vôi chủ yếu dựa vào tài liệu địa chấn 3D. Để phục vụ cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí cần tập trung dự báo loại đá móng

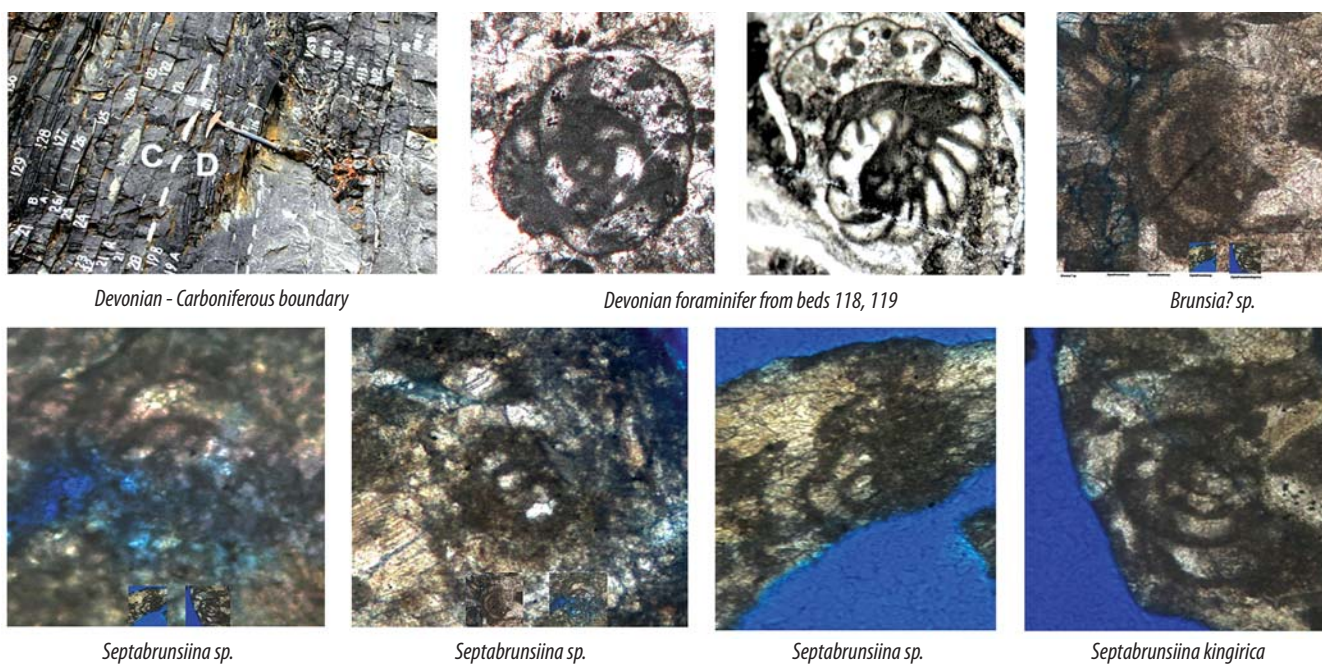
của các cấu tạo móng đã xác định trên tài liệu minh giải địa chấn 3D.

Qua nghiên cứu, minh giải tài liệu địa chấn ở khu vực khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ và đặc biệt là tài liệu địa chấn 3D mới thu nỏ năm 2011 ở phía Đông Lô 107, nhóm tác giả đề xuất phương pháp để dự đoán loại đá móng (magma, lục nguyên hay đá vôi) dựa trên việc phân tích đặc điểm bề mặt của đá móng và tương địa chấn trên tài liệu 3D.

Đặc điểm địa hình của đá vôi chủ yếu do quá trình hòa tan, rửa lũa dạng karst; còn các loại đá lục nguyên, biến chất và magma bị dòng nước bào mòn nên rất khó tạo ra

các nếp lồi kín trên bề mặt địa hình. Ở các vùng đất đá bị bào mòn, kiểu địa hình thung lũng dốc rồi tập trung vào một thung lũng sông lớn rồi tiếp tục dốc cho đến vùng bằng phẳng (đồng bằng) trước khi chảy vào một hồ lớn hoặc biển. Việc hình thành các địa hình lồi nhỏ kín trên bề mặt địa hình là rất hiếm.

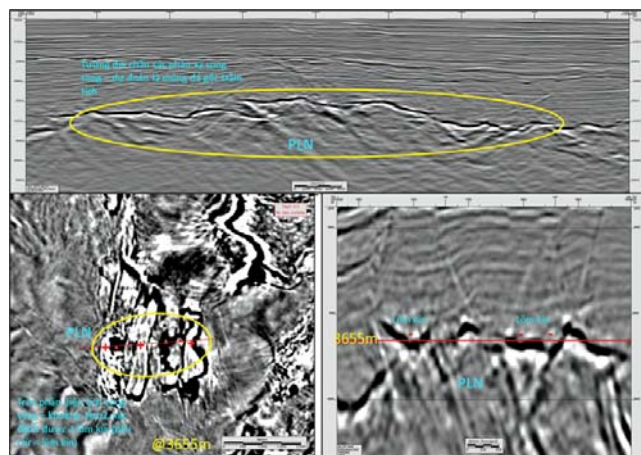
Ngược lại, bề mặt địa hình đá vôi được hình thành bởi quá trình rửa lũa là chủ yếu do phản ứng hóa học giữa đá vôi (CaCO_3) với acid H_2CO_3 do khí CO_2 có trong không khí hòa tan với nước. Quá trình này không cần nước có động năng. Do hiện tượng rửa lũa đặc thù của đá vôi nên đã tạo ra địa hình có nhiều lồi khép kín nhỏ (lồi kín).



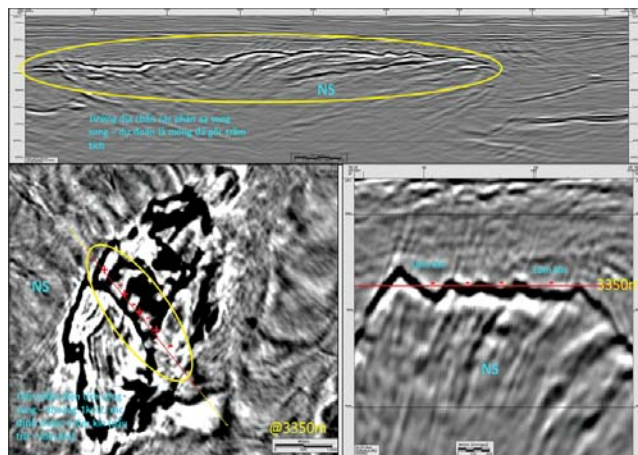
Hình ảnh hóa đá định tìm thấy được trong mẫu mùn khoan ở giếng PL1X

Hình 18. Hình ảnh hóa đá định tuổi Devonian và Carboniferous ở điểm lộ Phố Hàn trên đảo Cát Bà và trong mẫu mùn giếng khoan PL-1X.

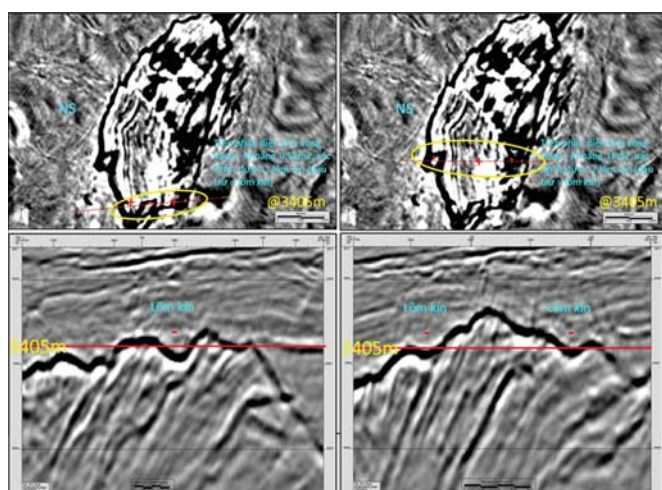
Nguồn: Trần Văn Trí, Đoàn Nhật Trường



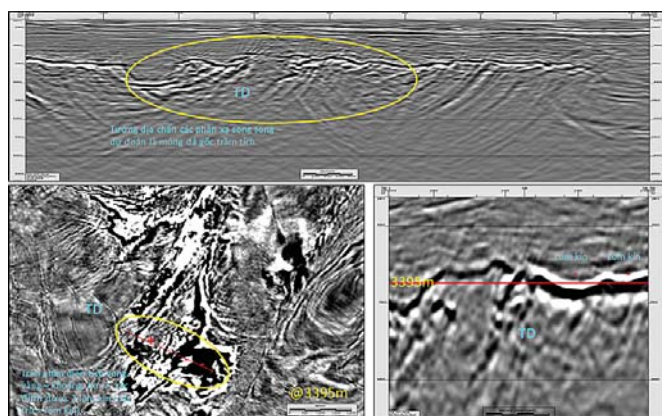
Hình 19. Dựa trên tương địa chấn, cấu tạo móng PLN được dự đoán là đá gốc trầm tích. Xác định được 3 lồi kín trên diện tích khoảng 1km^2 . Từ kết quả này dự đoán PLN là móng carbonate



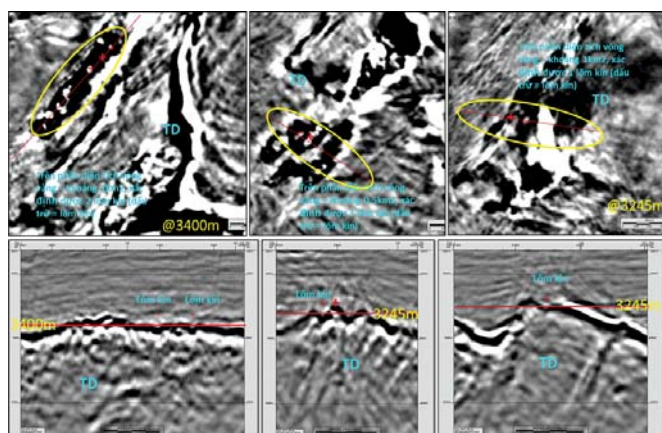
Hình 20. Dựa trên tương địa chấn, cấu tạo móng NS được dự đoán là đá gốc trầm tích. Có 4 lồi kín xác định được trên diện tích khoảng 1km^2 ở phần trung tâm cấu tạo



Hình 21. Tiếp tục xác định lỗ kín ở phần phía Nam của cấu tạo móng NS. Có 1 lỗ kín xác định trên diện tích khoảng 0,5km² ở phía cực Nam và 2 lỗ kín trên diện tích ~1km² ở phía Nam. Tổng cộng có 3 lỗ kín ở phía Nam của cấu tạo móng NS. Có thể xác định được thêm một số lỗ kín nữa ở phía Bắc của cấu tạo, tuy nhiên với 7 lỗ kín trên một diện tích khoảng 10km² dự đoán khá chắc chắn là móng đá vôi.



Hình 22. Dựa trên tương địa chấn, cấu tạo móng TD được dự đoán là đá gốc trầm tích. Có 2 lỗ kín xác định trên diện tích khoảng 2km² ở phần Nam cấu tạo.



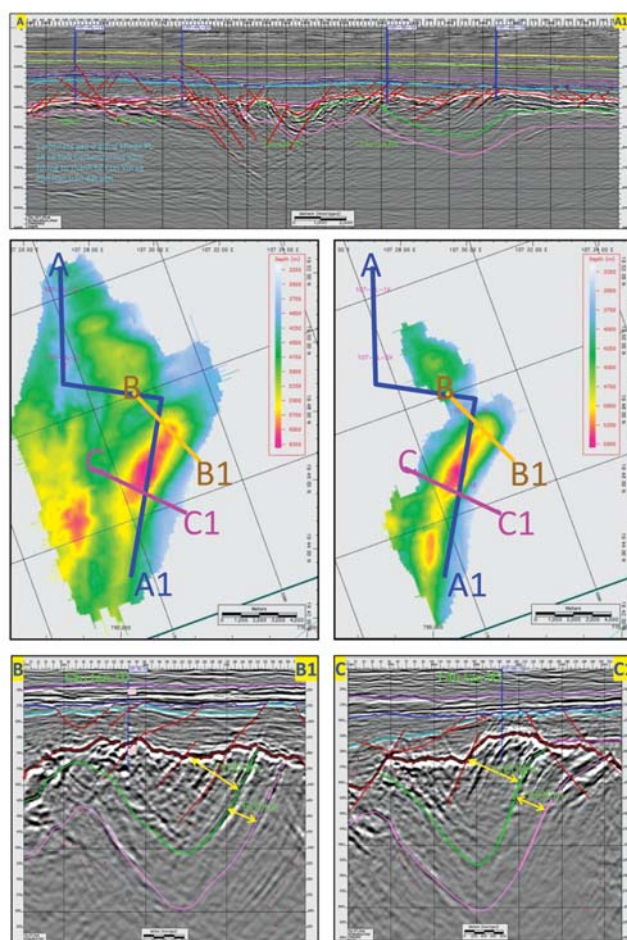
Hình 23. Tiếp tục xác định lỗ kín ở phần phía Tây trung tâm và cực Nam của cấu tạo móng TD. Có 2 lỗ kín xác định ở phía Tây trên diện tích khoảng 1km². Ở trung tâm cấu tạo có 1 lỗ kín trên diện tích ~1km². Ở phía cực Nam của cấu tạo có 1 lỗ kín trên diện tích 0,5km². Tổng cộng có 4 lỗ kín ở trong khép kín móng TD với một diện tích khoảng 7km², do đó dự đoán khá chắc chắn là móng đá vôi.

Hình 19 - 23 cho thấy các cấu tạo PLN, NS, TD đều có tương địa chấn phân lớp song song và rất nhiều lỗ kín ở bề mặt móng, do đó các cấu tạo móng khép kín này dự đoán là móng đá vôi.

Qua các tài liệu thực địa, hang hốc (karst) tìm thấy trong cả 4 hệ tầng đá vôi chính trong đới Quảng Ninh là Tràng Kênh (D₂ gv-D₃ fm tk), Phố Hàn (C₁ t-v ph), Con Voi (C₁ t-v cv) và hệ tầng Bắc Sơn (C₁ v-P bs). Trong đó, hệ tầng Tràng Kênh và hệ tầng Bắc Sơn có những hang động rất lớn (Hình 7, 8, 11 và 16). Quan sát các nứt nẻ trong đá vôi hệ tầng Bắc Sơn còn thấy nhiều khe nứt có góc dốc rất lớn. Do vậy, những giếng khoan thẳng đứng sẽ có ít cơ hội cắt nhiều khe nứt so với các giếng khoan xiên.

Các hang động quan sát được trên thực địa nằm ở nhiều bậc khác nhau và có thể nằm dưới ranh giới khép kín của các địa hình cổ, do đó không loại trừ khả năng các hang hốc cũng tồn tại ở dạng này trong các cấu trúc móng bị chôn vùi.

Bằng liên kết các dấu hiệu phản xạ địa chấn ở trong



Hình 24. Mô hình móng đá vôi cấu tạo PL, NS và TD, Đông Bắc bể Sông Hồng (Lô 107). Từ mô hình địa chất có thể dự đoán phần phía Nam PL-1X là đá vôi hệ tầng Con Voi - Phố Hàn, phần trên cấu ND, TD là đá vôi hệ tầng Bắc Sơn.

móng và thông tin về chiều dày các hệ tầng đá vôi trong đới Quảng Ninh, mô hình đá vôi cho cấu tạo PLN, TD, NS được dự báo ở Hình 24. Có nhiều khả năng đá vôi ở phía Nam của giếng khoan PL-1X vẫn thuộc hệ tầng Con Voi (C₁t-v cv), còn đá vôi ở cấu tạo TD và NS trẻ hơn, thuộc hệ tầng Bắc Sơn.

4. Kết luận

Việc liên kết đá vôi phát hiện ở giếng PL-1X, Lô 107 với đá vôi nứt nẻ, hang hốc chứa dầu ở mỏ Hàm Rồng gặp nhiều khó khăn do: chưa xác định được tuổi của đá vôi gặp ở các giếng HR-1X, HR-2X, YT-1X, YT-2X, DS-1X và HL-1X; chưa liên kết được bằng địa chấn từ giếng PL-1X sang các giếng ở Lô 106 do chất lượng địa chấn còn hạn chế và điều kiện địa chất phức tạp.

Để hiểu sâu hơn về mô hình của đá vôi ở khu vực Bắc vịnh Bắc Bộ, nhóm tác giả đề xuất có các nghiên cứu để xác định tuổi của đá vôi gặp ở vùng HR, YT, DS để làm cơ sở xây dựng mô hình địa chất cho móng đá vôi ở khu vực này.

Tài liệu tham khảo

1. A.E.Dovjikov. *Geologia Severnogo Vietnam*. Tạp chí Địa chất Hà Nội. 1965: 668 trang.
2. Đoàn Nhật Trường, Tạ Hòa Phương, Nguyễn Minh Phương. *Về việc phân chia địa tầng các trầm tích Devon muộn - Carbon sớm ở vùng duyên hải Đông Bắc Bộ*. Tạp chí Địa chất. 2003; 276: trang 1 - 9.
3. Nguyễn Chi Hường, Đặng Trần Huyền. *Cổ sinh và địa tầng bể than Quảng Ninh*. Địa chất và Khoáng sản. 1990; 3: trang 167 - 180.
4. Nguyễn Hiệp. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội. 2007.
5. Nguyễn Hữu Hùng, Tạ Hòa Phương, Nguyễn Thị Thủy. *Trầm tích Devon ở đới Quảng Ninh*. Tạp chí Địa chất. 2007; trang 302 - 304.
6. Nguyễn Văn Liêm. *Paleozoi thượng ở Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội. 1978; 532 trang.
7. Vietnam Petroleum Institute. *Petrography Report PL-1X*.
8. Tạ Hòa Phương, Đoàn Nhật Trường. *Thảo luận về ranh giới Devon/Carbon ở Nam Cát Bà*. Tạp chí Địa chất. 2007; 298: trang 12 - 17.
9. Tong Dzuy Thanh, A.J.Boucot, J.Y.Rong, Z.J.Fang. *Late Silurian marine shelly fauna of Central and Northern Vietnam*. Geobios. 2001; 34(3): p. 315 - 338.
10. Tran Van Tri, Vu Khuc. *Geology and Earth Resources of Vietnam*. Publishing House for Science and Technology. 2011: 646 pages.

Determination of geological age and prediction of geological model for Pre-Tertiary carbonate basement in the North of Bac Bo gulf, Vietnam

Tran Nhu Huy¹, Nguyen Duong Trung¹, Tran Duc Ninh¹, Nguyen Van Thang²

¹PVEP-Domestic Operating Company

²PVEP Song Hong

Summary

The northern area of the Bac Bo gulf is very geologically complex. Recently, some hydrocarbon discoveries have been made in the fractured/caved carbonate basement as well as in the Miocene clastic reservoirs in this area. In the northeastern side of the Song Lo fault, carbonate rocks are widely extent from onshore to offshore areas. Several wells have been drilled through the Tertiary section to reach the carbonate basement with different thickness. However, there is not any study to determine the geological age of these carbonate basements and their geological models. The proposal of a geological model for the mentioned carbonate basements will facilitate the direction of exploration and production activities in the northern area of Bac Bo gulf in the future.

Key words: Pre-Tertiary carbonate basement, geological age, northern area of Bac Bo gulf.

CHẾ TẠO XÚC TÁC DỊ THỂ $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ DẠNG HẠT SỬ DỤNG CHO QUÁ TRÌNH TỔNG HỢP BIODIESEL

ThS. Lê Thị Phương Nhung, TS. Hoàng Linh Lan, ThS. Nguyễn Ngọc Diệp
ThS. Phạm Thị Hương, ThS. Nguyễn Đình Dũng
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: nhungltp@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Xúc tác dị thể với ưu điểm vượt trội so xúc tác đồng thể: có hoạt tính và độ ổn định cao, có khả năng tái sinh, không gây ăn mòn thiết bị, hạn chế phản ứng xà phòng hóa, khiến quá trình phân tách sản phẩm dễ dàng hơn và không mất nhiều chi phí để xử lý môi trường, do đó sẽ nâng cao hiệu quả kinh tế của quá trình tổng hợp biodiesel. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ dạng hạt sử dụng cho quá trình tổng hợp biodiesel từ dầu ăn phế thải trên hệ thiết bị phản ứng quy mô pilot theo công nghệ liên tục. Kết quả đã chế tạo được hệ xúc tác dị thể đạt yêu cầu sử dụng cho quá trình tổng hợp biodiesel, với hiệu suất thu biodiesel 93,6%. Sản phẩm biodiesel đáp ứng được phần lớn các chỉ tiêu chất lượng cho B100 được quy định trong Tiêu chuẩn TCVN 7717:2007.

Từ khóa: Xúc tác dị thể, $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$, biodiesel.

1. Giới thiệu

Trước đây, công nghệ truyền thống để sản xuất biodiesel là sử dụng phản ứng trao đổi ester giữa dầu/mỡ động thực vật và rượu mạch thẳng trên xúc tác đồng thể bazơ kiềm. Xúc tác đồng thể có ưu điểm cho hiệu suất thu biodiesel cao, thời gian phản ứng ngắn nhưng dễ xảy ra phản ứng xà phòng hóa, gây khó khăn cho việc thực hiện lọc tách và tinh chế sản phẩm, chi phí xử lý nước thải cao. Để khắc phục nhược điểm này, các nhà khoa học đã nghiên cứu chế tạo xúc tác bazơ rắn dị thể. Đây là loại xúc tác thể hệ mới có ưu điểm ít tạo phản ứng xà phòng hóa, có khả năng tái sinh nên hạn chế được chi phí xử lý nước thải, giảm giá thành và nâng cao hiệu quả kinh tế [1 - 3].

Các chất xúc tác thương mại cho quá trình sản xuất biodiesel được công bố hiện nay là xúc tác STR-111 được phát triển bởi Viện Dầu mỏ Pháp (IFP), xúc tác T300 của Catilin Inc., xúc tác SCRO-80 (Ireland-based Ceimici Novel Ltd.), KC 111 (Kairui Chemical Co.Ltd)... Đã có một số nước sử dụng công nghệ sản xuất biodiesel với xúc tác dị thể như Nhật Bản dùng xúc tác K_3PO_4 đã được dị thể hóa, Thái Lan dùng xúc tác NaOH/NaY , Trung Quốc dùng xúc tác Na_2SiO_3 [4, 5].

Ở Việt Nam, xúc tác dị thể sử dụng cho quá trình tổng hợp biodiesel mới chỉ được nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm. Năm 2009, Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ - Viện Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu chế tạo thành công 2 hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ và $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ sử dụng cho phản ứng tổng hợp biodiesel từ dầu hạt cao su, dầu bông và dầu ăn phế thải. Kết quả nghiên cứu

cho thấy, hệ xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ có hoạt tính cao hơn, cho hiệu suất thu biodiesel đạt hơn 96% khi sử dụng nguyên liệu là dầu ăn phế thải, sản phẩm biodiesel đáp ứng các yêu cầu theo tiêu chuẩn kỹ thuật hiện hành [6]. Nhằm nghiên cứu thử nghiệm hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ ở quy mô lớn hơn, tiến tới đưa ra ứng dụng thực tế và tạo sản phẩm mang tính độc quyền của Viện Dầu khí Việt Nam, nhóm tác giả đã nghiên cứu hoàn thiện quy trình chế tạo hệ xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ dạng hạt và tiến hành thử nghiệm sản xuất biodiesel từ dầu ăn phế thải trên hệ xúc tác này trong hệ thiết bị phản ứng quy mô pilot theo công nghệ liên tục. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu một số kết quả nghiên cứu của quá trình chế tạo xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ dạng hạt và các kết quả đánh giá đặc trưng xúc tác bằng các phương pháp hóa lý hiện đại. Hoạt tính xúc tác được đánh giá thông qua hiệu suất thu biodiesel của quá trình tổng hợp biodiesel từ dầu ăn phế thải trên hệ thiết bị phản ứng quy mô pilot theo công nghệ liên tục.

2. Thử nghiệm

2.1. Chế tạo hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ dạng hạt

Na_2CO_3 và SiO_2 được nung riêng ở nhiệt độ 300°C trong 4 giờ để loại bỏ hơi nước và các tạp chất. Muối Na_2CO_3 được tẩm ướt lên chất mang SiO_2 với khối lượng tỷ lệ 1:1. Hỗn hợp được bổ sung thêm chất kết dính và được tạo viên hình trụ với kích thước định trước, sau đó nung ở nhiệt độ và thời gian nhất định sẽ thu được xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$.

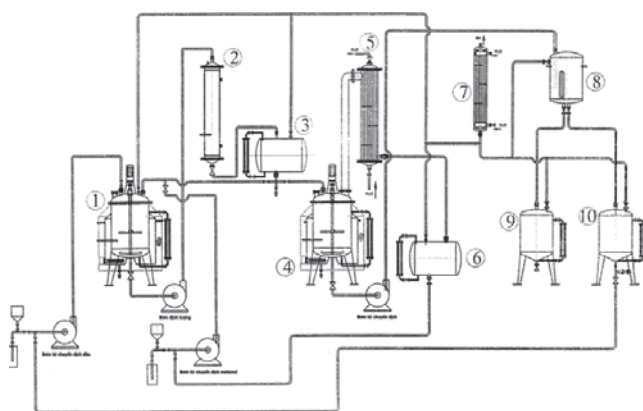
2.2. Xử lý nguyên liệu dầu ăn phế thải

Nguyên liệu được sử dụng trong quá trình tổng hợp biodiesel trên hệ xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ dạng hạt là dầu ăn phế thải. Do dầu ăn phế thải thường có chỉ số acid cao, không đạt yêu cầu của nguyên liệu đầu vào cho quá trình tổng hợp biodiesel nên phải xử lý để giảm chỉ số acid xuống mức cho phép ($< 2\text{mgKOH/g}$ dầu). Quá trình xử lý được tiến hành bằng phương pháp trung hòa với NaOH theo quy trình như sau:

Cho 2 lít dầu phế thải (đã được lọc bỏ các cặn bẩn và tạp chất rắn) vào cốc 5 lít, khuấy nhẹ và gia nhiệt đến 60°C . Dùng burette nhỏ từ từ 81ml dung dịch NaOH nồng độ 10%, khuấy nhẹ và duy trì phản ứng ở 60°C trong 15 phút. Khi kết thúc phản ứng, chuyển hỗn hợp dung dịch vào phễu chiết để hỗn hợp tách pha. Chiết lấy phần dung dịch phía trên và rửa dung dịch này bằng nước nóng 80°C để loại bỏ kiềm dư và xà phòng. Lọc bỏ phần kết tủa, tiếp tục rửa sản phẩm bằng nước nóng cho đến khi loại hết kiềm dư (dùng chất chỉ thị phenolphthalein để kiểm tra). Để tránh nước rửa bị nhũ hóa do lượng xà phòng còn lại, tiếp tục rửa sản phẩm từ 5 - 8 lần bằng dung dịch muối sodium sulfate (Na_2SO_4) nồng độ 5% cho đến khi nước rửa có môi trường trung tính. Tiếp tục rửa bằng nước nóng cho đến khi khử hết ion sulfate. Sau đó, tách nước đến nhiệt độ 130°C sẽ thu được dầu đạt yêu cầu.

2.3. Đánh giá chất lượng sản phẩm xúc tác

Xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ được nghiên cứu các đặc trưng như độ bền cơ học, diện tích bề mặt riêng theo lý thuyết BET, thành phần pha tinh thể xúc tác (nhiễu xạ tia X (XRD)), hình thái học mẫu xúc tác (kính hiển vi điện tử truyền qua (TEM)).



1. Bình trộn nguyên liệu
2. Cột phản ứng
3. Bình chứa trung gian
4. Bình chưng cất
5. Sinh hàn trao đổi nhiệt

6. Bình chứa dung môi thu hồi
7. Bẫy thu hồi dung môi
8. Bình phân ly
9. Bình chứa sản phẩm phụ
10. Bình chứa sản phẩm chính

Hình 1. Sơ đồ công nghệ hệ thiết bị phản ứng tổng hợp biodiesel theo công nghệ liên tục

Hoạt tính xúc tác được đánh giá thông qua hiệu suất thu biodiesel của quá trình tổng hợp biodiesel từ dầu ăn phế thải trên hệ thiết bị phản ứng theo công nghệ liên tục quy mô pilot ở điều kiện nhiệt độ 65°C , tỷ lệ thể tích methanol/dầu là 3/1, tốc độ nạp liệu thể tích VVH $0,48\text{h}^{-1}$. Hình 1 là sơ đồ công nghệ hệ thiết bị tổng hợp biodiesel.

Dầu ăn phế thải đã được xử lý và methanol được bơm vào bình trộn nguyên liệu (1). Hỗn hợp dầu ăn phế thải và methanol theo một tỷ lệ xác định từ bình trộn nguyên liệu được bơm vào cột phản ứng (2) với tốc độ nạp liệu thể tích VVH theo ý đồ khảo sát. Tại bình phản ứng diễn ra quá trình tổng hợp biodiesel trên hệ xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ đã được chế tạo. Hỗn hợp sản phẩm sau phản ứng được bơm vào bình chứa trung gian (3) sau đó được chuyển đến bình chưng cất (4) để thực hiện quá trình tách methanol dư ra khỏi hỗn hợp sản phẩm. Một phần lượng methanol dư được đưa qua sinh hàn trao đổi nhiệt (5) rồi chuyển về chứa trong bình chứa dung môi thu hồi (6). Phần methanol còn lại được bơm trực tiếp trở lại bình trộn nguyên liệu. Hỗn hợp sản phẩm phản ứng sau khi tách methanol dư được bơm vào bình phân ly (8) nhằm tách riêng sản phẩm biodiesel và glycerine. Sản phẩm biodiesel được bơm vào bình chứa sản phẩm chính (10) còn glycerine được bơm vào bình chứa sản phẩm phụ (9).

Sản phẩm chính biodiesel được tinh chế theo từng mẻ nhỏ bằng cách: Lấy methyl ester ra khỏi bình chứa (10), cho vào cốc 2 lít, rửa bằng nước cất nóng nhiệt độ 70°C (lượng nước rửa khoảng 80% thể tích methyl ester). Khuấy trộn nhẹ trong khoảng 15 phút, sau đó cho hỗn hợp sang bình chiết 500ml, để lắng cho đến khi phân tách thành hai pha rõ ràng (khoảng 30 phút). Chiết bỏ phần nước rửa ở phía dưới sau đó tiến hành lại quy trình trên. Quá trình rửa kết thúc sau 6 - 7 lần rửa đến khi methyl ester có môi trường trung tính (thử bằng giấy pH). Sau đó, chưng cất và dùng CaCl_2 khan để hút nước và lọc để thu sản phẩm cuối cùng.

Hiệu suất thu biodiesel được xác định theo công thức:

$$H = (m_{\text{bio}}/m_{\text{dầu}})$$

Trong đó: m_{bio} : Khối lượng sản phẩm biodiesel thu được sau khi tinh chế (kg);

$m_{\text{dầu}}$: Khối lượng dầu ăn phế thải đem phản ứng (kg).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đánh giá chất lượng nguyên liệu dầu ăn phế thải sau khi xử lý

Kết quả phân tích tính chất dầu ăn phế thải trước và sau khi xử lý được thể hiện trong Bảng 1.

Bảng 1. Một số chỉ tiêu phân tích tính chất dầu nguyên liệu trước và sau khi xử lý

TT	Tên chỉ tiêu	Phương pháp	Dầu nguyên liệu trước khi xử lý	Dầu nguyên liệu sau khi xử lý
1	Tỷ trọng ở 15°C	ASTM D1298	0,990	0,925
2	Độ nhớt ở 40°C (cSt)	TCVN 3171	41,73	43,04
3	Chỉ số acid (mgKOH/g dầu)	TCVN 6127	5,68	0,56
4	Chỉ số xà phòng hóa	TCVN 6126	221,59	201,41
5	Hàm lượng nước (% khối lượng)	TCVN 2631	0,56	0,02
6	Nhiệt độ chớp cháy (°C)	TCVN 2699	246	245
7	Hàm lượng cặn rắn (% khối lượng)	ASTM D2709	3,48	0,01
8	Chỉ số iodine, (g I ₂ /100g dầu)	TCVN 6122	62,99	63,85

Như vậy, sau khi xử lý để làm giảm hàm lượng acid béo tự do, dầu ăn phế thải có chỉ số acid là 0,56mg KOH/g dầu. Có thể sử dụng dầu ăn phế thải sau khi xử lý làm nguyên liệu để tổng hợp biodiesel.

3.2. Khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình tạo hạt xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$

3.2.1. Ảnh hưởng của nồng độ chất kết dính đến quá trình tạo hạt xúc tác

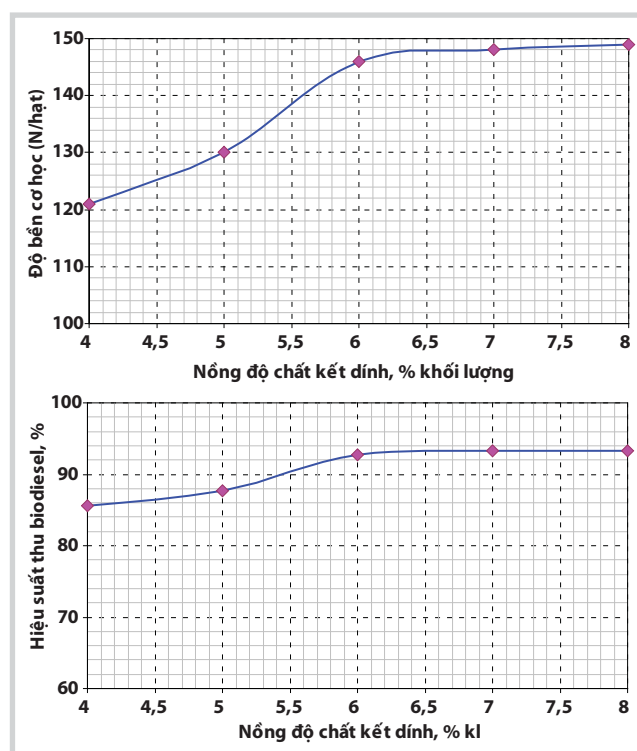
Nhóm tác giả bổ sung chất kết dính là hỗn hợp của thủy tinh lỏng và keo silica vào hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ với các nồng độ cần khảo sát (4%, 5%, 6%, 7%, 8% khối lượng) rồi đem nung ở nhiệt độ 800°C trong 4 giờ. Kết quả thu được như Hình 2.

Khi chất kết dính có nồng độ thấp hơn 6% khối lượng, độ đậm đặc của hệ phối trộn xúc tác - chất kết dính cao, khả năng khuếch tán của chất kết dính vào xúc tác thấp hơn, dẫn đến hiện tượng bám dính cục bộ làm độ bền cơ học của hệ xúc tác và hiệu suất thu biodiesel không cao. Khi tăng nồng độ chất kết dính lên trên 6% khối lượng, độ khuếch tán và bám dính của thủy tinh lỏng và keo silica vào hệ xúc tác đã ổn định, hiệu suất thu biodiesel và độ bền cơ học xúc tác thay đổi hầu như không đáng kể. Do đó, tỷ lệ chất kết dính thích hợp trong khoảng khảo sát là 6% khối lượng (3% khối lượng thủy tinh lỏng và 3% khối lượng keo silica).

3.2.2. Ảnh hưởng của nhiệt độ nung đến quá trình tạo hạt xúc tác

Hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ sau khi bổ sung chất kết dính (thủy tinh lỏng và keo silica) với nồng độ 6% khối lượng được đưa đi nung ở các nhiệt độ khác nhau (600°C, 700°C, 800°C, 900°C) trong 4 giờ. Kết quả khảo sát được thể hiện trên Bảng 2.

Khi nung ở nhiệt độ thấp (200 - 500°C), các tạp chất lẫn trong quá trình chế tạo xúc tác vẫn còn, độ bền cơ học



Hình 2. Ảnh hưởng của nồng độ chất kết dính đến độ bền cơ học xúc tác và hiệu suất thu biodiesel

xúc tác kém; pha hoạt tính bám dính không bền trên SiO_2 dễ bong khỏi bề mặt chất mang dẫn đến số lượng các tâm bazơ hoạt động không nhiều, hoạt tính xúc tác thấp. Độ bền cơ học và hoạt tính xúc tác tăng dần theo nhiệt độ. Tuy nhiên, khi nhiệt độ nung tăng đến 800°C, hiệu suất thu biodiesel bắt đầu không thay đổi, do các tạp chất kém bền nhiệt lẫn trong xúc tác đã thoát hết ra ngoài, phản ứng tạo ra Na_2SiO_3 xảy ra hoàn toàn và cấu trúc vật liệu cũng đã ổn định, hoàn chỉnh. Do đó, nhiệt độ nung thích hợp của xúc tác trong khoảng khảo sát là 800°C.

3.2.3. Ảnh hưởng của thời gian nung đến quá trình tạo hạt xúc tác

Nhóm tác giả bổ sung chất kết dính là hỗn hợp của thủy tinh lỏng và keo silica vào hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ với

nồng độ 6% khối lượng rồi nung ở nhiệt độ 800°C trong các khoảng thời gian: 1 giờ, 2 giờ, 3 giờ, 4 giờ, 5 giờ và 6 giờ.

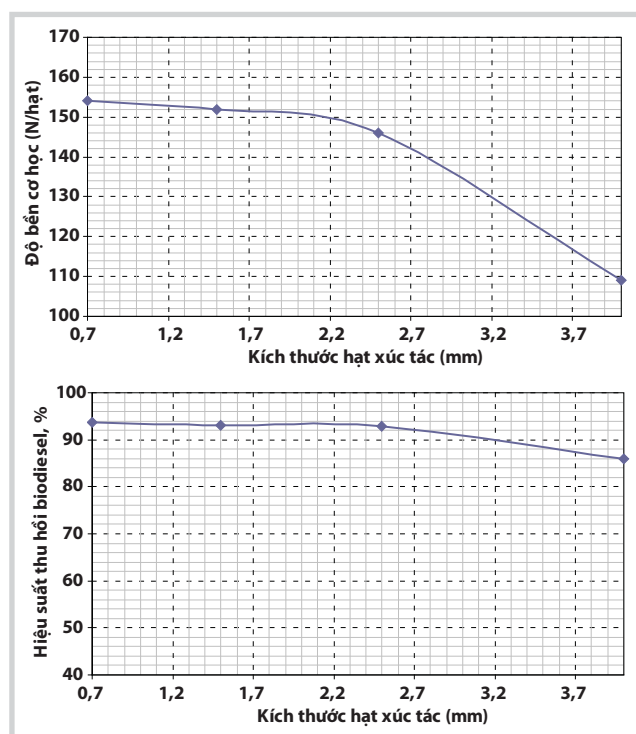
Kết quả ở Bảng 3 cho thấy khi thời gian nung quá ngắn (< 4 giờ) thì lượng nước trong các mao quản và các tạp chất chưa bay hơi hết, che phủ các tâm hoạt tính; phản ứng tạo thành Na_2SiO_3 chưa xảy ra hoàn toàn nên xúc tác có hoạt tính thấp, độ bền cơ học xúc tác và hiệu suất thu biodiesel

Bảng 2. Ảnh hưởng của nhiệt độ nung đến độ bền cơ học xúc tác và hiệu suất thu biodiesel

Nhiệt độ nung (°C)	Độ bền cơ học (N/hạt)	Hiệu suất thu biodiesel (%)
200	22	-
300	27	-
400	49	-
500	65	-
600	81	45,9
700	98	82,6
800	146	92,8
900	148	92,8

Bảng 3. Ảnh hưởng của thời gian nung đến độ bền cơ học và hiệu suất thu biodiesel

Thời gian nung (giờ)	Độ bền cơ học (N/hạt)	Hiệu suất thu biodiesel (%)
1	87	-
2	116	70,3
3	130	84,6
4	146	92,8
5	146	92,8



Hình 3. Ảnh hưởng của kích thước hạt xúc tác đến độ bền cơ học xúc tác và hiệu suất thu biodiesel

biodiesel thấp. Sau 4 giờ nung, phản ứng tạo Na_2SiO_3 đã xảy ra hoàn toàn và cấu trúc xúc tác đã ổn định nên độ bền cơ học xúc tác và hiệu suất thu biodiesel không đổi. Nếu tiếp tục tăng thời gian nung, hoạt tính xúc tác không thay đổi mà sẽ tiêu tốn nhiều năng lượng hơn. Do đó, thời gian nung thích hợp trong khoảng khảo sát là 4 giờ.

3.2.4. Ảnh hưởng của kích thước hạt xúc tác đến quá trình tạo hạt xúc tác

Hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ được bổ sung chất kết dính đem tạo viên hình trụ với các kích thước khác nhau, sau đó nung ở nhiệt độ 800°C trong 4 giờ. Ảnh hưởng của kích thước hạt xúc tác đến độ bền cơ học xúc tác và hiệu suất thu biodiesel được thể hiện ở Hình 3.

Kết quả khảo sát ảnh hưởng của kích thước hạt xúc tác đối với hiệu suất thu biodiesel cho thấy: khi kích thước hạt tăng từ 0,7 - 2,5mm, độ bền cơ học và hiệu suất thu biodiesel giảm không đáng kể. Điều này có thể giải thích là do khi kích thước các hạt nhỏ, các hạt xúc tác xếp chặt kín khít hơn, làm tăng diện tích thiết bị phản ứng, dẫn đến hiệu suất thu biodiesel đạt được cao. Khi kích thước hạt tăng từ 2,5 - 4mm, độ bền cơ học và hiệu suất thu biodiesel giảm mạnh. Do đó, nhóm tác giả lựa chọn kích thước hạt xúc tác thích hợp trong khoảng khảo sát là 2,5mm.

Từ các kết quả khảo sát ở trên đã tìm ra điều kiện thích hợp cho quá trình chế tạo hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ như sau:

- Chất kết dính cần bổ sung: hỗn hợp thủy tinh lỏng và keo silica;
- Nồng độ chất kết dính cần bổ sung: 6% khối lượng (3% khối lượng thủy tinh lỏng và 3% khối lượng keo silica);
- Nhiệt độ nung: 800°C;
- Thời gian nung: 4 giờ;
- Kích thước hạt xúc tác: 2,5mm.

3.3. Nghiên cứu đặc trưng xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ chế tạo được

3.3.1. Xác định pha tinh thể xúc tác

Để xác định thành phần pha của xúc tác, nhóm tác giả tiến hành đo nhiễu xạ tia X (XRD) mẫu xúc tác. Kết quả cho thấy, xúc tác có pha quartz của SiO_2 đặc trưng bởi các đỉnh (peak) tại các góc 2θ là 21°, 27° và 50°. Ngoài ra, còn có pha Na_2SiO_3 đặc trưng bởi các đỉnh (peak) tại các góc 2θ là 18°, 24° và 37° (Hình 4). Điều này cho thấy trong quá trình tổng hợp xúc tác vẫn còn một lượng SiO_2 chưa phản ứng hết. Pha Na_2SiO_3 được hình thành trong quá trình chế tạo xúc tác và Na_2CO_3 đã phản ứng hết thể hiện qua việc không

có sự xuất hiện đỉnh (peak) của pha Na_2CO_3 . Như vậy, pha hoạt tính của xúc tác là Na_2SiO_3 và quá trình chế tạo xúc tác khá hiệu quả.

3.3.2. Xác định bề mặt riêng xúc tác

Kết quả đo bề mặt riêng của xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ và nguyên liệu SiO_2 được thể hiện trong Bảng 4.

Như vậy, SiO_2 có mao quản đủ lớn và diện tích bề mặt khá lớn nên thích hợp làm chất mang để chế tạo xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ và diện tích của xúc tác tạo thành đã giảm nhiều so với nguyên liệu. Tuy nhiên, với diện tích bề mặt riêng $126,06\text{m}^2/\text{g}$ thì xúc tác vẫn đảm bảo có hoạt tính cao đối với phản ứng tổng hợp biodiesel.

3.3.3. Hình thái học mẫu xúc tác

Kết quả ảnh chụp TEM của nguyên liệu SiO_2 cho thấy SiO_2 có kích thước hạt nhỏ hơn $1\mu\text{m}$ và phân bố đồng đều, khoảng cách giữa các tinh thể lớn. Trong khi đó, từ kết quả ảnh TEM của xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ cho thấy tinh thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ là một khối đặc, có kích thước lớn. Điều này phù hợp với nhận định của nhóm tác giả về việc Na_2SiO_3 tạo thành đã bám dính chặt lên SiO_2 , che phủ các tâm acid và làm giảm diện tích bề mặt riêng của SiO_2 .

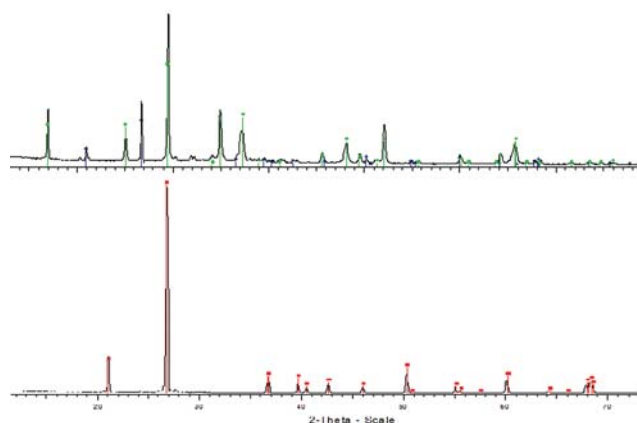
3.3.4. Xác định độ bền cơ học xúc tác

Hạt xúc tác sau quá trình chế tạo có độ cứng cao (độ bền cơ học khoảng 146 N/hạt). Hạt xúc tác sau quá trình thử nghiệm tổng hợp biodiesel không bị vỡ, mẻ. Như vậy, xúc tác đủ điều kiện để sử dụng trong quá trình tổng hợp biodiesel trên hệ thiết bị phản ứng theo công nghệ liên tục quy mô pilot.

3.4. Ứng dụng xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ cho quá trình tổng hợp biodiesel từ dầu ăn phế thải

Sản phẩm xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ được sử dụng cho quá trình tổng hợp biodiesel từ dầu ăn phế thải trên hệ thiết bị phản ứng theo công nghệ liên tục quy mô pilot.

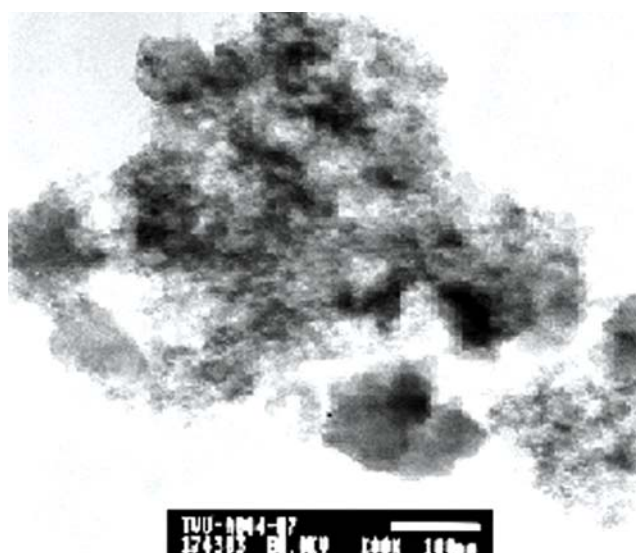
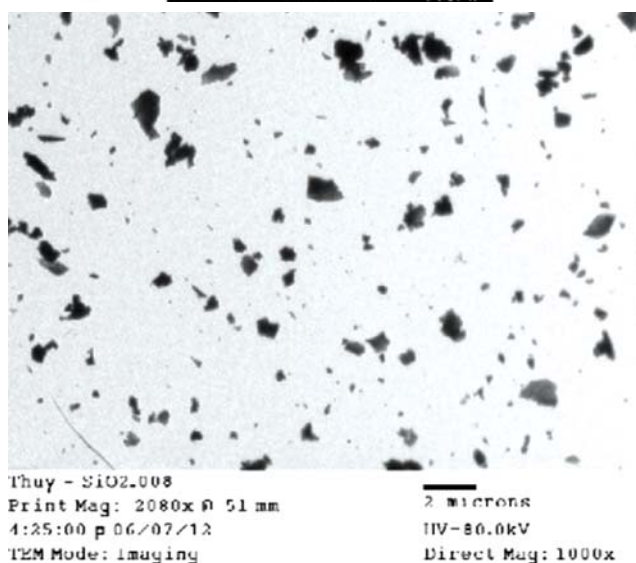
Để có thể đánh giá chất lượng xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$, nhóm tác giả so sánh quá trình tổng hợp biodiesel trên hệ thiết bị theo công nghệ liên tục quy mô pilot, sử dụng hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ sản xuất được và sản phẩm xúc tác thương mại nhập ngoại (Mỹ). Xúc tác thương mại có các đặc điểm như: thành phần hóa học chủ yếu là C (93%), $\text{Na} + \text{K} < 50\text{ppm}$, chế độ vận hành mềm (nhiệt độ, áp suất thấp), không yêu cầu điều chỉnh pH của thành phần phản ứng, cho sản phẩm biodiesel và glycerine có chất lượng cao và chỉ sử dụng được với các nguồn dầu nguyên liệu có



Hình 4. Giản đồ nhiễu xạ tia X của mẫu xúc tác và nguyên liệu SiO_2

Bảng 4. Diện tích bề mặt riêng của xúc tác và nguyên liệu

Vật liệu	Diện tích bề mặt riêng (m^2/g)	Đường kính lỗ xốp (Å)
Nguyên liệu SiO_2	250,77	48,0757
Xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$	126,06	28,8575



Hình 5. Ảnh chụp TEM mẫu xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ và nguyên liệu SiO_2

Bảng 5. So sánh đặc điểm xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ và xúc tác thương mại

Xúc tác	Thành phần hóa học	Điều kiện phản ứng	Đặc điểm nguyên liệu
$\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$	$\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ (tỷ lệ 1:1 khối lượng)	Nhiệt độ thấp, áp suất thấp	Dầu có hàm lượng acid béo tự do thấp, không có nước
Xúc tác thương mại	C (93%), Na + K < 50ppm	Nhiệt độ thấp, áp suất thấp	Dầu có hàm lượng acid béo tự do thấp, không có nước

Bảng 6. Kết quả phân tích độ bền cơ học và hiệu suất tổng hợp biodiesel trên hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ và xúc tác thương mại

Xúc tác	Độ bền cơ học (N/hạt)	Hiệu suất thu biodiesel (%)
$\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$	146	93,6
Xúc tác thương mại	154	94,2

Bảng 7. Các chỉ tiêu chất lượng sản phẩm biodiesel khi sử dụng xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ và xúc tác thương mại

TT	Tên chỉ tiêu	Yêu cầu theo TCVN 7717:2007 [11]	Phương pháp	Biodiesel trên hệ xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$	Biodiesel trên hệ xúc tác thương mại
1	Hàm lượng methyl ester, (min, % khối lượng)	$\geq 96,5$	EN 14103	98,09	98,90
2	Khối lượng riêng tại 15°C (kg/m ³)	860 - 900	TCVN 6594 (ASTM D 1298)	880	876
3	Điểm chớp cháy cốc kín (min, °C)	≥ 130	TCVN 2693 (ASTM D 93)	145	148
4	Nước và cặn (max, mg/kg)	$\leq 0,05$	ASTM D2709	< 0,005	< 0,005
5	Độ nhớt động học tại 40°C, (mm ² /s)	1,9 - 6,0	TCVN 3171 (ASTM 445)	4,52	4,13
6	Tro sulfate (max, % khối lượng)	$\leq 0,02$	ASTM D874	0,011	0,012
7	Ăn mòn mảnh đồng ở nhiệt độ 50°C, 3 giờ	Nº1	TCVN 2694 (ASTM D 130)	Nº1	Nº1
8	Hàm lượng lưu huỳnh (max, ppm)	≤ 500	TCVN 6701 (ASTM D 5453)	2,46	2,47
9	Trị số cetane (min)	≥ 47	TCVN 7630 (ASTM D 613)	59,9	59,0
10	Cặn carbon (max, % khối lượng)	$\leq 0,05$	ASTM D4530	0,045	0,047
11	Trị số acid (max, mgKOH/g)	$\leq 0,5$	TCVN 6325	0,25	0,22
12	Glycerine tự do (max, % khối lượng)	$\leq 0,02$	ASTM D6584	0,0058	0,0049
13	Glycerine tổng (max, % khối lượng)	$\leq 0,24$	ASTM D6584	0,064	0,060
14	Độ ổn định oxy hóa tại 110°C (min, giờ)	≥ 6	EN 14112	6,2	6,4
15	Điểm vẫn đục (°C)	Báo cáo	ASTM D2500	+12	+10

hàm lượng acid béo tự do thấp, không có nước và thường được sử dụng trong các quá trình tổng hợp biodiesel với quy mô công suất nhỏ.

Kết quả so sánh hệ xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ và xúc tác thương mại về độ bền cơ học, hiệu suất tổng hợp biodiesel và chất lượng biodiesel thu được từ quá trình tổng hợp biodiesel từ nguyên liệu dầu ăn phế thải trên hệ thiết bị tổng hợp biodiesel theo công nghệ liên tục quy mô pilot được thể hiện trên Bảng 6 và 7.

Kết quả thử nghiệm cho thấy, độ bền cơ học và hiệu suất thu biodiesel từ quá trình tổng hợp biodiesel trên 2 hệ xúc tác sản xuất được và xúc tác thương mại gần tương đương nhau. Chất lượng sản phẩm biodiesel được tổng hợp trên 2 hệ xúc tác đáp ứng phần lớn các chỉ tiêu chất lượng cho B100 quy định trong TCVN 7717:2007. Như vậy, hệ xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ chế tạo được có chất lượng và hoạt tính gần tương đương với hệ xúc tác thương mại nhập ngoại.

4. Kết luận

Hệ xúc tác dị thể $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ dạng hạt được chế tạo thành công, sử dụng cho quá trình tổng hợp biodiesel và được đánh giá các đặc trưng xúc tác bằng các phương pháp hóa lý như BET, TEM và XRD. Hệ xúc tác chế tạo được có dạng viên hình trụ, kích thước 2,5mm, có thành phần pha chính là Na_2SiO_3 và SiO_2 , có độ bền cơ học 146 N/hạt, hoạt tính xúc tác cao, tương đương với xúc tác thương mại nhập ngoại.

Khi ứng dụng xúc tác $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ cho quá trình tổng hợp biodiesel từ dầu ăn phế thải trên hệ thiết bị phản ứng theo công nghệ liên tục quy mô pilot cho hiệu suất thu biodiesel 93,6%. Kết quả xác định các chỉ tiêu kỹ thuật của biodiesel cho thấy, sản phẩm biodiesel thu được đáp ứng phần lớn các chỉ tiêu chất lượng cho B100 quy định trong TCVN 7717:2007.

Kết quả so sánh chất lượng sản phẩm xúc tác dị thể chế tạo được và xúc tác thương mại nhập ngoại cho thấy,

độ bền cơ học và hiệu suất thu biodiesel của 2 hệ xúc tác tương đương nhau. Chất lượng các sản phẩm biodiesel tổng hợp được đáp ứng phần lớn các chỉ tiêu chất lượng cho B100 quy định trong TCVN 7717:2007.

Tài liệu tham khảo

1. João F.Gomes, J.F.Puna, J.Carlos Bordado, M.Joana N.Coreia. *Development of heterogeneous catalysts for transesterification of triglycerides*. Reaction Kinetics and Catalysis Letters. 2008; 95(2): p. 273 – 279.
2. Martino Di Serio, Riccardo Tesser, Lu Pengmei, Elio Santacesaria. *Heterogeneous catalysts for biodiesel production*. Energy Fuels. 2008; 22(1): p. 207 - 217.
3. Surbhi Semwal, Ajay K.Arora, Rajendra P.Badoni, Deepak K.Tuli. *Biodiesel production using heterogeneous catalysts*. Bioresource Technology. 2011; 102 (3): p. 2151 - 2161.
4. Axens IFP Group Technologies. *STR 111*. www.axens.net.
5. David Sams, Albemarle Corporation. *Biodiesel production via heterogeneous transesterification*. www.albemarle.com.
6. Hoàng Linh Lan và nnk. *Nghiên cứu tổng hợp dầu diesel sinh học thân thiện với môi trường từ dầu thực vật phi thực phẩm và dầu phế thải trên hệ xúc tác dị thể*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2011.
7. Đào Văn Tường. *Động học xúc tác*. Nhà xuất bản Đại học Bách khoa Hà Nội. 2006.
8. Hồ Sỹ Thoảng. *Giáo trình xúc tác dị thể*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2007.
9. Nguyễn Thị Diệu Hằng. *Kỹ thuật xúc tác*. Nhà xuất bản Đại học Bách khoa Đà Nẵng. 2008.
10. Jens Hagen. *Industrial catalysis*. John Wiley & Sons Inc. 2005.
11. Bộ Khoa học và Công nghệ. *Tiêu chuẩn Quốc gia TCVN 7717:2007: Nhiên liệu diesel sinh học gốc (B100) - Yêu cầu kỹ thuật*. 2007.

Preparation of heterogeneous catalyst $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ used for synthesis of biodiesel

Le Thi Phuong Nhung, Hoang Linh Lan, Nguyen Ngoc Diep
Pham Thi Huong, Nguyen Dinh Dung
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Compared to the homogeneous catalysts, heterogeneous catalysts have the following advantages: high activity and stability, easily reusable, and no corrosion of equipment. The use of heterogeneous catalysts does not lead to the formation of soap through neutralisation of FFAs or saponification of triglycerides, making the separation process easier and increasing the economic efficiency of the biodiesel production process. In this paper, the authors introduced the heterogeneous cylindrical-pellet catalyst $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$, which was prepared for the process of biodiesel synthesis from waste cooking oil in a pilot-scale continuous-flow fixed reactor. The prepared heterogeneous catalyst $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ meets the requirements for catalyst used in biodiesel production, with a biodiesel yield of 93.6%. The biodiesel product also meets most of the qualitative standards for B100 in the Vietnamese standard TCVN 7717:2007.

Key words: Heterogeneous catalyst, $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{SiO}_2$ biodiesel.

PHƯƠNG PHÁP ĐỊNH CƯỚC PHÍ VÀ QUẢN LÝ ĐỊNH CƯỚC PHÍ VẬN CHUYỂN KHÍ BẰNG ĐƯỜNG ỐNG

ThS. Nguyễn Thị Thanh Lê, KS. Nguyễn Thị Thu Phương
ThS. Hà Thanh Hoa, ThS. Nguyễn Thu Hà
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: lenttt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hiệu quả kinh tế của một dự án đầu tư xây dựng đường ống dẫn khí thể hiện ở khả năng thu hồi vốn đầu tư thông qua khối lượng khí lưu chuyển và cước phí. Trong đó, khối lượng khí lưu chuyển qua đường ống có xu hướng ổn định do bị giới hạn bởi công suất đường ống lắp đặt. Cước phí có khả năng điều chỉnh linh hoạt (theo một hoặc nhiều yếu tố: thành phần, chất lượng, khối lượng của khí lưu chuyển qua đường ống, khoảng cách, loại hình, tính chất của dịch vụ vận chuyển...) là nhân tố quan trọng trong việc tối đa hóa thu hồi vốn. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu đặc điểm, phương pháp định cước phí và vấn đề quản lý định cước phí vận chuyển khí bằng đường ống.

Từ khóa: Khí tự nhiên, đường ống, cước phí, định cước phí, quản lý định cước phí, thu hồi vốn đầu tư, phí công suất, phí sử dụng.

1. Giới thiệu

Khí được khai thác, thu gom từ các mỏ ngoài khơi và/hoặc trên bờ, xử lý theo các đặc tính kỹ thuật vận chuyển, tàng trữ hoặc tiêu chuẩn chất lượng khí thương mại rồi vận chuyển, tàng trữ và phân phối khí cho các hộ tiêu thụ. Các hình thức vận chuyển và tàng trữ khí (Bảng 1) được sử dụng tùy thuộc vào trạng thái/dạng tồn tại khác nhau: khí khô (PNG), khí tự nhiên hóa lỏng (LNG), khí tự nhiên nén (CNG).

Trong đó, vận chuyển khí bằng đường ống có ưu thế: quy mô công suất lớn, năng suất vận chuyển và hiệu suất hoạt động cao, không bị tác động bởi thời tiết, môi trường hay yếu tố chính trị - xã hội; cung đường vận chuyển thường ngắn hơn từ 10 - 30% so với loại hình vận chuyển khác; thân thiện với môi trường; đạt hiệu quả kinh tế khi quãng đường vận chuyển dưới 1.120km (đối với vận chuyển ngoài khơi) và 3.500km (đối với vận chuyển trên bờ), lưu lượng vận chuyển qua đường ống lớn.

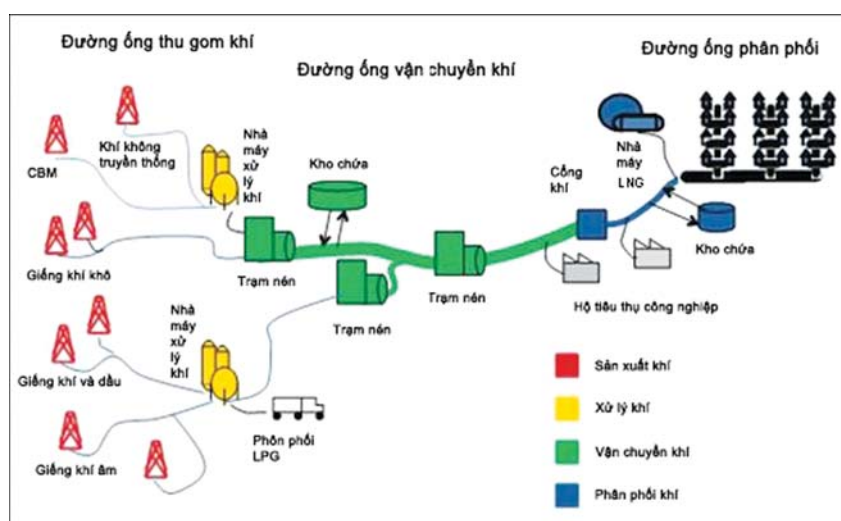
Khí vận chuyển bằng đường ống thường phải qua quá trình xử lý, tách chiết đảm bảo tiêu chuẩn chất lượng. Lộ trình tuyến ống không thay đổi do điểm đi, điểm đến là

cố định và lâu dài. Nguồn cung và hộ tiêu thụ phải tương đồng về địa điểm và nằm trong khu vực có tuyến ống đi qua. Năng lực vận chuyển của đường ống bị giới hạn bởi công suất thiết kế. Do đó, khi hoạch định đầu tư xây dựng đường ống phải dự báo được cung - cầu khí dài hạn (quy mô công suất đầu tư cho tương lai hơn là thực tế thời điểm đầu tư), chế độ phụ tải, dao động phủ đỉnh ngày, mùa của thị trường tiêu thụ. Quy mô công suất kinh tế của đường ống gắn liền với tính đa dạng các loại hình dịch vụ vận chuyển. Cùng một hệ thống đường ống có thể tạo ra các loại dịch vụ vận chuyển khác nhau về thời gian, địa điểm, chất lượng và khối lượng khí (dịch vụ vận chuyển chắc chắn hay ngắt quãng, dịch vụ ngắn hạn, dài hạn, trung hạn; dịch vụ giờ cao điểm - thấp điểm...). Chi phí đầu tư hệ thống đường ống dẫn khí rất lớn, công tác hoạch định và tổ chức triển khai phức tạp, thời gian thu hồi vốn đầu tư dài. Hệ thống đường ống dẫn khí cần phải có sẵn ở thời điểm bên sản xuất và hộ tiêu thụ có sản lượng khí giao dịch đầu tiên (dù nhỏ), tương quan chặt chẽ với quy mô khai thác mỏ và thị trường tiêu thụ.

Vận chuyển khí bằng đường ống là phương thức để nguồn khí tiếp cận trực tiếp với thị trường tiêu thụ; cho

Bảng 1. Đặc điểm cơ bản của các hình thức vận chuyển và tàng trữ khí

Đặc điểm	Khí khô	LNG	CNG
Điều kiện kỹ thuật	Áp suất cao, từ 700 - 4.000psi	Nhiệt độ thấp, dưới -60°C; Áp suất thường/khí quyển	Nhiệt độ thấp, dưới -40°C; Áp suất nén 2.000 - 3.000psi
Thể tích/Dung tích	Không thay đổi	Giảm xuống 600 lần	Giảm trung bình 200 lần, giảm tối đa 400 lần
Phương tiện vận chuyển	Đường ống	Tàu vận chuyển, kho chứa chuyên dụng	Tàu, xe bồn chuyên dụng, xà lan
Điều kiện và hình thức sử dụng	Khí	Tái hóa khí lại tình trạng bình thường	Trở lại tình trạng bình thường



Nguồn: Pipeline Knowledge and Development

Hình 1. Hoạt động vận chuyển khí bằng đường ống trong chuỗi giá trị công nghiệp khí

phép thực hiện các công việc giao nhận, điều tiết khí đơn giản, liên tục, thông suốt, kịp thời; đảm bảo sự hài hòa, cân đối các hoạt động sản xuất - thu gom - xử lý, vận chuyển, phân phối - tiêu thụ của thị trường khí. Dù sử dụng loại hình CNG hay LNG cũng đều cần phải kết hợp với đường ống. Hình 1 minh họa các hoạt động vận chuyển khí bằng đường ống trong chuỗi giá trị công nghiệp khí.

2. Định cước phí và phân loại cước phí vận chuyển khí bằng đường ống

2.1. Vai trò của cước phí vận chuyển khí bằng đường ống

Vận chuyển khí bằng đường ống là hoạt động thương mại cung cấp sản phẩm dịch vụ sử dụng cơ sở hạ tầng nên có giá trị riêng, được biểu hiện qua cước phí. Cước phí là số tiền cho một đơn vị hàng hóa/khí được vận chuyển qua một đoạn/khoảng cách đường ống trong một khoảng thời gian nhất định, do khách hàng trả cho công ty/đơn vị vận chuyển (công ty vận hành đường ống/chủ sở hữu đường ống/chủ sở hữu hợp đồng vận chuyển) [1, 2].

Dịch vụ vận chuyển có thể đi kèm hoặc tách rời với giá hàng hóa (khí) phụ thuộc vào hợp đồng mua bán khí, loại hình sản phẩm dịch vụ mà đường ống cung cấp... Việc tách riêng dịch vụ vận chuyển đã tạo điều kiện để thị trường vận chuyển khí phát triển và độc lập với thị trường khí. Thị trường vận chuyển được chia thành hai loại: thị trường sơ cấp và thị trường thứ cấp. Trong đó, thị trường sơ cấp là nơi diễn ra các giao dịch/hợp đồng mua bán, kinh doanh công suất đường ống và dịch vụ vận chuyển hàng hóa với mục tiêu kinh doanh thu lợi nhuận từ việc cung cấp giá trị kinh tế thực sự của công suất và dịch vụ vận chuyển và thu cước phí. Thị trường thứ cấp (thường thấy ở các nước

có thị trường khí tự do cạnh tranh như Mỹ, Anh) với mục tiêu kinh doanh mua đi bán lại công suất trên thị trường và hưởng chênh lệch/kiếm lời từ phí giao dịch... [8, 9].

Vận chuyển khí bằng đường ống mang đặc trưng của ngành cơ sở hạ tầng kinh tế kỹ thuật đặc thù với tính độc quyền cao, thể hiện ở mối liên hệ mật thiết với cơ cấu chi phí hay quy mô công suất kinh tế lớn, với hai loại chi phí cố định cao và biến đổi thấp.

- Chi phí cố định cao, có thể không bị ảnh hưởng bởi khối lượng khí lưu chuyển qua đường ống. Chi phí cố định trung bình có xu hướng giảm xuống khi khối lượng khí lưu chuyển tăng mạnh.

- Chi phí biến đổi thấp, thay đổi theo khối lượng khí lưu chuyển. Chi phí biến đổi trung bình ít thay đổi trừ phi có những cải thiện đáng kể trong kỹ thuật công nghệ vận hành đường ống.

- Trong đó, khối lượng khí vận chuyển qua đường ống quyết định hiệu quả kinh tế của dự án, quyết định mức cước phí cao hoặc thấp. Tuy nhiên, khối lượng khí vận chuyển qua đường ống thường được ấn định, giới hạn bởi công suất lắp đặt đường ống và có thể tiềm ẩn các rủi ro:

- Nguồn khí: Trữ lượng và sản lượng khai thác của mỏ khí không đạt được quy mô ước tính ban đầu;
- Giá khí: Giá khí cao hơn dự kiến có thể giảm nhu cầu tiêu thụ;
- Thị trường tiêu thụ: Số lượng khách hàng, nhu cầu tiêu thụ và các nhân tố ảnh hưởng đến khả năng tiêu thụ, dễ bị thay thế bởi nhiên liệu khác khi có sự cạnh tranh về giá...

Trong trường hợp không đủ khối lượng vận chuyển cần thiết (quy mô công suất kinh tế tối thiểu), cước phí vận chuyển sẽ rất cao. Cước phí cao hơn mức thị trường chấp nhận sẽ là thách thức lớn cho nhà đầu tư, công ty kinh doanh thương mại khi các giao dịch thị trường với mức cước phí thấp không thể bù đắp chi phí. Điều này ảnh hưởng đến khả năng thu hồi vốn đầu tư xây dựng đường ống dẫn khí, không thúc đẩy thương mại cung cấp khí và dịch vụ cơ sở hạ tầng.

Với đặc điểm quy mô công suất kinh tế gắn liền với tính đa dạng các loại hình dịch vụ vận chuyển, cước phí có

chức năng phản ánh sự khác biệt hay khác biệt hóa được các chi phí cung cấp dịch vụ vận chuyển nhất định, đảm bảo hài hòa quyền lợi và trách nhiệm của các bên trong các mối quan hệ, cụ thể là:

- Mối quan hệ giữa các nhà đầu tư/chủ sở hữu trong hệ thống đường ống: Phân định rõ quyền lợi và trách nhiệm thông qua xem xét phân chia khu vực, phạm vi và quyền kinh doanh khí, phân định rõ lượng khí và chi phí vận chuyển khí, giới hạn trách nhiệm đối với tổn thất chung của từng đường ống trong hệ thống.

- Mối quan hệ giữa nhà đầu tư (chủ sở hữu đường ống) hoặc bên thuê đường ống, bên vận hành với nhau và với khách hàng: Xác định các nhóm khách hàng phù hợp về lộ trình và chất lượng khí mà đường ống có thể cung cấp dịch vụ vận chuyển, xác định các hợp đồng vận chuyển với các đặc điểm tiêu dùng và biểu đồ phụ tải của từng nhóm khách hàng được điều chỉnh thông qua cước phí; hình thức thu hồi chi phí/cước phí.

- Mối quan hệ giữa các khách hàng với nhau: Phân bổ thứ tự ưu tiên lấy khí của các khách hàng để tối ưu hóa biểu đồ phụ tải, xử lý các tình huống bất thường trong nhu cầu dịch vụ vận chuyển (khối lượng, thời điểm, địa điểm giao nhận khí...), đảm bảo sự vận hành thông suốt của mạng lưới.

Do vậy, cước phí là công cụ duy nhất được tập trung xem xét điều chỉnh để thúc đẩy hiệu quả kinh tế, khả năng thu hồi vốn đầu tư đường ống cũng như tối ưu các giao dịch thương mại dịch vụ cơ sở hạ tầng truyền tải; phân bổ chi phí hợp lý giữa những bên vận chuyển, người tiêu thụ và bên thứ ba. Điều chỉnh cước phí liên quan tới việc lựa chọn phương pháp định cước phí và loại hình cước phí.

2.2. Định cước phí

Định cước phí giúp xác lập đầy đủ và hợp lý giá trị của dịch vụ vận chuyển khí. Kết quả của việc định cước phí là xây dựng khung biểu giá để hỗ trợ tối đa và hiệu quả thu hồi chi phí theo đặc điểm tiêu thụ của các khách hàng về khoảng cách, về khối lượng, về thời điểm, về tính chất của sản phẩm dịch vụ vận chuyển (bình thường/khẩn cấp, chắc chắn/ngắt quãng).

Việc định cước phí phải đảm bảo được các yêu cầu: Ưu đãi, khuyến khích đầu tư đường ống theo mục đích quản lý; tạo ra khung chung cho các giao dịch thương mại đường ống, tránh phân biệt đối xử khách hàng bằng cách tạo cơ hội tiếp cận bình đẳng, cạnh tranh lành mạnh cho các bên tham gia; dễ hiểu, dễ áp dụng, minh bạch, dự đoán và điều chỉnh được [5, 7, 12].

Các vấn đề về định cước phí liên quan tới cách tiếp cận, phương pháp xác định và cách phân loại.

Cước phí là một loại giá thành sản phẩm hàng hóa dịch vụ, định cước phí cũng là định giá. Theo lý thuyết, định giá được tiếp cận trên cơ sở thị trường hoặc chi phí.

- Định cước phí theo thị trường: Cước phí được xác định theo mặt bằng giá chung của thị trường. Cách thức định cước phí này phụ thuộc vào cung - cầu thị trường, theo giá trị cung cấp (netback) và định cước phí theo đối thủ cạnh tranh (chi phí biên ngắn hạn), cụ thể là:

- + Định cước phí theo giá trị tại điểm cung - cầu gặp nhau;

- + Định cước phí theo giá của đối thủ tham gia đấu thầu: bỏ thầu thấp hơn để đạt được lợi nhuận kỳ vọng ở xác suất trúng thầu cao nhất;

- + Định cước phí đấu giá (đấu giá tăng dần hoặc giảm dần);

- + Định cước phí theo định chuẩn (indexation): Trên cơ sở cước phí được xác định năm đầu tiên theo chi phí, các năm tiếp theo sẽ điều chỉnh toàn bộ hoặc từng phần (theo tỷ lệ % nào đó) cước phí theo chỉ số giá tiêu dùng hoặc chỉ số giá sản xuất tương ứng hoặc chỉ số năng suất kỳ vọng. Điều này khiến các công ty tìm cách nâng cao năng suất và giữ cho chi phí dưới mức lạm phát từ bất kỳ sự chênh lệch nào giữa chi phí và doanh thu thực tế trong cước phí đều được tính là chi phí/lợi nhuận của cổ đông;

- + Định cước phí thông qua đàm phán: Công ty đường ống và các chủ hợp đồng thuê dịch vụ vận chuyển sẽ đàm phán chia sẻ lợi nhuận hoặc tổn thất khi có sự chênh lệch cước phí cơ sở với cước phí vận chuyển tại thời điểm giao dịch. Việc làm này khá rủi ro vì cước phí đàm phán được có thể cao hoặc thấp hơn mức cước phí cơ sở.

- Định cước phí trên cơ sở chi phí: Chi phí là nhân tố quyết định để xác lập cước phí. Việc định cước phí trên cơ sở chi phí đòi hỏi phải phân tách các loại chi phí theo chức năng hoạt động (chi phí cố định, chi phí biến đổi), cho phép quy định cụ thể các nhân tố độc quyền tự nhiên, minh bạch và công khai; phân loại khách hàng/phân khúc thị trường theo các mối liên hệ đặc trưng về biểu đồ tiêu thụ và/hoặc các yêu cầu cụ thể [12, 14].

Định cước phí theo cách này có ưu điểm: Phản ánh đủ các yếu tố chi phí và lợi nhuận cần thiết cho nhà đầu tư; đơn giản, dễ tính toán, dễ điều chỉnh giá trên cơ sở các mức tăng của chi phí; ấn định mức chi phí tính thêm ngoài giá thành, không phải tính chi tiết các khoản phí

khó dự báo hoặc ngoài dự kiến sau sản xuất; giảm chi phí cho quá trình ra quyết định (ví dụ chi phí để tìm hiểu các thông tin thị trường tiêu thụ), giảm rủi ro kinh doanh. Giá cộng chi phí có thể được sử dụng để định hướng định giá sản phẩm trong một thị trường khi không có đầy đủ các thông tin về phía cầu; hỗ trợ cho quan điểm tính giá cho công suất đã đầu tư (thay vì tính giá theo sản lượng giao nhận).

Tuy nhiên, định cước phí trên cơ sở chi phí được thực hiện theo quan điểm chủ quan của nhà sản xuất, bỏ qua đặc điểm về lượng cầu và/hoặc đối thủ cạnh tranh, vai trò của người mua, do đó không khuyến khích nhà sản xuất tìm giải pháp gia tăng sản lượng, giảm giá thành mà chỉ sử dụng mức sản lượng bình thường hay tiêu chuẩn để phân bổ chi phí cố định.

2.3. Các phương pháp tính cước phí

Đối với thị trường thứ cấp, cước phí được xác định và điều tiết trên cơ sở thị trường bằng quan hệ cung cầu. Cước phí không phản ánh chi phí gốc/ban đầu mà phản ánh chi phí cơ hội của công suất cũng như chi phí biên ngắn hạn vận hành đường ống. Thị trường sơ cấp có đặc tính độc quyền tự nhiên nên cước phí dựa trên chi phí, gồm phương pháp tính cước phí theo IRR mục tiêu và phương pháp doanh thu cần đạt.

2.3.1. Phương pháp IRR mục tiêu

Phương pháp này tính toán cước phí trên cơ sở sử dụng mô hình kinh tế - tài chính dự án để xác định mức cước phí theo mục tiêu thu hồi vốn đặt ra. Dựa trên các chỉ số tài chính với IRR mục tiêu.

$$IRR = r1 + (r2 - r1) \times \frac{NPV_1}{NPV_1 + |NPV_2|}$$

Trong đó:

NPV_1 : Giá trị hiện tại thuần được tính bởi công thức

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

C_n : Chi phí năm (n);

r : Tỷ suất chiết khấu.

2.3.2. Phương pháp doanh thu cần đạt hay tỷ suất thu hồi vốn đầu tư cho phép

Theo phương pháp này, công ty đường ống được phép xác định doanh thu cần đạt để bù đắp các chi phí và thu được một phần lợi nhuận trên tổng tài sản đã được vốn hóa trên cơ sở mức/tỷ suất thu hồi cho phép (ROR).

Doanh thu này có thể chỉ tính cho một hoặc vài năm, thường là từ 3 - 5 năm. Công thức tính doanh thu như sau:

$$AR = (RAB \times WACC) + E + D + T - C$$

Trong đó:

AR : Doanh thu cho phép;

RAB : Giá trị của khối tài sản cơ sở (Regulatory asset base);

$WACC$: Chi phí trung bình trọng số của vốn;

E : Chi phí vận hành và bảo dưỡng;

T : Thuế;

D : Khấu hao cho giai đoạn xem xét tính cước phí;

C : Hệ số điều chỉnh.

- Xác định giá trị của khối tài sản cơ sở (RAB)

Giá trị của khối tài sản cơ sở chính là chi phí quá khứ/ban đầu đã tính đến yếu tố lạm phát (trended original cost - TOCd) của nhà xưởng, tài sản và các thiết bị trừ khấu hao lũy kế cho giai đoạn đang xem xét cộng với vốn lưu động ròng.

Có 2 cách xác định giá trị RAB tùy thuộc vào tình huống cụ thể

+ Tình huống 1: Khi việc bổ sung vốn không xảy ra thường xuyên, các cơ quan điều tiết sẽ sử dụng công thức tính RAB như sau:

$$RAB = V - d + w$$

Trong đó:

V : Giá trị của tài sản, nhà xưởng, xe cộ và thiết bị đã sử dụng và có thể sử dụng ở giai đoạn xem xét ban đầu cho việc tính toán cước phí và được định chuẩn theo yếu tố lạm phát;

d : Khấu hao lũy kế và hao mòn của giá trị tài sản đã tính đến yếu tố lạm phát ở giai đoạn đầu xem xét cước phí;

w : Vốn lưu động ròng.

• Khấu hao d : Sử dụng phương pháp khấu hao đường thẳng;

• w : Tồn kho + khoản phải thu + tiền mặt ngắn hạn - khoản phải trả.

Khoản tiền mặt trong ngắn hạn này phải đủ trang trải cho các chi phí vận hành đường ống trong một thời gian ấn định, không tính khấu hao và các loại thuế nộp chậm - deferred taxes.

+ Tình huống 2: Trong trường hợp việc bổ sung vốn xảy ra thường xuyên và với số lượng nhỏ, giá trị RAB cho 1 năm bất kỳ được tính như sau:

$$RAB = [(RAB_{t-1} + RAB_t)]/2$$

Việc tính RAB được thực hiện khi có bất kỳ một lượng vốn được bổ sung. Trong đó cần lưu ý điều chỉnh lạm phát phải dựa trên các chỉ số CPI hoặc PPI để từ đó điều chỉnh tỷ suất thu hồi trên vốn chủ sở hữu (WACC) danh nghĩa so với thực tế và chỉ khi khối tài sản được sử dụng từ 5 năm trở lên, thường là 10 năm.

- Chi phí sử dụng vốn trung bình trọng số WACC

WACC là chi phí trung bình của vốn chủ sở hữu và vốn vay, được tính trọng số dựa trên tỷ trọng vốn chủ sở hữu và vốn vay. Để xác định WACC, cần xác định chi phí vốn chủ sở hữu và vốn vay cũng như tỷ trọng của 2 nguồn vốn này.

$$WACC = \left(\frac{E}{D_t + E} \right) k_e + \left(\frac{D_t}{D_t + E} \right) k_d (1 - T)$$

Trong đó:

E : Vốn chủ sở hữu;

D_t : Vốn vay;

k_e : Chi phí vốn chủ sở hữu;

k_d : Tỷ lệ lợi nhuận sau thuế trên vốn vay.

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng E

- Thuế

Thuế ở đây được hiểu là thuế thu nhập doanh nghiệp đối với doanh thu cho phép (taxable allowable revenue).

- Hệ số điều chỉnh C

Hệ số này dùng để điều chỉnh sự chênh lệch giữa giá trị thực tế và các giả định được dùng để tính toán cước phí cho năm trước. Hệ số này đã tính đến độ trễ 1 - 2 năm nhằm đảm bảo đạt được giá trị thực tế đầy đủ của các thông số giả định.

2.4. Các cách phân loại cước phí

Việc phân loại cước phí phải đảm bảo khả năng thu hồi chi phí tối ưu nhất, bảo hiểm được mọi trường hợp rủi ro có thể xảy ra. Phân loại cước phí là việc xây dựng khung biểu phí cho các loại hình dịch vụ ở các khu vực thị trường khác nhau và trong các khoảng thời gian khác nhau, theo tính chất của sản phẩm dịch vụ vận chuyển (bình thường/khẩn cấp, chắc chắn/ngắt quãng), có thể phụ thuộc/không

phụ thuộc vào khối lượng dịch vụ. Dù áp dụng cách tính nào, cước phí cũng có thể chia thành 3 loại:

- Cước phí không phụ thuộc vào khối lượng vận chuyển, khoảng cách, địa điểm và thời gian/thời điểm:

+ Cước phí lũy tiến (giống giá điện, nước): Mỗi khoảng/mức/dải khối lượng khí vận chuyển thì có cùng mức cước phí nhưng các khoảng/mức/dải khối lượng khí vận chuyển khác nhau có mức cước phí khác nhau. Đối với cách tính này, càng dùng nhiều thì mức cước phí càng cao. Tổng số tiền phải trả sẽ bằng tổng của các lượng khí trong từng khoảng nhân với mức cước phí trong từng khoảng. Dự kiến được gần đúng số tiền phải trả.

+ Cước phí trọn gói (giống phí dịch vụ truyền hình cáp): Số tiền phải trả cho dịch vụ vận chuyển là một mức cố định bất kể khoảng cách, địa điểm, thời gian. Khách hàng dự kiến được chính xác số tiền phải trả.

- Cước phí phụ thuộc khối lượng vận chuyển, không phụ thuộc khoảng cách, địa điểm và thời gian/thời điểm:

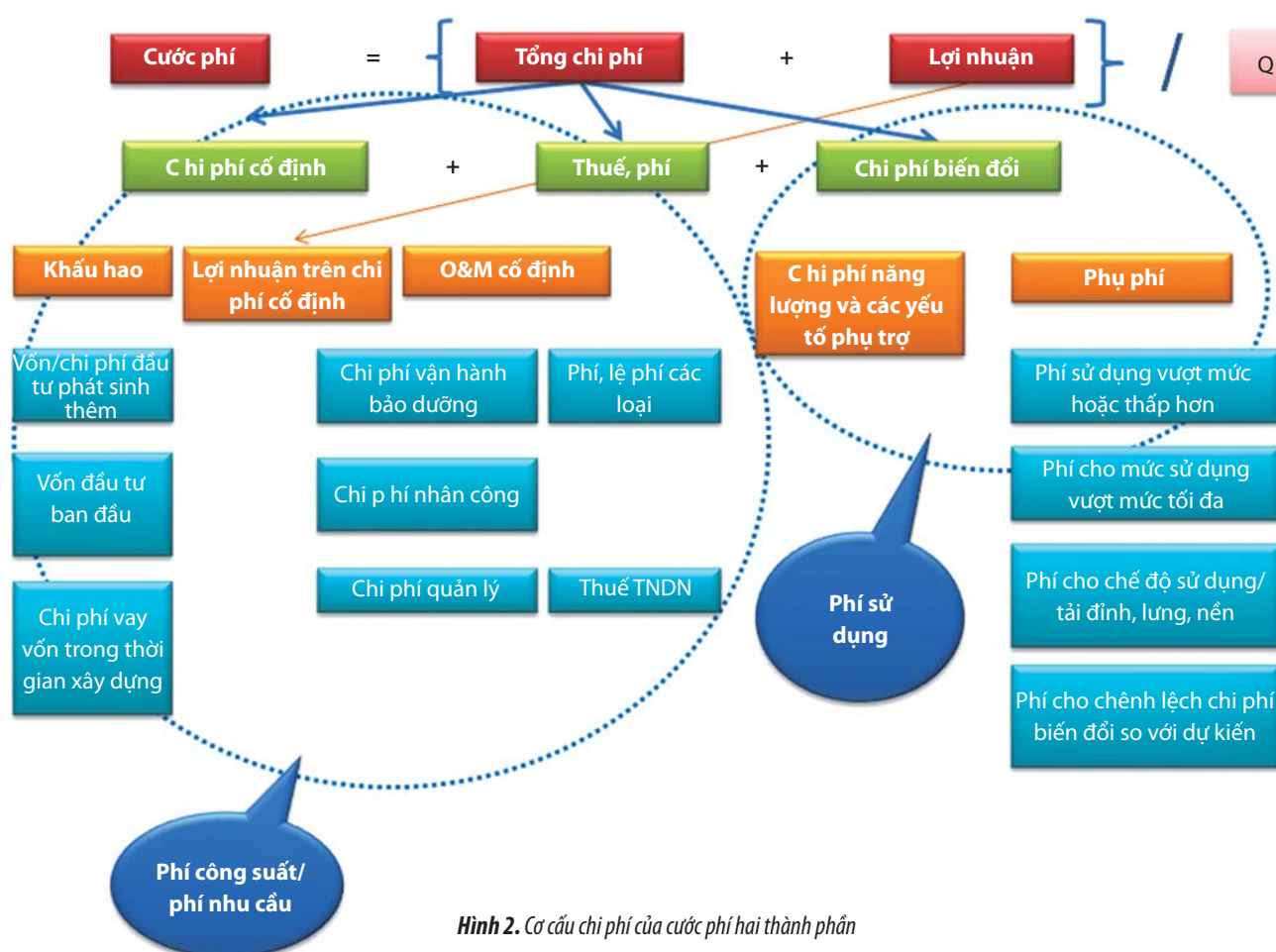
Cước phí đồng mức trên một đơn vị khối lượng khí vận chuyển. Bao nhiêu khối lượng khí vận chuyển qua đường ống thì phải trả tương ứng bấy nhiêu tiền. Đây là dạng thức gộp đơn giản. Cước phí một thành phần không phản ánh được chi phí đặt chỗ công suất, bất lợi nếu không có khí đi qua thì không thể thu tiền.

- Cước phí phụ thuộc khoảng cách, địa điểm, thời gian/thời điểm, khối lượng tùy thành phần chi phí:

Cước phí hai thành phần (tương tự như cước thuê bao điện thoại, viễn thông) gồm có phí công suất (phí nhu cầu) và phí sử dụng (phí hàng hóa).

+ Phí công suất/phí nhu cầu là phần cước phí trả cho phần chi phí cố định (chi phí đầu tư và chi phí vận hành cố định, phí, thuế) để đạt được mức công suất mà khách hàng yêu cầu/đặt hàng. Đây chính là thành phần cước phí có thể bù đắp/thu hồi vốn đầu tư. Thành phần phí này khách hàng phải trả dù có sử dụng hay không sử dụng công suất đường ống khi đã đặt hàng, phụ thuộc theo khoảng cách như theo bưu kiện/postage stamp, theo vùng/zonal, theo cung đường vận chuyển/path-based và theo từng điểm vào - điểm ra/entry-exit.

+ Phí sử dụng/Phí hàng hóa là phần cước phí trả cho phần chi phí biến đổi (điện, hóa phẩm...) để thực hiện giao dịch vận chuyển của khách hàng và có tính tới phụ phí cho các tính chất, đặc điểm của loại hình vận chuyển. Thành phần phí này thường thay đổi theo các yếu tố khối lượng (lượng khí vận chuyển nhiều hoặc ít hơn so với



Hình 2. Cơ cấu chi phí của cước phí hai thành phần

đăng ký ban đầu), thời điểm khí vận chuyển qua đường ống (thời điểm phụ tải đỉnh hay lung hay nền), khí huy động khẩn cấp, khí huy động mức cao hơn hoặc thấp hơn so với mức đã cam kết... [1, 2, 6].

Chi tiết các thành phần chi phí được phân bổ thành phí công suất và phí sử dụng được trình bày trong Hình 2.

2.5. Nhận xét

So với cước phí một thành phần, việc định cước phí hai thành phần tuy phức tạp nhưng công bằng cho khách hàng và tránh rủi ro cho nhà đầu tư/công ty dịch vụ vận chuyển. Việc định cước phí hai thành phần tính đến nhiều yếu tố như: khoảng cách, thời điểm, địa điểm, loại hình và tính chất của dịch vụ vận chuyển về thời điểm. Ví dụ khối lượng vận chuyển, khoảng cách khác nhau thì có cước phí khác nhau; cước phí cao trong trường hợp huy động khẩn cấp hoặc cao hơn mức đã cam kết, huy động vào thời điểm phụ tải đỉnh... Cước phí hai thành phần sẽ tránh rủi ro cho nhà đầu tư/công ty vận chuyển vì vẫn thu được một phần phí đặt/giữ chỗ công suất kể cả không có giao dịch khí vận chuyển. Cước phí hai thành phần thuận lợi cho việc phân định quyền lợi và trách nhiệm của nhà cung cấp và người sử dụng dịch vụ trong các hợp đồng thương

mại. Trong khi đó, cước phí một thành phần không xét đến tính chất, đặc trưng của từng loại hình dịch vụ; chỉ là mức cước phí trung bình thường phản ánh hoặc cao hơn hoặc thấp hơn giá trị thực sự của dịch vụ vận chuyển.

Cước phí một thành phần thường gắn với phương pháp IRR là tính thu hồi và tỷ suất thu hồi cho phép trên toàn bộ chi phí cả cố định và vận hành. Như vậy, phải có khí vận chuyển qua đường ống (phát sinh đủ chi phí) mới bắt đầu tính cước phí. Đây vừa là rủi ro cho nhà đầu tư, vừa không thỏa đáng với khách hàng bởi vẫn phải trả phí vận hành trong khi thực tế không có khí vận chuyển qua đường ống.

Cước phí hai thành phần thường gắn với phương pháp ROR chỉ tính thu hồi và mức lợi nhuận cho phép trên chi phí cố định, chi phí vận hành được tính theo thực tế phát sinh (pass-through). Trong trường hợp không có khí vận chuyển, khách hàng vẫn chịu cước phí, nhưng ít bất lợi hơn vì chỉ phải trả chi phí công suất đã đặt, không phải trả chi phí vận hành. Cước phí này đảm bảo nhà đầu tư tránh được rủi ro thu hồi vốn nếu không có khí đi qua.

Đối với các đường ống phân phối thường áp dụng cách thức tính cước phí một thành phần do sự khác biệt về chi

phí cố định giữa các điểm giao nhận không lớn trong phạm vi/khoảng cách hẹp. Đối với các đường ống vận chuyển thường áp dụng cách thức tính cước phí hai thành phần. Theo đó, thành phần phí sử dụng/phí hàng hóa sẽ thay đổi theo khối lượng còn thành phần phí công suất sẽ được tính khoảng cách như theo bưu kiện (postage stamp), theo vùng (zonal), theo cung đường vận chuyển (path-based) và theo từng điểm vào - điểm ra (entry-exit), cụ thể là:

- Cước phí theo bưu kiện: Cước phí đối với mọi loại hình dịch vụ vận chuyển là như nhau (đồng nhất) trên một đơn vị khối lượng khí vận chuyển và cho mọi mức khối lượng. Chi phí vận chuyển tương ứng với khối lượng khí vận chuyển qua đường ống. Phương pháp tính theo chi phí trung bình trên một đơn vị vận chuyển cho tất cả các vị trí. Loại cước phí này hay áp dụng cho mạng lưới đường ống trong một khu vực có khoảng cách ngắn, các điểm vào điểm ra không hoàn toàn phụ thuộc lẫn nhau, hoặc khó thiết lập khoảng cách một cách chắc chắn. Đây là dạng thức gộp tối ưu vì tránh được việc không dùng không thu. Cách tính cước này đơn giản, dễ tính nhưng chỉ phản ánh thu hồi chi phí trung bình không thích hợp cho hệ thống đường ống dài mà khoảng cách là yếu tố quyết định tới chi phí [1 - 4].

- Cước phí theo vùng: Cước phí trong cùng một vùng đối với mọi loại hình dịch vụ vận chuyển là như nhau (đồng nhất) nhưng ở các vùng khác nhau là khác nhau, được tính bằng cước phí cộng dồn của các vùng khác nhau mà hệ thống đường ống đi qua. Cước phí trong vùng giống phương pháp bưu kiện nhưng khoảng cách có tính khái quát. Loại cước phí này được áp dụng với hệ thống đường ống dài theo không gian địa lý được chia thành nhiều vùng, mỗi vùng là thị trường khí nhỏ; khu vực gần nguồn khí hơn thì cước phí ít hơn. Ưu điểm của cách tính này là đơn giản, dễ tính toán, hỗ trợ sự sáp nhập các thị trường khí; nhưng lại có nhược điểm là chỉ phản ánh thu hồi chi phí trung bình [1 - 4].

- Cước phí được tính theo cung đường vận chuyển: Cước phí đối với các dịch vụ vận chuyển ở các hợp đồng khác nhau có cung đường vận chuyển khác nhau thì khác nhau. Đây là loại cước phí được các chủ hợp đồng vận chuyển ưa thích được tính theo chi phí trung bình trên một đơn vị vận chuyển cho một đoạn đường ống/cung đường vận chuyển nhất định. Loại hình này được áp dụng trong mô hình thị trường mà các giao dịch được đàm phán song phương, liên quan đến đường ống nào thì đường ống đó tính phí chứ không chung cho cả hệ thống. Cách tính này khá phức tạp, không linh hoạt khi có những thay đổi về vị trí điểm vào - điểm ra. Người điều hành phải biết tất cả hợp

đồng để xác định giới hạn sử dụng của từng giao dịch. Để đưa ra tín hiệu kinh tế sai khi các cung đường hợp đồng không theo thực tế của hệ thống đường ống [1 - 4].

- Cước phí theo từng điểm vào - điểm ra: Cước phí thu cho từng điểm vào hoặc điểm ra tách biệt, độc lập trên hệ thống, cước phí của điểm vào/điểm ra khác nhau thì khác nhau. Phương pháp tính trên cơ sở xây dựng ma trận m điểm vào và n điểm ra. Dựa trên chi phí cận biên dài hạn giữa các cặp điểm vào và điểm ra theo từng năm. Loại cước phí này được áp dụng cho hệ thống đường ống chính/trunk pipeline có nhiều điểm vào và điểm ra, dễ xảy ra tình trạng tắc nghẽn. Tính cước phí theo từng điểm vào - điểm ra linh hoạt theo vị trí song do phải tính toán trước chi phí, giả định sự phân phối điểm vào - điểm ra nên cách tính cước này không khách quan, không xác định thị trường mà hoàn toàn dựa vào phỏng đoán, ước chừng.

Cước phí theo bưu kiện và cước phí theo vùng phù hợp với việc tính chung cho toàn bộ hệ thống đường ống/mạng lưới. Trong khi đó, cước phí được tính theo cung đường vận chuyển và điểm vào - điểm ra phù hợp với việc tính cho từng đường ống/hệ thống đường ống [1, 5, 11].

Tóm lại, phương pháp định cước phí và phân loại cước phí có ý nghĩa quan trọng trong việc phản ánh đúng giá trị của dịch vụ vận chuyển, đảm bảo hiệu quả kinh tế đầu tư xây dựng, kinh doanh thương mại cung cấp và sử dụng dịch vụ cơ sở hạ tầng vận chuyển khí.

3. Quản lý định cước phí và một số phương pháp liên quan

Do đặc thù của ngành dịch vụ cơ sở hạ tầng kỹ thuật, độc quyền vận chuyển khí có tổng chi phí thấp hơn nhiều so với thị trường vận chuyển cạnh tranh. Vì nếu có sự cạnh tranh giữa các công ty vận chuyển liên quan tới việc nhân đôi từng phần hoặc toàn bộ hệ thống đường ống sẽ phải tăng vốn quá lớn, không tối ưu được nhân tố kỹ thuật (đường ống 20" có sức chuyển của 4 đường ống 10") trong khi thị phần bị chia sẻ, công suất bị lãng phí. Ngoài ra, mạng lưới đường ống phải được liên kết để giảm thiểu chi phí vận hành hay chỉ có một người vận hành. Điều này có thể làm cho nhà đầu tư có xu hướng tối đa hóa lợi nhuận thông qua lựa chọn mức cước phí, sản lượng cần đạt và lạm dụng quyền lực thị trường để bảo vệ quyền lợi.

Đặc biệt, giá khí là một biến số kinh tế quan trọng và được xác định trong mối quan hệ với giá các loại năng lượng cạnh tranh khác và với nhiều biến số khác của nền kinh tế, sự phát triển của xã hội, vấn đề chính trị, quan hệ quốc tế... Ở nhiều quốc gia, giá khí thường mang tính

chiến lược, luôn có sự can thiệp của nhà nước để đạt các mục tiêu vĩ mô - cân bằng tổng thể. Cước phí vận chuyển là một bộ phận của giá khí, lại thêm đặc điểm độc quyền tự nhiên trong khâu vận chuyển nên phải có các nguyên tắc định giá/cước phí riêng biệt.

Do đó hoạt động vận chuyển khí bằng đường ống nói chung cũng như việc định cước phí vận chuyển đường ống nói riêng phải được giám sát, quản lý chặt chẽ.

Việc quản lý định cước phí nhằm tối đa hóa khối lượng, tối đa hóa doanh thu và phân bổ doanh thu hợp lý; đảm bảo cước phí được xác định hợp lý đối với chủ đầu tư để đảm bảo thu hồi đủ chi phí và đạt được một lợi nhuận thỏa đáng. Đối với khách hàng, việc quản lý định cước phí đảm bảo cước phí không bị các công ty đường ống đẩy lên quá cao; không phân biệt đối xử, công bằng trong tiếp cận sử dụng công suất đường ống, hợp lý về chi phí dịch vụ nào mức phí đó. Các nội dung quản lý định cước phí thường bao gồm:

- Quy định các nguyên tắc, cách thức/phương pháp xác định cước phí vận chuyển hay doanh thu của các công ty đường ống;
- Quy định kiểm soát và điều chỉnh chi phí;
- Quy định phải công bố các biểu phí/cước phí dịch vụ các loại, trong đó chỉ rõ nguyên tắc tính toán, cơ cấu/thành phần cước phí, phạm vi và đối tượng dịch vụ vận chuyển;
- Quy định quy trình phê duyệt cước phí.

Để ưu đãi, khuyến khích đầu tư cũng như quản trị rủi ro quản lý định cước phí ở các nước trên thế giới và khu vực, một số phương pháp quản lý định cước phí gồm có đảm bảo tỷ lệ thu hồi vốn đầu tư và ngưỡng chi phí cho phép.

Quy định tỷ lệ thu hồi vốn đầu tư (IRR/ROR):

Là việc quy định mức/tỷ lệ thu hồi vốn phù hợp, bao gồm cả mức lãi chính đáng trên vốn đầu tư. Cách thức này điều tiết lợi nhuận (hoặc lỗ) thu được từ việc đầu tư của công ty, song lại có nhược điểm không khuyến khích tối thiểu hóa chi phí, mất thời gian và công sức để theo dõi, giám sát và xử lý điều chỉnh cước phí.

Quy định về mức cước phí trần (giá trần - Price cap, doanh thu trần -Revenue cap):

Mức cước phí trần được xác định bởi các nhà quản lý cho một giai đoạn không dựa vào chi phí mà dựa vào các chỉ số khác của thị trường. Bất kỳ sự chênh lệch nào giữa cước phí trần và chi phí thực tế được tính là lợi nhuận/chi phí (thường là lợi nhuận). Phương pháp này có ưu điểm hạn chế gia tăng doanh thu bằng cách tăng chi phí tùy ý và khuyến

khích các công ty giảm chi phí bằng cách cải thiện năng suất/hiệu quả hoạt động mà không phải kiểm soát chi phí.

- Giá trần

Đây là phương pháp thiết lập giá giới hạn bởi cơ chế chỉ số lạm phát CPI-X, có tính tới yếu tố hiệu quả. CPI là chỉ số lạm phát, X là hệ số hiệu quả mục tiêu.

Công thức tính: $P_t = P_o \times (1 + (I - X)) + K \pm Z$

Trong đó:

P_t : Giá mới;

P_o : Giá hiện tại;

I: Thước đo lạm phát hoặc chỉ số giá tiêu dùng CPI;

X: Điều chỉnh hiệu quả/năng suất;

K: Hệ số điều chỉnh cho các biến số do chênh lệch giữa giả định và thực tế;

Z: Hệ số ngoại sinh được xem xét cho các yếu tố nằm ngoài tầm kiểm soát của công ty đường ống.

- Doanh thu trần

Đây là phương pháp mà cơ quan quản lý cho phép áp dụng cho trước một mức doanh thu có thể không phụ thuộc vào khối lượng khí vận chuyển nhằm thúc đẩy hoạt động của đường ống. Phương pháp này giúp các công ty đường ống tránh được những biến động về nhu cầu vận chuyển khí.

Công thức: $R_t = R_o \times (1 + (I - X)) + K \pm Z$

Trong đó:

R_t : Doanh thu năm 1;

R_o : Doanh thu năm 0;

I: Tỷ lệ lạm phát;

X: Hệ số điều chỉnh hiệu quả/năng suất;

K: Hệ số điều chỉnh để điều chỉnh chênh lệch về giá trị giữa ước tính với thực tế của các biến số;

Z: Hệ số ngoại sinh điều chỉnh những yếu tố nằm ngoài khả năng kiểm soát của đường ống.

Các phương pháp này cho biết mức độ quản lý đến đâu: quản lý doanh thu (quản lý đến hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp), quản lý theo giá (mức độ cao hơn, vừa quản lý doanh nghiệp vừa điều tiết thị trường) [2, 4].

3. Kết luận

Việc nghiên cứu, xem xét các phương pháp định cước phí, loại hình cước phí vận chuyển khí bằng đường ống

cho thấy cần thiết phải xây dựng biểu phí sử dụng dịch vụ vận chuyển theo từng nhóm khách hàng, trong đó có tính đến sự khác biệt về đặc điểm biểu đồ tiêu thụ khí, tính chất của các trường hợp vận chuyển khí, loại hình dịch vụ vận chuyển, mức độ phù hợp về lộ trình và chất lượng dịch vụ, thời gian, thời điểm, thứ tự ưu tiên sử dụng công suất đường ống và lấy khí... trong việc nâng cao hiệu quả kinh tế vận chuyển khí bằng đường ống, khả năng thu hồi vốn đầu tư cũng như đảm bảo sự công bằng cho các khách hàng/nhóm khách hàng.

Với mức độ kiểm soát chi phí rất chi tiết, cước phí hai thành phần là loại hình có nhiều ưu điểm trong việc đáp ứng được các đặc điểm, yêu cầu của định cước phí. Các quy định về cước phí là công cụ quản lý hiệu quả tùy theo mục tiêu khuyến khích khởi tạo hay duy trì, mở rộng và nâng cao hiệu quả hoạt động của thị trường khí, đảm bảo hiệu quả tối ưu của xã hội: dịch vụ vận chuyển với chi phí hợp lý, cung cấp đủ nhu cầu về dịch vụ.

Việt Nam đang trong giai đoạn xây dựng cơ sở hạ tầng vận chuyển và phân phối khí nên cần lựa chọn phương pháp định cước phí hợp lý cũng như quản lý cước phí dịch vụ vận chuyển để thu hồi vốn đầu tư và thúc đẩy hoạt động thương mại thị trường. Điều này đòi hỏi phải có các nghiên cứu ứng dụng và phát triển các phương pháp định cước phí cho các hệ thống đường ống trong điều kiện thực tiễn ở Việt Nam, các nghiên cứu về mô hình tổ chức hoạt động và quản lý lĩnh vực vận chuyển và phân phối khí, các chính sách và quy định liên quan.

Tài liệu tham khảo

1. KEMA Consulting GmbH. *Study on regulation of tariffs and quality of the gas distribution service in the energy community*. 2010.

2. NERSA. *Guidelines for monitoring and approving piped-gas transmission and storage tariffs*. 2009.

3. Sergio Ascari. *Natural gas pipeline regulation in the European Union*. 2011.

4. The World Bank. *Gas price formation in China transmission tariff design*. 2003.

5. Tom Miesner. *A practical guide to US natural gas transmission pipeline economics*. 2009.

6. AGA. *Infrastructure Cost Recovery Mechanisms*. 2011

7. Round Table on Energy Tariff and Investment. *The Important of Tariffs in Developing Gas Markets*. 2009

8. Andrej Juris. *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*. 1996.

9. Andrej Juris. *Market development in the U.K. Natural Gas Industry*. 1996.

10. M. Mohitpour. *Energy supply and pipeline transportation challenges and opportunities*. 2008.

11. The energy education experts, Bob Shively and John Ferrare. *Understanding today's: Natural Gas Business*. 2009.

12. Transmission Capacity Management in the Natural Gas Market. 2006.

13. Wood et al. *Natural gas basics*. 2008

14. Bùi Xuân Hối. *Giáo trình Lý thuyết giá năng lượng*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2008.

15. Nguyễn Thị Thanh Lê và nnk. *Nghiên cứu kinh nghiệm thế giới về kết nối đường ống và vấn đề thu hồi vốn đầu tư trong xây dựng đường ống kết nối ở Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.

Transportation tariff of natural gas pipeline and tariff setting methodologies and regulation

Nguyen Thi Thanh Le, Nguyen Thi Thu Phuong, Ha Thanh Hoa, Nguyen Thu Ha
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The economic efficiency of a gas pipeline investment is manifested by cost recovery that is impacted by the volume of gas flow through pipelines and tariff. Of which, gas volume tends to be less volatile due to limitation of designed capacity. Tariff, which is flexible by adjusting one or more components such as qualification, quantity of gas flow, distance, type and nature of transportation services, is an important element in maximising the possibility of capital recovery. In this paper, the authors present the characteristics of tariff, methodologies and regulation of tariff setting for natural gas pipeline transportation.

Key words: Natural gas, pipeline, tariff, setting tariff, tariff regulation, cost recovery, capacity charge, use charge.

GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ GIÀN KHOAN TIẾP TRỢ KHOAN KHAI THÁC DẦU KHÍ CHO VÙNG NƯỚC SÂU TẠI VIỆT NAM

KS. Hoàng Thanh Tùng¹, KS. Trịnh Văn Lâm¹, ThS. Trương Hoài Nam²

¹Công ty TNHH MTV Khoan Dầu khí nước sâu PVD

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu tình hình ứng dụng các công nghệ thi công giếng khoan trên thế giới hiện nay cho khu vực nước sâu, trong đó phân tích ưu, nhược điểm của công nghệ đầu giếng khô (dry tree) và đầu giếng chìm (wet tree); khả năng áp dụng, lựa chọn công nghệ giàn khoan phù hợp với đặc điểm khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam. Dựa trên các thông tin địa chất, kinh nghiệm khoan cho các khu vực nước sâu, nhóm tác giả đề xuất sử dụng công nghệ giàn khoan tiếp trợ (Tender Assist Drilling - TAD) cho việc khoan phát triển mỏ tại vùng nước sâu đến 1.830m thềm lục địa Việt Nam.

Từ khóa: Công nghệ đầu giếng, giàn khoan nước sâu, giải pháp công nghệ giàn khoan, công nghệ giàn TAD.

1. Giới thiệu

Tính đến thời điểm 31/12/2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã khảo sát trên 500.000km tuyến địa chấn 2D và ~55.000km² địa chấn 3D; khoan 1.286 giếng tìm kiếm thăm dò, thăm lường, bơm ép, khai thác trên thềm lục địa và đất liền Việt Nam [1]. Các bể trầm tích tiềm năng ở Việt Nam đều được khoan tìm kiếm thăm dò và khai thác, tập trung nhiều nhất ở bể Cửu Long với 895 giếng, bể Nam Côn Sơn 185 giếng, bể Sông Hồng 118 giếng, bể Malay - Thổ Chu 79 giếng, các bể trầm tích còn lại như Phú Khánh, Tư Chính - Vũng Mây 9 giếng. Tuy nhiên, các hoạt động này chủ yếu tập trung tại các vùng có mực nước biển nông và ở 1/3 diện tích lục địa đã ký hợp đồng dầu khí (mức nước dưới 200m), tiềm năng dầu khí chưa được phát hiện còn lại ở khu vực nước sâu rất lớn. Đây vừa là cơ hội, vừa là thách thức cho hoạt động thăm dò dầu khí trong tương lai.

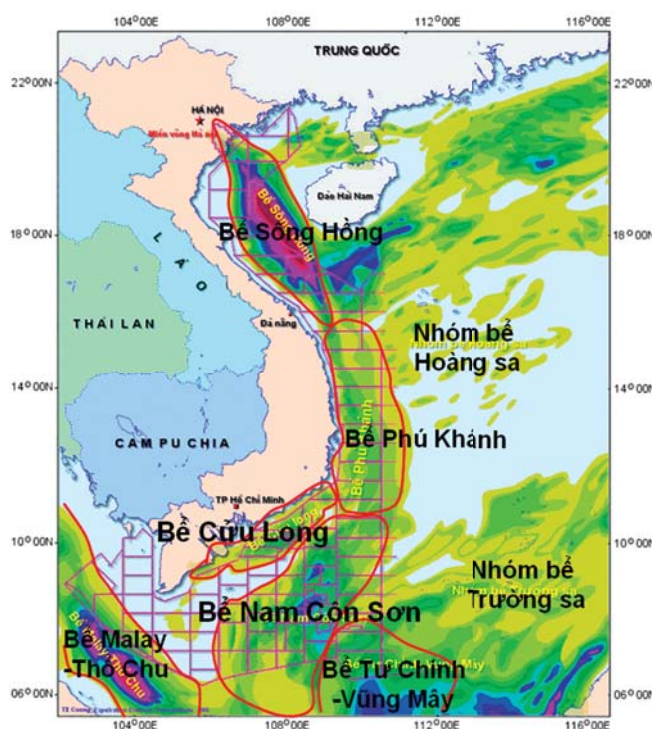
Với thực tế và nhu cầu phát triển của ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam, cần nghiên cứu ứng dụng các giải pháp khoan tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí phù hợp với điều kiện cụ thể của từng mỏ và từng khu vực; song song với việc đầu tư phát triển đội ngũ giàn khoan để tự chủ về công nghệ và thiết bị, đảm bảo an ninh năng lượng và chủ quyền quốc gia. Trong đó, việc nghiên cứu ứng dụng công nghệ hỗ trợ khoan khai thác cho vùng nước sâu tại Việt Nam sẽ góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế, kỹ thuật...

2. Công nghệ thi công đầu giếng cho khu vực nước sâu trên thế giới

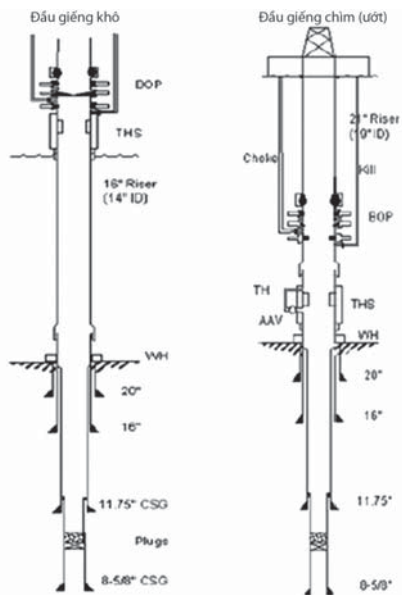
Tại các vùng nước sâu, công nghệ thi công đầu giếng khô (dry tree) và đầu giếng chìm (wet tree) được cân

Bảng 1. Phân loại nước sâu của các bể trầm tích tiềm năng ngoài khơi Việt Nam [1]

Tên bể trầm tích	Chiều sâu nước biển (m)	Diện tích (km ²)
Bể Phú Khánh	200 - 2.500	57,000
Bể Cửu Long	đến 1.500	55,600
Bể Nam Côn Sơn	đến 1.500	60,000
Bể Malay - Thổ Chu	đến 130	85,000
Bể Tư Chính - Vũng Mây	1.500 - 3.000	95,000
Bể Hoàng Sa - Trường Sa	trên 3.000	-



Hình 1. Bản đồ các bể trầm tích Việt Nam



Hình 2. Minh họa cấu trúc về đầu giếng khô và đầu giếng chìm [2]

Bảng 2. Một số yếu tố thời tiết và chiều sâu nước biển ảnh hưởng đến việc chọn công nghệ đầu giếng

Điều kiện thời tiết	Chiều sâu nước biển	
	< 1.500m	> 1.500m
Sóng gió khắc nghiệt/lốc xoáy	Đầu giếng khô: Spar, TLP Đầu giếng khô: Spar, TLP, FPSO, Semi	Đầu giếng khô: Spar Đầu giếng chìm: Spar, Semi, FPSO (Dis-connectable)
Sóng gió ở mức trung bình	Đầu giếng khô: Spar, TLP Đầu giếng chìm: FPSO, Semi	Đầu giếng khô: Spar, TLP Đầu giếng chìm: FPSO, Semi

nhắc, quyết định lựa chọn liên quan tới ý tưởng (concept) lựa chọn công nghệ giàn khoan tiến hành công tác khoan phù hợp. Để đạt hiệu quả kinh tế cao nhất, việc lựa chọn công nghệ giàn khoan cần tính đến các yếu tố sau [2]:

- Thi công đầu giếng khô có hiệu quả cao và đáng tin cậy hơn so với kỹ thuật thi công đầu giếng chìm, hạn chế rủi ro khí nông, kiểm soát giếng khoan dễ dàng hơn.

- Thi công đầu giếng chìm phức tạp, mất nhiều thời gian, chi phí cao, khó khăn trong quá trình sửa chữa giếng sau thời gian đưa vào khai thác (khả năng phải dừng sản xuất để phục vụ cho công tác kiểm tra bảo trì), chi phí đầu tư dài hạn cao hơn nhiều so với công nghệ thi công đầu giếng khô, đặc biệt ở các mỏ có trữ lượng từ trung bình đến lớn, mỏ khai thác lâu dài...

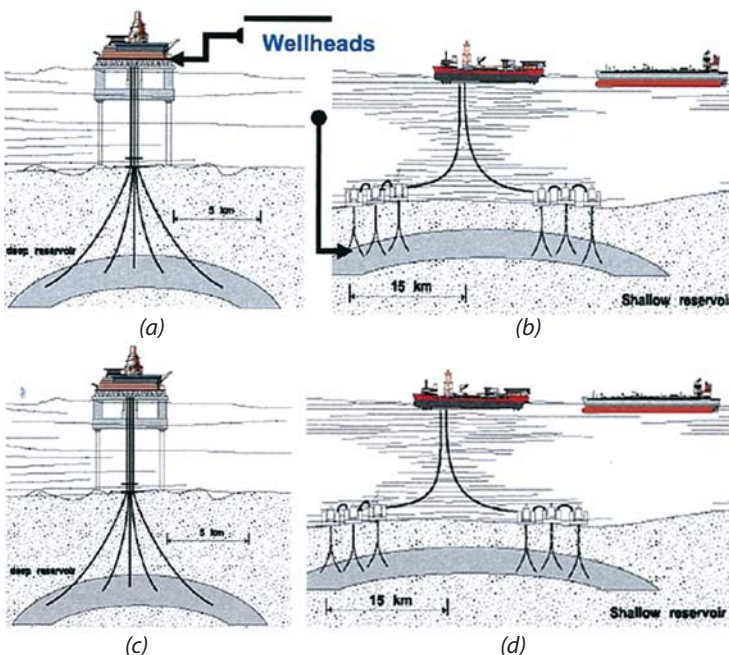
Tuy nhiên, việc quyết định lựa chọn công nghệ đầu giếng khô hay đầu giếng chìm phụ thuộc vào nhiều yếu tố trong đó có điều kiện thời tiết và mức nước theo kinh nghiệm thi công thực tế trên thế giới (Bảng 2).

Ngoài ra, cấu trúc vỉa sản phẩm cũng quyết định việc lựa chọn công nghệ đầu giếng chìm hay đầu giếng khô. Đối với vỉa sản phẩm có chiều dày hiệu dụng, biên dạng vỉa tốt việc tập trung các đầu giếng khai thác sẽ đem lại hệ số thu hồi dầu cao và điều kiện địa chất khu vực cho phép, do đó nên chọn công nghệ đầu giếng khô. Đối với các vỉa sản phẩm có chiều dày hiệu dụng nhỏ, biên dạng dàn trải nên sử dụng công nghệ đầu giếng chìm (Hình 3).

Ngoài các yếu tố khả thi về mặt kỹ thuật, việc quyết định lựa chọn công nghệ đầu giếng khô hay đầu giếng chìm còn phụ thuộc vào yếu tố kinh tế. Việc đo lường và tính toán hiệu quả kinh tế gồm nhiều yếu tố phức tạp khác để có thể đem lại hiệu quả đầu tư cao. Hội thảo công nghệ biển ở Brazil năm 2013 đã so sánh chi phí liên quan tới việc lựa chọn công nghệ đầu giếng khô hay đầu giếng chìm (Bảng 3) [3].

Hiện nay, có 6 loại giàn nước sâu với công nghệ đã được kiểm chứng thông qua việc áp dụng trên toàn thế giới [6]:

- FPSOs sử dụng công nghệ đầu giếng chìm. FPSO là dạng tàu/kho nổi chứa dầu, trong đó các



Hình 3. (a) Cấu trúc vỉa sản phẩm dạng "Potato shape" dùng công nghệ đầu giếng khô; (b) Cấu trúc vỉa sản phẩm dạng bánh đa "Pan cake" dùng công nghệ đầu giếng chìm; (c) Hướng khai thác với số lượng giếng tập trung trực tiếp dùng ống Riser co giãn, đầu giếng khô; (d) Giếng khai thác dàn trải gom bằng các ống mềm, đầu giếng chìm.

Bảng 3. So sánh chi phí khái quát giữa việc lựa chọn công nghệ đầu giếng khô với đầu giếng chìm trong việc phát triển mỏ [3]

Mô tả	Đầu giếng chìm	Đầu giếng khô
Chi phí khoan	Cao, phải yêu cầu giàn khoan chuyên dụng	Thấp, đơn giá giàn thấp hơn và khoan trực tiếp từ giàn đầu giếng
Chi phí đầu tư thiết bị (CAPEX)	Thấp, kích thước nhỏ gọn/kết cấu giàn đầu giếng đơn giản	Cao, giàn đầu giếng có kết cấu lớn
Tính linh hoạt trong phát triển	Tác động nhỏ, không ảnh hưởng tới giàn đầu giếng	Ảnh hưởng tới tổng thể của giàn đầu giếng
Khả năng kết nối với giàn đầu giếng và cơ cấu căng của ống đứng	N/A	Yêu cầu kết nối tổng hợp và đồng bộ tùy theo từng giàn đầu giếng
Kết cấu, vỏ và khối thượng tầng	Truyền thống	Truyền thống
Tính linh hoạt cho công việc lắp đặt ngoài biển	Ít bị tác động do khối lượng gọn nhẹ	Có thể có một vài mã lắp đặt cần cầu có tải trọng lớn
Chiều dài hệ thống ống dẫn của dòng sản phẩm	Có thể dài	Ngắn
Yếu tố an toàn (trong trường hợp đóng giếng)	Không ảnh hưởng tới con người do bố trí ở đáy biển	Có khả năng ảnh hưởng tới con người gần khu vực đầu giếng
Khả năng can thiệp vào vỉa sản phẩm	Chi phí cao do yêu cầu giàn chuyên dụng với giá cao	Thấp, có thể can thiệp từ giàn đầu giếng với chi phí thuê giàn thấp hơn
Chi phí vận hành, bảo trì/bảo dưỡng (OPEX)	Cao, cần giàn chuyên dụng	Thấp

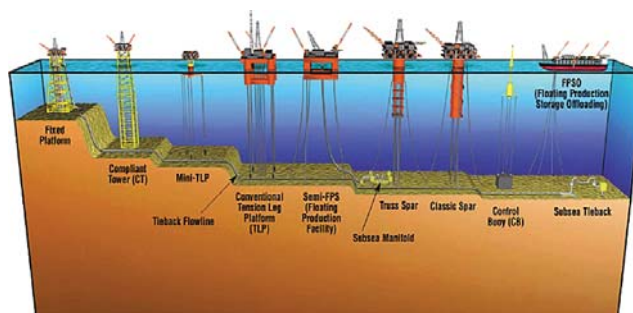
Bảng 4. Một số yếu tố cơ sở để lựa chọn giàn đầu giếng thích hợp cho phát triển mỏ [4]

Loại giàn	FPSO	Semi-FPU	Mini-TLP	Semi-FPS	TLP	Compliant tower	Spar
Yếu tố xét							
Cấu trúc giếng	Dàn trải				Tập trung		
Phương tiện vận chuyển, tàng trữ sản phẩm	Bồn chứa				Hệ thống đường ống/bồn chứa		
Vòng đời hoạt động	Linh hoạt		Trung bình		Linh hoạt		Trung bình/dài
Khu vực hoạt động	Linh hoạt	Vịnh Mexico		Linh hoạt	Vịnh Mexico/ Tây Phi		Vịnh Mexico
Tỷ lệ dầu/khí	Thấp				Linh hoạt		
Trọng lượng khối thượng tầng	Linh hoạt		Thấp		Linh hoạt		Trung bình
Số lượng giếng	Linh hoạt		Thấp		Trung bình/Cao		Giới hạn
Chiều sâu nước biển	Linh hoạt		Trung bình/sâu		Trung bình		Rất sâu
Phần khác							
Khả năng sửa giếng	Dùng giàn khoan sửa giếng				Có thể khoan sửa giếng bằng hệ thống khoan lắp trên giàn		
Khoan	Dùng giàn khoan di động (MODU)				Có thể khoan sửa giếng bằng hệ thống khoan lắp trên giàn hoặc giàn khoan di động		
Công nghệ đầu giếng	Đầu giếng chìm				Đầu giếng khô		
Ống đứng	Ống mềm				Ống thép cứng		
Kết cấu vỏ	Chuyển đổi/đóng mới		Đóng mới		Chuyển đổi/đóng mới		Đóng mới

đầu giếng chìm sẽ dẫn sản phẩm thông qua hệ thống ống mềm để đưa lên các tank chứa của tàu.

- Semi-submersible sử dụng công nghệ đầu giếng chìm. Semi-submersible là dạng giàn bán chìm có thể tích hợp tháp khoan hoặc chỉ mục đích làm giàn đầu giếng.

- Spar có thể sử dụng cả công nghệ đầu giếng khô hoặc đầu giếng chìm. Spar là giàn đầu giếng cơ cấu hình trụ, với tâm trọng được thiết kế chìm sâu dưới mặt nước biển. Giàn có thể trang bị tháp khoan phục vụ khoan, sửa giếng hoặc không trang bị tháp khoan.


Hình 4. Các loại giàn phục vụ cho khoan khai thác nước sâu trên thế giới hiện nay

Bảng 5. Một số tính năng điển hình làm cơ sở lựa chọn giàn đầu giếng cho phát triển mỏ [4]

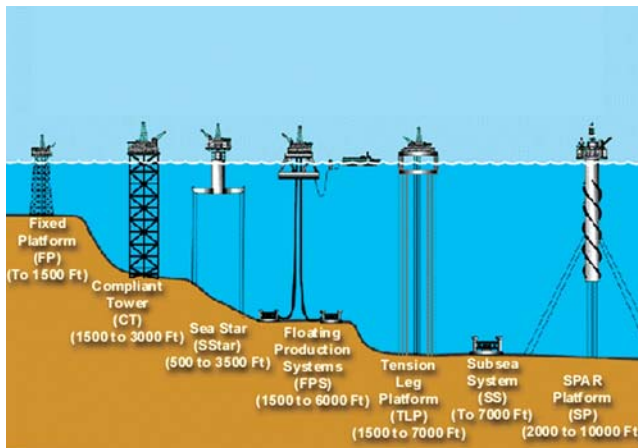
Loại giàn	FPSO	Semi-FPU	Mini-TLP	Semi-FPS	TLP	Compliant tower	Spar
Khoan và sửa giếng	x	x	x	✓	✓	✓	✓
Công nghệ đầu giếng khô	x	x	x	x	✓	✓	✓
Khả năng lưu trữ thành phẩm	✓	x	x	x	x	x	x
Khả năng xuất khí	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Hệ thống khai thác sớm/kiểm tra giếng mở rộng	✓	✓	x	✓	x	x	x
Chuyển đổi công năng	✓	✓	x	✓	x	x	x
Kết nối thiết bị trên bờ	✓	✓	x	✓	✓	x	x
Hệ thống ống khai thác chùm	#	#	✓	#	✓	✓	✓
Mức nước siêu sâu	✓	✓	✓	✓	x	x	✓
Ống khai thác đứng lớn (Riser)	✓	✓	x	✓	✓	✓	x
Diện tích sàn công tác	✓	✓	x	✓	✓	x	x
Kết cấu vỏ thân nhẹ	x	✓	✓	✓	x	x	x
Tổng	7 - 1/2	8	4	9	7	5	5

Ghi chú:

×: Không có chức năng

✓: Có chức năng

#: Có thể thực hiện chức năng

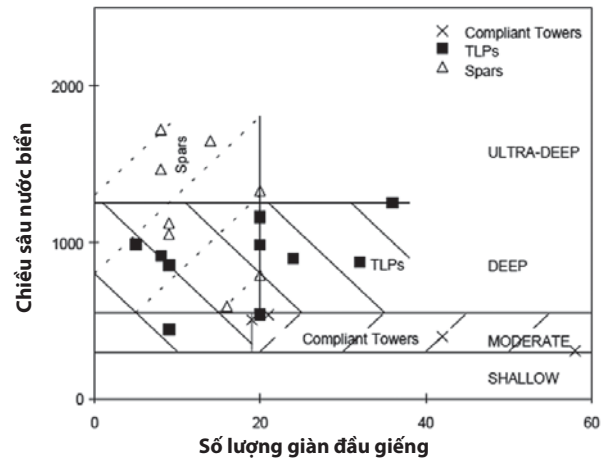


Hình 5. Sơ đồ minh họa phương thức lựa chọn giàn đầu giếng cho phát triển mỏ theo phân khúc nước sâu [4]

Bảng 6. Thống kê cập nhật các giàn đầu giếng dùng để phát triển mỏ nước sâu trên thế giới [3]

Khu vực	FPSOs	Semi FPS/FPU	TLP	Spar/DDF	Compliant tower	Tổng cộng
Brazil	31	20				51
Vịnh Mexico	4	9	15	17	3	48
Canada	2					2
Biển Bắc	21	14	2			37
Bắc Phi	4					4
Tây Phi	39	1	4		2	46
Ấn Độ	1	1				2
Trung Quốc	17	1				18
Đông Nam Á	22	1	1	1		25
Australia	15					15
Tổng	156	47	22	18	5	248

- Compliant tower/platform sử dụng công nghệ đầu giếng khô. Compliant tower/platform là giàn khoan dạng tháp được chế tạo bởi vật liệu ống thép với kết cấu linh hoạt để giảm các tác động do dao động sóng đem lại.



Hình 6. Thống kê chủng loại, số lượng giàn đầu giếng dùng công nghệ đầu giếng khô ở khu vực vịnh Mexico và Tây Phi [4]

- Tension leg platform (TLP) sử dụng công nghệ đầu giếng khô hoặc đầu giếng chìm (mono column TLP dùng công nghệ đầu giếng chìm). TLP là dạng giàn đầu giếng bán chìm được neo giữ theo phương thẳng đứng tại các góc của giàn.

- Mini TLP sử dụng công nghệ đầu giếng chìm.

Các yếu tố cơ sở để lựa chọn giàn đầu giếng thích hợp với công nghệ đầu giếng theo kinh nghiệm được công bố tại Hội thảo công nghệ biển ở Texas năm 2002 (Bảng 4 và 5) [6].

Việc lựa chọn giàn đầu giếng để phát triển mỏ sẽ tùy thuộc vào tính năng, đặc tính của vỉa cũng như hiệu quả kinh tế. Hình 6 thể hiện việc lựa chọn giàn đầu giếng sử dụng công nghệ đầu giếng khô tại khu vực vịnh Mexico và Tây Phi.

Hội nghị công nghệ biển năm 2013 đã thống kê tình hình sử dụng các chủng loại giàn khoan trên thế giới

Bảng 7. Việc sử dụng công nghệ đầu giếng tại một số mỏ nước sâu trên thế giới [3]

Tên mỏ	Năm	Khu vực	Chiều sâu (ft)	Giàn đầu giếng	Công nghệ đầu giếng
Lena (Exxon)	1984	GoM	1.000	Compliant Tower	Đầu giếng khô
Joliet (Conoco)	1989	GoM	1.762	TLP	Đầu giếng khô
Auger	1993	GoM	2.860	TLP	Đầu giếng khô
Mars	1996	GoM	2.940	TLP	Đầu giếng khô
Ram Powell	1997	GoM	3.200	TLP	Đầu giếng khô
Neptune	1997	GoM	1.936	Spar	Đầu giếng khô
Baldpate	1998	GoM	1.650	Compliant tower	Đầu giếng khô
Morpeth (Agip)	1998	GoM	1.669	Mini TLP	Đầu giếng chìm
Allegheny (Agip)	1999	GoM	3.300	Mini TLP	Đầu giếng chìm
Ursa	1999	GoM	3.950	TLP	Đầu giếng khô
Marlin (BP Amoco)	1999	GoM	3.235	TLP	Đầu giếng khô
Genesis (Chevron)	1999	GoM	2.500	Spar	Đầu giếng khô
Petronius (Texaco)	2000	GoM	1.755	Compliant tower	Đầu giếng khô
Brutus	2001	GoM	2.985	TLP	Đầu giếng khô
Prince (El Paso)	2001	GoM	1.450	TLP	Đầu giếng khô
Typhoon (Chevron)	2001	GoM	2.001	Mini TLP	Đầu giếng chìm
Medusa (Murphy)	1999	GoM	2.500	Spar	Đầu giếng khô
Nakika	2003	GoM	6.340	Semi	Đầu giếng chìm
Matterhorn	2003	GoM	2.798	TLP	Đầu giếng khô
Gunnison	2004	GoM	3.100	Spar	Đầu giếng khô
BC-10	2009	Brazil	5.800	FPSO	Đầu giếng chìm
Perdido	2010	GoM	8.000	Spar	Đầu giếng chìm

(Bảng 6) [3]. Qua thống kê việc sử dụng công nghệ đầu giếng tại một số mỏ nước sâu điển hình trên thế giới (Bảng 7), nhóm tác giả nhận thấy xu hướng: giàn TLP, Compliant Tower, Spar sử dụng công nghệ đầu giếng khô; FPSO, Mini TLP, Semi sử dụng công nghệ đầu giếng chìm.

3. Giải pháp lựa chọn công nghệ giàn khoan để thi công giếng khoan sử dụng công nghệ đầu giếng khô và đầu giếng chìm

3.1. Sử dụng công nghệ giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm để khoan các giếng khoan sử dụng công nghệ đầu giếng khô

Giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (Semi-submersible tender assist drilling rig) được sử dụng để hỗ trợ khoan tại khu vực có mực nước biển sâu tới 1.830m (khoảng 6.000ft). Loại giàn khoan này được sử dụng hiệu quả ở vùng nước sâu trung bình, nơi có thể đặt được các Fixed platform khai thác, nơi giàn khoan tự nâng không thể đặt chân để khoan được. Giàn khoan tự nâng lớn nhất hiện nay là Maersk Innovator (của Maersk Drilling) chỉ có thể hoạt động tại vùng biển có mực nước sâu ~150m (492ft).

Một số lô trên thềm lục địa Việt Nam có chiều sâu nước biển phù hợp với việc sử dụng khoan phát triển mỏ bằng giàn khoan TAD [1]:

- Lô 156, 157, 158, 159 (Exxon Mobil): Chiều sâu nước biển trên 1.000m;

- Lô 133, 134, 135, 136/03 (Talisman): Chiều sâu nước biển trên 1.000m;

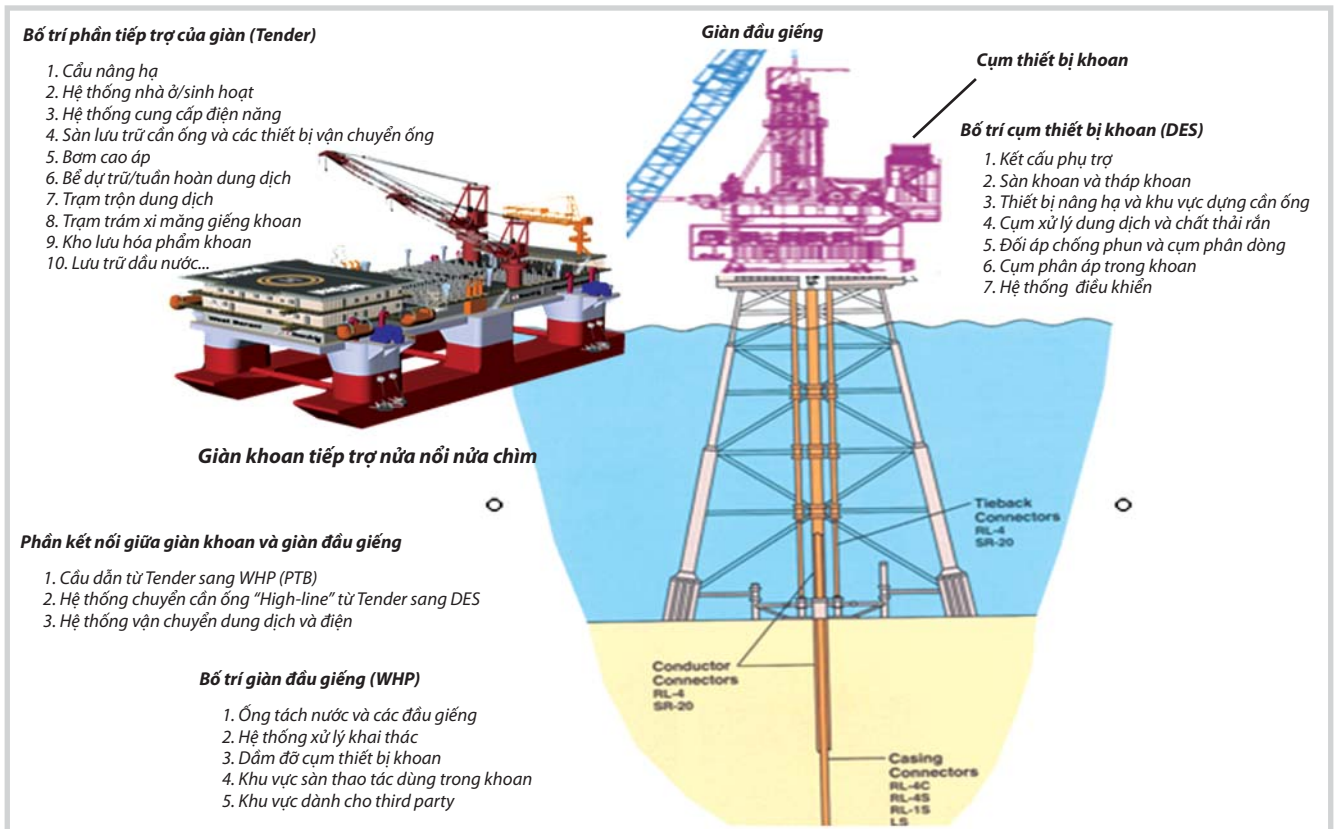
- Lô 129, 130, 131, 132 (Vietgazprom): Chiều sâu nước biển khoảng 1.000 - 2.000m;

- Lô 6-01 (Rosneft), 05-3/10 (PVEP), 04-1, 04-3: Chiều sâu nước biển 100 - 350m;

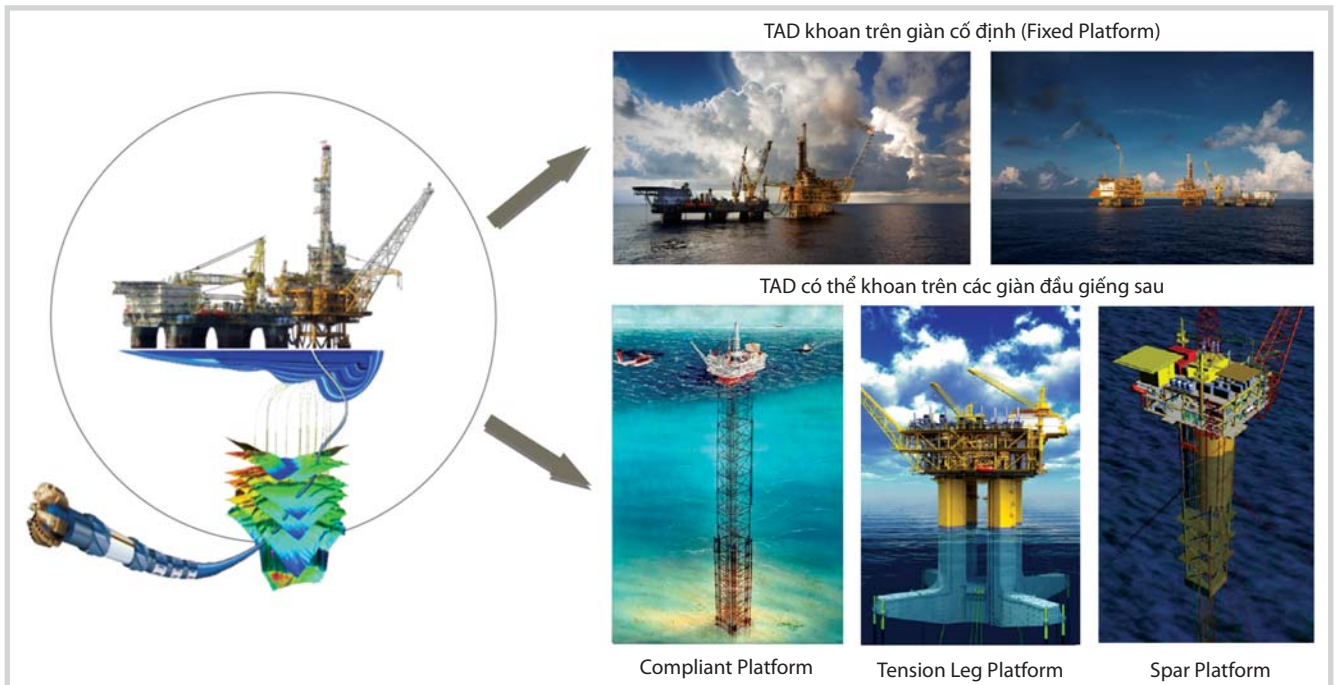
- Lô 148, 149 (PVEP), 144, 145 (Murphy), 160 (mở): Chiều sâu nước biển trên 1.300m;

- Lô 117, 118, 119 (Exxon Mobil), 120, 121 (Origin): Chiều sâu nước biển trên 130m...

Giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm có 2 phần: tiếp trợ (tender) và cụm thiết bị khoan (DES). Tender là loại giàn bán chìm (semi-submersible) có các thiết bị cần thiết như một giàn khoan bán chìm hiện đại để hỗ trợ công tác khoan như: hệ thống cung cấp năng lượng cho hoạt động toàn giàn khoan, bể chứa dung dịch khoan, bể chứa barite và barine, bể chứa xi măng, sàn chứa ống chống và cần khoan, khu nhà ở, hệ thống nước ngọt, nước biển, công tác nâng hạ... DES là phần cụm thiết bị khoan (gồm các thiết bị khoan và hệ thống nâng hạ như: tháp khoan, top drive, bàn xoay "rotary table", tời khoan chính, hệ thống tháo vận cần ống, hệ thống đối áp BOP, hệ thống xử lý dung dịch khoan, choke manifold, hệ thống điều khiển kip trường, substructures, hệ thống điều khiển thiết bị khoan...) được đặt trên các giá chuyên dụng của giàn



Hình 7. Mô tả tổng quan hệ thống thiết bị của giàn khoan tiếp trợ



Hình 8. Khả năng khoan của giàn TAD trên các giàn đầu giếng

khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm và được cầu trọng tải lớn đưa lên trên platform cố định và lắp đặt thành một hệ thống khoan hoàn chỉnh để thực hiện công tác khoan thông qua sự tiếp trợ được dẫn từ tender lên DES [1].

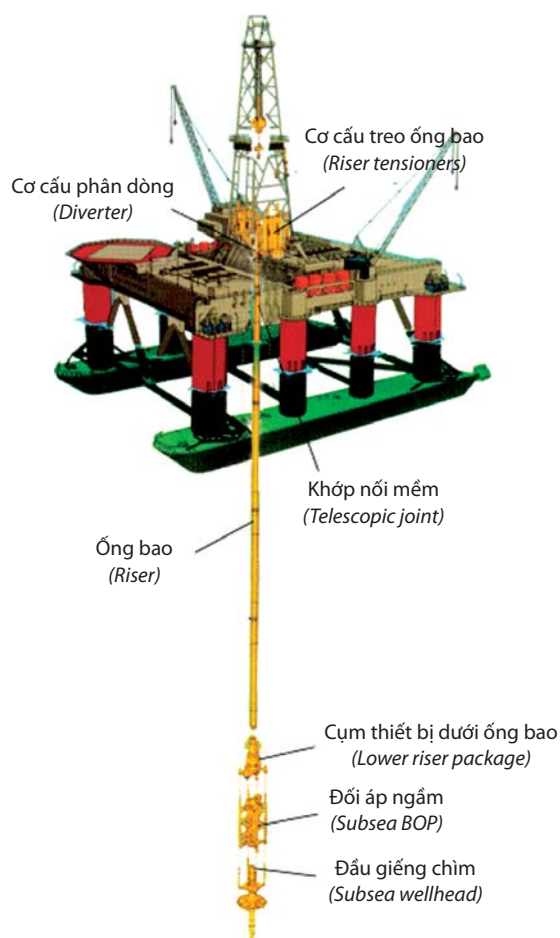
Cụm thiết bị khoan DES được lắp đặt bằng cầu siêu trọng chuyên dụng trên giàn tiếp trợ có sức nâng cực đại 300MT. Các mã hàng nặng được cầu từ tender để lắp đặt trên giàn đầu giếng có ứng dụng công nghệ đầu giếng khô như Compliant tower, TLP, Spar hay Well Head



Hình 9. Khả năng thoát hiểm của giàn TAD khi kích hoạt hệ thống thoát hiểm khẩn cấp



Hình 10. Giàn khoan nửa nổi nửa chìm (Semi-submersible)



Hình 11. Mô phỏng các cụm thiết bị chính của giàn Semi-submersible

Platform (WHP) để thực hiện các công đoạn của một giếng khoan dầu khí. Điểm đặc biệt của giàn TAD là cụm thiết bị khoan cần được chế tạo để phù hợp với giàn đầu giếng ngay từ giai đoạn thiết kế, để đảm bảo độ chính xác tuyệt đối cho kết nối kỹ thuật giữa giàn đầu giếng và cụm thiết bị khoan DES.

Ưu điểm của giàn TAD là tính năng an toàn. Diện tích sàn lưu trữ thiết bị lớn có thể phục vụ được các chiến dịch khoan xa căn cứ hậu cần và đảm bảo không gian thao tác an toàn thuận lợi, giảm thiểu rủi ro. Giàn TAD được thiết kế để thoát hiểm an toàn (đặc biệt khi xảy ra sự cố phun trào) với thao tác nút khẩn cấp (Emergency release) tại phòng điều khiển, giàn khoan nhanh chóng rời xa khu vực nguy hiểm bằng sức căng của các dây neo phía sau. Đối với giàn tự nâng hay các giàn khoan khác cần thời gian nhất định để rời khỏi giàn đầu giếng khi xảy ra sự cố.

3.2. Sử dụng công nghệ giàn khoan nửa nổi nửa chìm (Semi-submersible) để khoan các giếng khoan sử dụng công nghệ đầu giếng chìm

Đối với mỏ có định hướng phát triển bằng cách ứng dụng công nghệ đầu giếng ngầm (subsea) với các giàn đầu giếng như FPSO, Semi, Mini TLP thì giàn khoan nửa nổi nửa chìm sẽ đảm nhận công tác thi công các giếng khoan có sử dụng công nghệ đầu giếng chìm.

Giàn Semi-submersible có 2 chức năng: Khoan thăm dò các vùng nước sâu mà giàn khoan TAD không thực hiện được; khoan phát triển mỏ các vùng nước có độ sâu lớn, phức tạp về điều kiện địa chất, thủy văn, mực nước sâu hơn 6.000ft nơi giàn TAD không thực hiện được.

Đối với một số mỏ đã phát hiện dầu khí tại khu vực nước sâu, tiềm lực địa Việt Nam có thể ứng dụng công nghệ giàn TAD để khoan phát triển mỏ thay cho giàn Semi-submersible như: Lô 5-1b, 5-1c (Idemitsu), mỏ Cá Rồng Đỏ (Talisman), mỏ Cá Voi Xanh (Exxon Mobil)...

Giàn khoan Semi-submersible để xuất trang bị tháp khoan đơn được thiết kế đảm bảo cho tải trọng tháp khoan đạt 2.000.000lbs để thực hiện được các giếng khoan có chiều sâu đến 30.000ft/ 9.114m (tính từ RKB), hệ thống Offline activity được trang bị để thực hiện các công việc tháo lắp bộ cần khoan trong khi khoan. Thiết kế này tiết kiệm nhiều thời gian và chi phí để thực hiện một giếng khoan dầu khí. Hệ thống thiết bị chống phun trào và các thiết bị phụ trợ cũng được ứng dụng công nghệ cao một cách tối đa để có thể thi công các giếng khoan có nhiệt độ áp suất cao, đặc biệt phù hợp khu vực có điều kiện địa chất thủy văn phức tạp. Các thiết bị của hệ thống

Bảng 8. Hướng lựa chọn công nghệ thiết bị neo theo chiều sâu nước biển

Hệ thống neo	Hiệu quả	Chiều sâu nước tối ưu
Xích neo	Phù hợp với khu vực nước nông	< 600ft
Cáp neo	Tốt cho khu vực nước sâu do tỷ lệ giữa độ bền cáp và khối lượng cao, không gian tang tời trữ cáp thuận tiện hơn là dùng xích neo	> 1.000ft
Kết hợp giữa xích neo và cáp	Tốt cho khu vực nước sâu do tỷ lệ giữa độ bền cáp và khối lượng cao, không gian tang tời trữ cáp thuận tiện hơn là dùng xích neo	> 2.000ft

thiết bị chống phun trào được thiết kế có áp suất làm việc lên đến 15.000psi (1.020atm) đi kèm theo là các hệ thống đường ống, van cũng được thiết kế đặc biệt, ứng dụng công nghệ mới về chế tạo cũng như vật liệu mới để làm việc trong điều kiện áp suất và nhiệt độ cao, chống lại sự phá hủy của khí H₂S...

Giàn Semi-submersible để xuất trang bị hệ thống định vị động học (Dynamic Positioning - DP) là hệ thống tự động định vị hay định hướng giàn đầu giếng bằng cách sử dụng các thiết bị đẩy (thrusters). Việc định vị bằng hệ thống này được sử dụng tại các vùng biển mà việc cố định tàu bằng chằng buộc hay thả neo không thể sử dụng hoặc không hiệu quả do mực nước quá sâu, hoặc do vướng các cấu trúc đã được lắp đặt sẵn ở dưới đáy biển như các đường ống, công trình ngầm... Do vậy, giải pháp phù hợp cho việc khoan các giếng khoan sử dụng công nghệ đầu giếng chìm tại thềm lục địa Việt Nam là lựa chọn giàn Semi-submersible thế hệ 5 với hệ thống định vị tự động DP2+ với công nghệ đã được chứng minh tính ổn định, độ tin cậy trong quá trình vận hành cũng như thi công các giếng khoan trên thế giới.

Các thiết bị chính của giàn khoan bán chìm khác biệt so với các loại giàn khoan khác như: Hệ thống đối áp ngầm, hệ thống treo ống bao, hệ thống bù trừ dao động theo phương thẳng đứng của bộ khoan cụ; hệ thống neo giữa và định vị giàn, hệ thống vận chuyển và lắp đặt ống bao, các phần mềm điều khiển, quản lý tích hợp các thiết bị để đảm bảo đồng bộ hóa công việc...

Bảng 8 là một số giải pháp lựa chọn công nghệ, thiết bị neo tùy theo phân khúc nước sâu của giàn Semi-submersible.

Việc lựa chọn giàn Semi-submersible trang bị hệ thống neo hoặc neo kết hợp với định vị cần phải nghiên cứu kỹ điều kiện địa chất thủy văn khu vực và các phương tiện ngầm nội tại mỏ (như đường ống, cáp điện, cáp thông tin...) và cần lưu ý ưu nhược điểm của hệ thống định vị bằng động học so với hệ thống định vị bằng neo.

- Hệ thống định vị bằng neo có ưu điểm: Không có hệ thống chân vịt đẩy, các máy phát điện và hệ thống điều khiển; ít có khả năng dịch chuyển khỏi vị trí nếu hệ thống bị hư hỏng; không có mối nguy hiểm từ dưới nước do sử dụng chân vịt đẩy. Tuy nhiên, hạn chế của hệ thống định vị bằng neo là: Khả năng cơ động bị hạn chế khi đã thả neo, cần có sự trợ giúp của tàu kéo và tàu thả neo, hạn chế khi sử dụng tại vùng biển sâu, mất thời gian để thả và định vị neo (có thể vài giờ đến vài ngày), bị cản trở bởi các vật thể ở đáy biển (đường ống, đáy biển).

- Hệ thống định vị bằng động học có ưu điểm: Khả năng cơ động, dễ dàng thay đổi vị trí; không cần tàu làm neo và tàu kéo; không phụ thuộc vào chiều sâu của nước; định vị vào vị trí rất nhanh; không bị cản trở từ các vật thể dưới đáy biển. Hệ thống này cũng có những hạn chế như: Cần đầu tư hệ thống chân vịt đẩy, các máy phát và hệ điều khiển; đầu tư ban đầu cao; chi phí nhiên liệu cao; có khả năng dịch chuyển khỏi vị trí khi các máy móc thiết bị có hỏng hóc hay ngừng hoạt động; có các mối nguy hiểm từ hoạt động của chân vịt như thợ lặn và ROV; chi phí bảo dưỡng và vận hành cao.

4. Kết luận

Giải pháp công nghệ giàn khoan hỗ trợ khoan khai thác dầu khí cho vùng nước sâu tại Việt Nam chủ yếu dựa vào công nghệ đầu giếng được chủ đầu tư lựa chọn. Đối với các thông tin địa chất, kinh nghiệm khoan cho các khu vực nước sâu, nhóm tác giả đề xuất sử dụng công nghệ giàn TAD cho việc khoan phát triển mỏ tại vùng nước sâu tới 1.830m thềm lục địa Việt Nam. Với đặc tính kỹ thuật ưu việt, giàn TAD có thể đảm bảo kế hoạch khoan phát triển mỏ tại các lô dầu khí khu vực nước sâu.

Riêng đối với công nghệ giàn Semi-submersible đặc biệt hữu hiệu cho các giếng khoan thăm dò (giàn TAD không có khả năng này) và cho số lượng giếng khoan phát triển đối với một mỏ ít hoặc các giếng dàn trải trên diện tích rộng.

Tài liệu tham khảo

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo tổng kết kết quả khoan thăm dò, khai thác và bản đồ phân lô kèm theo đường đồng mức nước biển*, 2012.
2. Hoàng Thanh Tùng, Lê Đắc Hóa. *Đề xuất giải pháp ứng dụng công nghệ giàn tiếp trợ bán tiềm thủy (TAD) khoan các giếng khoan phát triển mỏ dầu khí tại vùng biển nước sâu thềm lục địa Việt Nam*. Hội thảo Khoa học biển toàn quốc lần thứ V, Hà Nội. 20 - 22/10/2011.
3. David Reid, Martijn Dekker, Daniel Nunez. *Deepwater development: wet or dry tree*. Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro. 29 - 31 October, 2013.
4. John Halkyard. *Effective floating offshore structure design and analysis: FPSO, Semi, Spar and TLP Conference at Malaysia*. UNI. 24 - 26 February, 2014.
5. Jenny Yan Lu, Vigleik L.Hansen, Celso Raposo, Heather Davis. *Dry tree solutions for ultra - deepwater in offshore Brazil*. Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro. 29 - 31 October, 2013.
6. Beverley F. Ronalds. *Deepwater facility selection*. Offshore Tehnology Conference, Houston, Texas U.S. 2002.
7. P.E.Christiansen, Gerard Cuvillier, N.A.Hicks. *Tender - assisted drilling in the North Sea*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, U.S. 1994.
8. Leland Anders. *The use of self erecting tender rigs for improving the economics of marginal fields*. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Jakarta, Indonesia. 8 - 11 September, 2002.
9. Stig Botker, Terje Karp, Thomas B. Johannessen, Macus Stig Chew. *Wellhead TLP with tender assisted drilling*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. 2001.

Tender Assist Drilling as a technology solution for field development in deep water areas of Vietnam

Hoang Thanh Tung¹, Trinh Van Lam¹, Truong Hoai Nam²

¹PVD Deepwater Co. Ltd

²Vietnam Oil and Gas Group

Summary

The paper provides an overview on the current application of deep water drilling technologies in the world. It analyses the advantages and disadvantages of the dry-tree and wet-tree wellhead technology, the possible solutions as well as the factors that affect the selection of drilling rig technology for Vietnam's deep water. From the geological information as well as drilling experience at deep water areas, the authors recommend that Tender Assist Drilling (TAD) be used for field development at deep water areas up to 1,830m offshore Vietnam.

Key words: Wellhead technology, deepwater drilling rig, rig technology solution, tender assist drilling technology.

TIN TRONG NGÀNH

PVEP tăng cường hợp tác với ONGC



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi chứng kiến Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa PVEP và ONGC. Ảnh: PVEP

Từ ngày 27 - 28/10/2014, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham gia đoàn công tác tháp tùng Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng thăm chính thức Cộng hòa Ấn Độ. Tại buổi hội đàm, Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi và Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng khẳng định cam kết phát triển toàn diện mối quan hệ đối tác chiến lược; nhất trí tiến hành các biện pháp nhằm thúc đẩy mạnh mẽ và đa dạng hóa thương mại song phương vì lợi ích chung, nhất trí đạt mục tiêu 15 tỷ USD kim ngạch thương mại hai chiều vào năm 2020. Thủ tướng

Nguyễn Tấn Dũng hoan nghênh các công ty dầu khí Ấn Độ tận dụng các cơ hội mới tham gia vào hoạt động dầu khí trung nguồn và hạ nguồn tại Việt Nam.

Nhân dịp này, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi đã chứng kiến Lễ ký biên bản ghi nhớ (MOU) giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Tập đoàn Dầu khí Ấn Độ (ONGC). Hai bên thống nhất hợp tác thăm dò các lô NELP tại lưu vực Andaman và Cauvery, Ấn Độ. Ngoài ra, Tổng giám đốc PVEP Đỗ Văn Khanh và Tổng giám đốc ONGC Videsh Narendra Kumar Verma đã ký kết Thỏa thuận khung (HOA) để hợp tác thăm dò các lô 102/10, 106/10 (của PVEP) và 128 (của ONGC Videsh) ngoài khơi Việt Nam.

Trước đó, nhân chuyến thăm Việt Nam của Tổng thống Ấn Độ (9/2014), ONGC Videsh đã ký Ý định thư hợp tác trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. ONGC Videsh đang tham gia 35 dự án tại 16 quốc gia trên thế giới, sản xuất khoảng 160.000 thùng dầu/ngày. Tại Việt Nam, ONGC Videsh đã và đang triển khai các hợp đồng dầu khí PSC ở một số lô như: 06-1, 128 và 114 ngoài khơi Việt Nam.

Vũ Đình

Hạ thủy khối thượng tầng giàn công nghệ HRD

Ngày 29/11/2014, tại Tp. Vũng Tàu, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã cắt băng hạ thủy khối thượng tầng Giàn công nghệ HRD để Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) bàn giao cho Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC). Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đánh giá trong lĩnh vực cơ khí chế tạo, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) có đủ năng lực để đảm đương vai trò tổng thầu xây lắp các dự án dầu khí trên bờ, ngoài khơi, đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật dầu khí chất lượng cao trong nước và từng bước vươn ra khu vực và trên trường quốc tế.

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn Petrovietnam đã thực hiện thành công các dự án quan trọng và kỹ thuật phức tạp như Biển Đông 01, đóng mới giàn khoan nước sâu Tam Đảo 03 và đang thực hiện giàn Tam Đảo 05. Việc tham gia đấu thầu, thắng thầu và thực hiện thành công các dự án quốc tế gần đây, điển hình là việc hoàn thành bàn giao Khối thượng tầng Giàn công nghệ HRD, có khối lượng 8.400 tấn, giá trị hợp đồng trên 70 triệu USD, thời gian thi công kỷ lục - chỉ 16 tháng với 3 triệu giờ làm việc an toàn và toàn bộ nhân lực thực hiện đều là người Việt Nam, là minh chứng rõ nét cho



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, Lãnh đạo Petrovietnam cắt băng hạ thủy khối thượng tầng Giàn công nghệ HRD. Ảnh: PTSC

sự lớn mạnh về nhân lực, vật lực, chất lượng dịch vụ của Petrovietnam, PTSC nói chung, PTSC M&C nói riêng.

Khối thượng tầng là hạng mục quan trọng nhất của Dự án xây dựng giàn xử lý công nghệ HRD thuộc Đề án phát triển mỏ Heera của ONGC. Trong quá trình triển khai dự án, PTSC M&C đã tập trung mọi nguồn lực để hoàn thành dự án đúng tiến độ, đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật và công nghệ khắt khe theo yêu cầu quốc tế. Hiện tại, PTSC M&C sẵn sàng bàn giao và vận chuyển Khối thượng tầng sang Ấn Độ vào đầu tháng 12/2014 để hoàn tất công tác lắp đặt và đấu nối.

Minh Phương

Đón thùng dầu thứ 200 triệu từ mỏ Rạng Đông và Phương Đông



Cụm giàn khai thác mỏ Rạng Đông. Ảnh: PVEP

Ngày 17/11/2014, Liên doanh Dầu khí Việt Nhật (JVPC) đã tổ chức Lễ đón thùng dầu thứ 200 triệu khai thác từ mỏ Rạng Đông và Phương Đông (Lô 15-2) ngoài khơi Việt Nam. Hợp đồng chia sản phẩm Lô 15-2 có hiệu lực vào ngày 7/10/1992. Các đối tác tham gia hợp đồng gồm: JVPC, Perenco Rang Dong Ltd. (Perenco) và PVEP, trong đó JVPC là nhà điều hành của dự án.

Lần lượt vào các năm 1998 và 2008, mỏ Rạng Đông và Phương Đông được đưa vào khai thác công nghiệp với lưu lượng khai thác dầu ban đầu khoảng 28.000 thùng/ngày, lưu lượng cao nhất đạt trên 50.000 thùng/ngày. Mỏ Rạng Đông và Phương Đông là 2 trong số những mỏ mang lại sản lượng dầu khí và nguồn thu quan trọng cho quốc gia cũng như hiệu quả cao về đầu tư cho PVEP và các đối tác nước ngoài. Ngày 8/7/2014, thùng dầu thứ 200 triệu đã được khai thác từ hai mỏ Rạng Đông và Phương Đông. Đây là một con số đáng mơ ước của JVPC từ khi tiến hành hoạt động ở Lô 15-2, sản lượng lúc đầu đánh giá chỉ từ 130-150 triệu thùng.

Theo Tổng giám đốc JVPC Hidetoshi Ohashi, JVPC đã đưa vào hoạt động dự án tăng cường thu hồi dầu (HCG-EOR-FFS) bằng công nghệ bơm ép khí hydrocarbon - nước luân phiên vào vỉa Miocene trên phạm vi toàn mỏ Rạng Đông và kết quả ban đầu rất khả quan. JVPC đã tiến hành bơm ép thành công dòng khí đầu tiên tại giếng phía Bắc mỏ Rạng Đông.

Mạnh Hòa

PVEP phát hiện mỏ dầu khí Thần Nông



Công tác thử vỉa tại mỏ Thần Nông. Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã thử vỉa thành công tập vỉa trầm tích lục nguyên Miocene dưới tại giếng khoan 05-1a-Thần Nông-1X với dòng sản phẩm ổn định khoảng 1.000 thùng dầu nhẹ 40°API và 2 triệu ft³ khí/ngày ở cỡ côn 28/64. Đây là giếng khoan tìm kiếm, thăm dò đầu tiên được khoan tại cụm cấu tạo Thần Nông, xác định từ tài liệu địa chấn do PVEP tiến hành thu nổ, xử lý và minh giải năm 2013.

Mỏ Thần Nông (Lô 05-1a) nằm cách mỏ Đại Hùng khoảng 10km về phía Tây Nam, cách Vũng Tàu khoảng 260km. Các tài liệu địa chất, địa vật lý thu được từ giếng khoan Thần Nông-1X cho thấy hệ thống dầu khí ở cụm cấu tạo Thần Nông hoạt động tương tự mỏ Đại Hùng. Sau khi hoàn tất công tác thử vỉa trầm tích lục nguyên Miocene dưới, Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) sẽ tiếp tục thử vỉa các tập vỉa đá vôi Miocene giữa nhằm thu thập các dữ liệu chuẩn bị cho chương trình thăm lường phát hiện dầu khí Thần Nông.

Vũ Đình

ĐÃ KHAI THÁC TRÊN 1,5 TRIỆU THÙNG DẦU TỪ MỎ PIRANA

Ngày 6/11/2014, mỏ Pirana (Dự án Lô 67 - Peru) đã đạt mốc sản lượng khai thác 1,5 triệu thùng dầu, chỉ sau 330 ngày khai thác (kể từ ngày đón dòng dầu thương mại đầu tiên 25/12/2013). Đây là sự kiện quan trọng trong quá trình triển khai dự án tại nước ngoài của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), đánh dấu một năm phát triển đột phá về sản lượng khai thác.

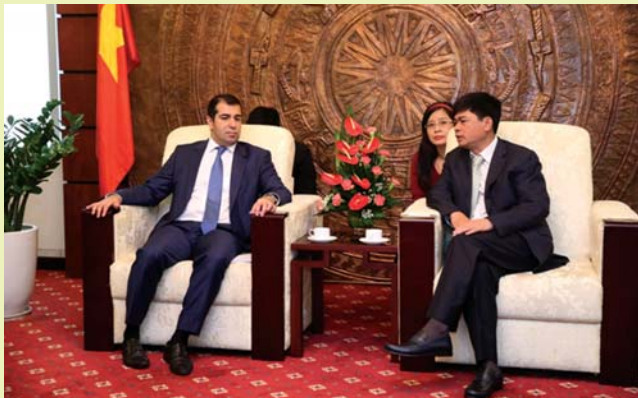
Dự án Lô 67 có 3 cụm mỏ Dorado - Pirana - Paiche chứa dầu trong đá trầm tích được phát hiện năm 1998, với trữ lượng thu hồi dự kiến là 210 triệu thùng dầu. Hiện nay, sản lượng khai thác của Lô 67 đang duy trì ổn định ở mức 6.000 thùng dầu/ngày. Hiện PVEP đang phối hợp với Perenco triển khai các công việc để tăng sản lượng toàn Lô lên 12.000 thùng/ngày vào năm 2015.

Đình Nhân



Mỏ Pirana. Ảnh: PVEP

Tăng cường hợp tác dầu khí với Azerbaijan



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Đại sứ Azerbaijan Anar Imanov. Ảnh: PVN

Ngày 10/11/2014, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã tiếp Đại sứ Cộng hòa Azerbaijan Anar Imanov. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cảm ơn sự quan tâm, hỗ trợ, tạo điều kiện của Chính phủ Azerbaijan dành cho Việt Nam nói chung và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói riêng trong quá trình

xây dựng và phát triển ngành công nghiệp dầu khí. Ông Nguyễn Xuân Sơn mong muốn Chính phủ Azerbaijan tiếp tục quan tâm và hỗ trợ nhằm thúc đẩy sự hợp tác hiệu quả giữa Petrovietnam và Công ty Dầu mỏ Azerbaijan (SOCAR). Đại sứ Anar Imanov cho rằng ngoài các dự án tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí hiện nay tại Azerbaijan, SOCAR và Petrovietnam còn có khả năng hợp tác tại các nước thứ ba.

Tại buổi làm việc, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Đại sứ Anar Imanov nhất trí trong việc xúc tiến các cơ hội hợp tác tiềm năng trong lĩnh vực dầu khí từ khâu thượng nguồn, trung nguồn đến hạ nguồn; tiến hành trao đổi đoàn công tác cấp và các nhóm chuyên gia kỹ thuật nhằm mục đích thúc đẩy hợp tác trong cả chuỗi giá trị: Tìm kiếm - thăm dò - khai thác - cung cấp dầu thô - kinh doanh thương mại - đào tạo - hỗ trợ kỹ thuật - chia sẻ và chuyển giao công nghệ - tổ chức các hội thảo và hội thảo chuyên đề.

Thanh Giang

Nghiên cứu triển khai dự án sản xuất methanol từ khí có hàm lượng CO₂ cao



Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa Petrovietnam và các đối tác Nhật Bản. Ảnh: PVN

Ngày 10/11/2014, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chiyoda Corporation và Sojitz Corporation đã ký Biên bản ghi nhớ nghiên cứu triển khai Dự án sản xuất methanol từ nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao tại Việt Nam.

Sản lượng khai thác khí của Petrovietnam hiện đạt khoảng 10 tỷ m³/năm, song chủ yếu được sử dụng cho các nhà máy điện. Để phát triển lĩnh vực hóa dầu và tăng lợi nhuận trong việc chế biến khí, Petrovietnam đã và đang tăng

cường hợp tác với các đối tác nước ngoài nghiên cứu khả năng sử dụng khí thiên nhiên làm nguyên liệu cho hóa dầu.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng hy vọng với năng lực và kinh nghiệm của các đối tác Nhật Bản, các bên sẽ hợp tác thành công, giúp Petrovietnam có thể sử dụng được tối đa nguồn khí trong nước để chế biến các sản phẩm hóa dầu nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế và giá trị chế biến nguồn nguyên liệu trong nước.

Hoàng Tuấn

BSR KÝ THỎA THUẬN HỢP TÁC VỚI ĐẠI HỌC BÁCH KHOA ĐÀ NẴNG



Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa BSR và Đại học Bách khoa Đà Nẵng.

Ảnh: BSR

Ngày 18/11/2014, tại Đà Nẵng, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã ký thỏa thuận hợp tác với Đại học Bách khoa Đà Nẵng. Theo đó, hai bên thống nhất xây dựng chương trình liên kết nghiên cứu khoa học dựa trên các đề tài trực tiếp phục vụ hoạt động sản xuất kinh doanh của BSR: xử lý chống ăn mòn, tối ưu hóa chất thay thế, xử lý nước thải, khí thải...

Cùng ngày, Chi hội Dầu khí Quảng Ngãi đã ký kết kết chương trình hợp tác, nghiên cứu khoa học với Đại học Bách khoa Đà Nẵng và Cao đẳng Công nghệ Đà Nẵng. Các bên cùng hợp tác hỗ trợ đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao thông qua các hội thảo khoa học, báo cáo chuyên đề và hướng nghiệp cho sinh viên; trang bị kỹ năng làm việc sau khi ra trường cho sinh viên; tham gia công tác tư vấn, phản biện, thực hiện các đề tài khoa học; nghiên cứu khoa học; tham gia giảng dạy các học phần đào tạo chuyên sâu về lọc hóa dầu, kỹ thuật dầu khí...

Trần Minh

Petrovietnam nâng tỷ lệ góp vốn tại LSP lên 29%



Lễ ký hợp đồng giữa Petrovietnam và Vinachem. Ảnh: PVN

Ngày 17/11, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng nhận chuyển nhượng toàn bộ 11% vốn góp của Tập đoàn Hóa chất Việt Nam (Vinachem)

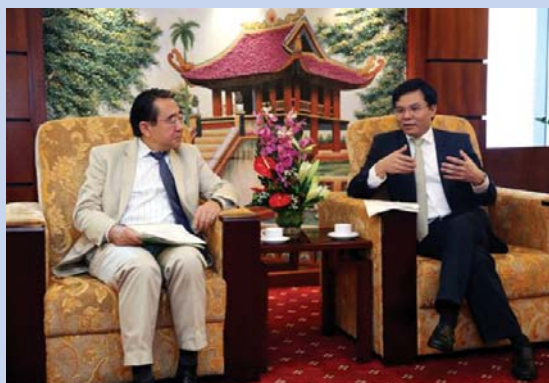
tại Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSP). Với hợp đồng này, Petrovietnam đã nâng tỷ lệ góp vốn tại LSP lên 29% (cùng với SCG - Thái Lan 46% và QP - Qatar 25%).

LSP được thành lập năm 2008 để triển khai đầu tư dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam tại xã Long Sơn, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Đây là tổ hợp hóa dầu lớn nhất Việt Nam với tổng mức đầu tư trên 4,6 tỷ USD, công suất thiết kế 2,7 triệu tấn nguyên liệu/năm. Sản phẩm của dự án sẽ thay thế các sản phẩm nhập khẩu, tiết kiệm ngoại tệ, ổn định nguồn cung cấp nguyên liệu đầu vào cho ngành công nghiệp nhựa trong nước đồng thời đưa công nghệ tiên tiến vào ngành công nghiệp ở Việt Nam. LSP đang chuẩn bị hạ tầng cơ sở, lựa chọn nhà thầu EPC và thu xếp tài chính. Theo tiến độ, Dự án sẽ được hoàn thành vào Quý II/2019.

Mạnh Đào

Petrovietnam làm việc với Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản

Ngày 11/11, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp ông Tsuyoshi Nakai, Giám đốc điều hành Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản (JCCP). Hai bên đánh giá cao kết quả hợp tác giữa Petrovietnam và



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng tiếp ông Tsuyoshi Nakai, Giám đốc điều hành JCCP. Ảnh: PVN

JCCP trong thời gian qua và thống nhất sẽ tiếp tục thúc đẩy các hoạt động trao đổi kỹ thuật, đào tạo, chuyển giao công nghệ và hỗ trợ chuyên gia trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh dầu khí thời gian tới.

Năm 2011, Chính phủ Nhật Bản đưa Việt Nam vào danh sách các nước có hợp tác dầu mỏ quan trọng đối với Nhật Bản và JCCP đã đề xuất một chương trình Hợp tác đặc biệt với Petrovietnam. Tháng 7/2011, Tập đoàn đã ký thỏa thuận hợp tác đặc biệt với JCCP trong hoạt động đào tạo nguồn nhân

lực, chuyển giao công nghệ và hỗ trợ kỹ thuật.

Ngoài các chương trình đào tạo do JCCP tài trợ thường kỳ từ năm 2011 đến nay, JCCP đã thực hiện các chương trình trao đổi kỹ thuật và đào tạo cho riêng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2 khóa/năm). Bên cạnh đó, JCCP đã hỗ trợ tài chính cho các công ty dầu mỏ Nhật Bản (như Idemitsu Kosan và Cosmo Oil) tổ chức các chương trình đào tạo hàng năm cho cán bộ của Petrovietnam trong lĩnh vực chế biến dầu khí và an toàn bảo vệ môi trường.

Tuấn Anh

TỔ MÁY SỐ 2 NHIỆT ĐIỆN VÙNG ÁNG 1 HÒA LƯỚI ĐIỆN QUỐC GIA

Ngày 10/11/2014, Ban Quản lý dự án Điện lực Dầu khí Vũng Áng - Quảng Trạch cho biết Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã hòa thành công vào lưới điện quốc gia. Trong cuối năm 2014, Ban QLDA và Tổng thầu Lilama sẽ tập trung nguồn lực để vận hành tin cậy Tổ máy số 1 liên tục với công suất tối đa (600MW) và nâng công suất phát điện Tổ máy số 2.

Thúy Hằng

VIETSOVPETRO THIẾT KẾ, CHẾ TẠO CẦU TRỤC 20/5 TẤN

Xí nghiệp Cơ điện Vietsovpetro cho biết đã hoàn thành dự án thiết kế, chế tạo cầu trục 20/5 tấn, khẩu độ 30m. Đây là cầu trục có tải trọng và khẩu độ lớn nhất đang được lắp đặt tại nhà xưởng của Vietsovpetro, khẳng định năng lực của Vietsovpetro trong lĩnh vực chế tạo các loại cầu trục 20/5 tấn và tương đương. Theo tính toán, dự án sẽ giúp Vietsovpetro tiết kiệm trên 40 nghìn USD.

Thanh Hùng

PV POWER NT2 HOÀN THÀNH KẾ HOẠCH 2014 TRƯỚC 48 NGÀY

Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (PV Power NT2) cho biết đã về đích trước 48 ngày kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2014. Công ty dự kiến sản lượng điện năm nay đạt 4,5 tỷ kWh, doanh thu đạt 6.000 tỷ đồng. Sau hơn 3 năm hoạt động, tổng sản điện lũy kế của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 đạt gần 15,1 tỷ kWh.

Thúy Hằng

Dựng Panel Launch Truss 1 chân đế giàn BK Thiên Ưng



Panel Launch Truss 1 chân đế giàn BK Thiên Ưng. Ảnh: PVC

Ngày 20/11, tại Cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã

dựng thành công Panel Launch Truss 1 chân đế giàn BK Thiên Ưng. Đây là một hạng mục thuộc Dự án giàn BK Thiên Ưng (giàn khai thác khí và condensate tại Lô 04-3 có độ sâu 120,5m nước) do Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa các công trình Dầu khí (thuộc Vietsovpetro) là nhà thầu chính. PVC-MS là nhà thầu thi công, chế tạo phần chân đế, phao, cạp tàu, ống tách nước của giàn BK Thiên Ưng.

Sau hơn 6 tháng thi công, PVC-MS đã hoàn thành 45,62% khối lượng công việc, vượt 9% tiến độ đề ra. Hiện nay, PVC-MS đang tập trung chế tạo và lắp dựng phần không gian của các mặt D, dự kiến đến ngày 15/1/2015 sẽ tiếp tục dựng phần 2 của Panel Row 2 chân đế giàn BK Thiên Ưng. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành chế tạo trên bờ chân đế giàn BK Thiên Ưng và bàn giao cho chủ đầu tư đưa đi lắp đặt ngoài khơi vào cuối tháng 5/2015.

Hồng Minh

PVFCCo xuất khẩu gần 900 tấn Đạm Phú Mỹ sang New Zealand và Jordan



Hệ thống đóng bao Jumbo tại Xưởng sản phẩm Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: DPM

Ngày 14/11/2014, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết đã xuất khẩu lô hàng 500 tấn Đạm Phú Mỹ sang New Zealand. Đây là lô hàng đầu tiên được PVFCCo xuất khẩu với hình thức đóng bao khối lượng lớn (1 tấn/bao). Ngày 25/11/2014, PVFCCo tiếp tục xuất khẩu lô hàng đóng bao Jumbo thứ 2 với khối lượng 378kg sang Jordan.

Từ tháng 3/2014, PVFCCo đã thi công, đấu nối hệ thống đóng bao Jumbo tại Xưởng sản phẩm thuộc Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Hệ

thống đóng bao Jumbo được PVFCCo đầu tư xây dựng có tổng giá trị gần 7 tỷ đồng, công suất 20 bao loại 1 tấn/giờ, có thể vận hành 24/24 giờ và 300 ngày/năm. Với việc vận hành Hệ thống đóng bao Jumbo, ngoài phương thức đóng bao urea truyền thống (bao 50kg), PVFCCo có thể

đóng thêm các loại bao urea có khối lượng lớn (500 - 1.000kg/bao) phục vụ yêu cầu xuất khẩu - đặc biệt là xuất khẩu theo container.

Theo ông Dương Trí Hội - Phó Tổng giám đốc PVFCCo, việc xuất khẩu sản phẩm sang New Zealand và Jordan cho thấy chất lượng sản phẩm Đạm Phú Mỹ đã được khẳng định trên thị trường quốc tế. Đặc biệt, các nhà sản xuất nông nghiệp New Zealand đã chấp nhận mua Đạm Phú Mỹ với giá cao hơn các sản phẩm cùng loại của các nước khu vực Đông Nam Á và Trung Đông.

Đình Khôi

DIỄN TẬP PHƯƠNG ÁN CHỮA CHÁY TẠI KHO CẢNG PV GAS

Ngày 21/11/2014, Cục Cảnh sát Phòng cháy chữa cháy và Cứu hộ cứu nạn, UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã diễn tập phương án chữa cháy cứu nạn phối hợp nhiều lực lượng tại Kho cảng PV GAS Vũng Tàu.

Tình huống giả định là trong quá trình nhập LPG lạnh từ tàu ở cầu cảng số 1 vào bồn TK-0801 thì bất ngờ sét đánh trực tiếp vào đỉnh bồn, làm vỡ thiết bị đo LZT-0802. Hơi LPG trong bồn thoát ra ngoài qua chỗ vỡ bắt cháy, tạo thành ngọn lửa cao đến 2m trên đỉnh bồn. Hiệu ứng sét lan truyền gây nhiễu tín hiệu làm đóng đột ngột van XV-0802 (van nhập LPG từ tàu vào bồn), gây áp suất lớn, phá tung mặt bích phía thượng nguồn của van XV-0802. LPG lạnh qua chỗ mặt bích bị bung tràn xối xả trên đỉnh bồn và tràn khoảng 60m³ xuống chân bồn TK-0801. Sau khoảng 1,5 phút, thủy thủ trên tàu mới phát hiện có sự cố và ngừng bơm LPG. LPG lạnh rò rỉ từ cụm van XV-0802 hấp thụ nhiệt môi trường hóa hơi khuếch tán ra xung quanh bắt cháy từ trên đỉnh bồn lan xuống tạo thành đám cháy dưới chân bồn TK-0801, đe dọa làm biến dạng bồn chứa nếu như không có biện pháp bảo vệ kịp thời.

Lực lượng phòng cháy chữa cháy đã kích hoạt hệ thống phun nước làm mát ở bồn định áp TK-0701 để bảo vệ thành bồn TK-0801, ngăn cháy lan sang các bể và khu vực lân cận và yêu cầu chi viện lực lượng, phương tiện của các địa phương khác đến phối hợp dập tắt đám cháy.

Hồ Cẩm

TIN THẾ GIỚI

Ghana ký hợp đồng thăm dò dầu khí 6 tỷ USD với ENI

Theo Bộ trưởng Dầu mỏ Armah Kofi Buah, Ghana đã ký với ENI (Italy) hợp đồng thăm dò dầu khí ngoài khơi trị giá 6 tỷ USD tại Lô Offshore Cape Three Points (OCTP). Dự kiến, mỏ này sẽ được đưa vào khai thác thương mại từ giữa năm 2017. Tuy nhiên, một số điểm trong bản hợp đồng đang đợi sự phê chuẩn của Quốc hội Ghana.

Ghana đang khai thác khoảng 100.000 thùng/ngày từ mỏ Jubilee và khoảng 120 triệu m³ khí/ngày. Chính phủ nước này có kế hoạch khai thác dầu và 50 triệu ft³ khí đốt vào năm 2016 từ mỏ Tweneboah Enyera và Ntomme (TEN). Mặc dù là nền kinh tế lớn thứ hai ở Tây Phi nhờ xuất khẩu vàng và cacao, song Ghana đang phải đối mặt với tỷ lệ lạm phát cao và những khó khăn do nợ công; thiếu cơ sở hạ tầng và chưa thu hút được sự quan tâm của các nhà đầu tư nước ngoài.

Bộ trưởng Dầu mỏ Ghana nhấn mạnh sản xuất khí đốt là điểm chính của hợp đồng ký với ENI. Dự án này sẽ cung cấp tới 170 triệu m³ khí/ngày trong 20 năm tới và sẽ giúp



Ghana đang khai thác khoảng 100.000 thùng dầu/ngày từ mỏ Jubilee.

Nguồn: Oxfam America

Ghana giải quyết được vấn đề chính của đất nước là sản xuất điện. Hiện nay, tình trạng cắt điện vẫn thường xuyên diễn ra tại Ghana, nhất là ở những khu vực không thuộc thủ đô Accra. Trữ lượng dầu khí của Ghana vẫn còn thấp so với quốc gia láng giềng Nigeria - nhà sản xuất dầu lớn nhất châu Phi, với sản lượng 2 triệu thùng/ngày.

Thanh Bình (theo Reuters)

OPEC: Nhu cầu năng lượng toàn cầu sẽ tăng 60% vào năm 2040



Sản lượng dầu mỏ thế giới năm 2014 sẽ tăng lên 99,6 triệu thùng/ngày.

Nguồn: Breakingenergy.com

Trong báo cáo công bố ngày 6/11/2014, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) dự báo đến năm 2040, sản lượng dầu mỏ thế giới sẽ tăng lên 99,6 triệu thùng/ngày, nhu cầu năng lượng toàn cầu sẽ tăng 60% so với mức nhu cầu của năm 2010. Nhiên liệu hóa thạch vẫn sẽ là nguồn cung cấp năng lượng chính trên thế giới. Tỷ trọng sử dụng các loại nhiên liệu hóa thạch như than, khí đốt hay dầu mỏ sẽ giảm từ 81,6% xuống còn 78,4%, trong đó tỷ

trọng sử dụng dầu mỏ giảm từ 31,9% xuống còn 24,3%.

Khi đó, khí hydro, nhiên liệu sinh khối (biomass) và các loại năng lượng tái tạo sẽ đáp ứng khoảng 16% nhu cầu năng lượng toàn cầu, so với mức 12,7% của năm 2010. Tỷ lệ sử dụng của năng lượng hạt nhân được dự báo sẽ tăng lên 5,7%. Một số nguồn năng lượng tái tạo khác như năng lượng mặt

trời hay năng lượng gió sẽ có sự phát triển nhanh nhờ sự hỗ trợ của chính phủ các nước, song tỷ trọng sử dụng những loại năng lượng này vẫn chỉ ở mức vừa phải vào năm 2040.

OPEC đưa ra các nhận định trên dựa trên dự báo sản lượng kinh tế toàn cầu đến năm 2040 sẽ tăng 160% so với mức của năm 2013 tính theo sức mua tương đương.

Hiền Hòa (TTXVN)

HẠ VIỆN MỸ THÔNG QUA DỰ LUẬT ĐƯỜNG ỐNG DẪN DẦU KEYSTONE XL

Ngày 14/11/2014, Hạ viện Mỹ đã thông qua dự luật Keystone XL xây dựng tuyến đường ống dẫn dầu từ các mỏ dầu của Canada ở phía Bắc xuyên dọc nước Mỹ, xuống các nhà máy lọc dầu ở các bang miền Nam. Đây là lần thứ 9 Hạ viện Mỹ thông qua dự luật liên quan tới Keystone XL, với hy vọng dự luật này sẽ được thông qua tại Thượng viện, nơi đảng Cộng hòa vừa giành quyền kiểm soát đa số trong cuộc bầu cử giữa nhiệm kỳ ngày 4/11/2014.

Dự án Keystone XL do Trans-Canada Corp. (Canada) và ConocoPhillips (Mỹ) đề xuất năm 2008 với vốn đầu tư 8 tỷ USD. Với tổng chiều dài 3.462km chạy qua 6 bang của nước Mỹ, tuyến đường ống này dự kiến được xây dựng theo hai giai đoạn, khi hoàn tất có thể vận chuyển 700.000 thùng dầu/ngày từ các mỏ dầu của Canada cung cấp cho các nhà máy lọc dầu ở các bang bờ biển phía Nam nước Mỹ.

Thái Hùng (TTXVN)

Dầu cát Canada vươn tới các thị trường châu Âu và châu Á



Châu Âu sẽ là thị trường tiềm năng cho dầu cát Canada. Nguồn: Occupy.com

Canada đã đưa dầu cát từ tỉnh Alberta tới châu Âu và châu Á, song số lượng dầu cát xuất khẩu đến các thị trường mới này vẫn thấp so với mức trên 2,8 triệu thùng/ngày xuất sang Mỹ. Đây là bước ngoặt lớn nếu TransCanada Corp. đạt được giấy phép xây dựng tuyến đường ống dẫn dầu "Năng lượng phía Đông," với trị giá 12 tỷ USD từ tỉnh Alberta tới tỉnh New Brunswick bên bờ Đại Tây Dương. Trong năm 2014, khi các đề xuất đường ống dẫn dầu lớn khác như Keystone XL và Cửa ngõ phía Bắc vẫn chưa được phê duyệt, dầu cát Canada đã được vận chuyển xuống các cảng ở phía Nam nước Mỹ như Houston/Galveston và New Orleans, sau đó được đưa lên các con tàu chở dầu và chuyển đi nước ngoài.

Theo Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), Tây Ban Nha, Italy, Singapore và Thụy Sĩ đang nhập khẩu dầu cát của Canada. Số lượng dầu cát của Canada xuất khẩu đạt mức cao nhất là 874.260 thùng trong tháng 7/2014. Các công ty sản xuất dầu Canada cho rằng việc vận

chuyển dầu thô có nguồn gốc dầu cát tới các thị trường nước ngoài sẽ làm tăng giá trị của dầu cát. Thị trường truyền thống dầu cát Canada là Mỹ, hiện đang dư thừa nguồn cung khi sản lượng dầu đá phiến trong nước của Mỹ tăng vọt nhưng phương án lựa chọn số một là các tuyến đường ống lớn dẫn dầu tới bờ biển phía Tây (Thái Bình Dương) của Canada và từ Canada tới vịnh Mexico của Mỹ, đang gặp trở ngại do sự trì hoãn chính trị và pháp lý. Việc tái xuất khẩu sẽ giảm bớt tắc nghẽn nguồn cung trong nội bộ nước Mỹ.

Martin King, nhà phân tích của FirstEnergy Capital Corp. cho biết: "Canada hiện có khả năng vận chuyển đường sắt lớn và năng lực đường ống hiện bắt đầu đi vào hoạt động, nhất là các tuyến hướng đến khu vực vịnh Mexico của Mỹ. Bằng cách này hay cách khác, thị trường đã tìm ra một cách để đưa dầu cát Canada tới những nước khác ngoài Mỹ. Đây là sự đa dạng hóa thị trường và là cơ hội có thể nắm bắt phần nào giá cả thế giới."

Châu Âu đang là thị trường mới đầy tiềm năng cho dầu cát Canada, với kế hoạch xây dựng một cơ sở bơm dầu lên các tàu chở dầu tại Tp. Saint John (tỉnh New Brunswick) hoặc xây dựng tuyến đường ống phía Đông của TransCanada, với công suất vận chuyển 1,1 triệu thùng/ngày. Hiện nay, việc tái xuất khẩu dầu cát của Canada từ các cảng của Mỹ chỉ có thể được thực hiện với sự cho phép của các cấp chính quyền Mỹ. EIA cho biết số lượng dầu thô của Mỹ được vận chuyển sang Canada khoảng 401.000 thùng/ngày (7/2014) và là mức xuất khẩu cao nhất trong 57 năm qua.

Dương Hoa (TTXVN)

Nhật Bản xây dựng nhà máy điện mặt trời lớn nhất nước

Nhật Bản sẽ xây dựng nhà máy điện mặt trời lớn nhất nước có công suất 230MW, với 920.000 tấm thu năng lượng, trải dài trên 265ha tại Tp. Setouchi, tỉnh Okayama. Dự án có tổng mức đầu tư khoảng 110 tỷ JPY (956,5 triệu USD) và dự kiến sẽ bắt đầu hoạt động vào đầu năm 2019.

Theo số liệu của Bộ Công nghiệp Nhật Bản, sản lượng điện mặt trời năm 2013 đạt 5.000MW, tăng 150% so với năm 2012, đưa Nhật Bản trở thành nhà sản xuất năng lượng mặt trời lớn thứ hai thế giới, sau Trung Quốc. Bên cạnh đó, Nhật Bản cũng khuyến khích xây dựng các căn nhà năng lượng mặt trời, thiết kế mái nhà lắp đặt các tấm thu năng lượng mặt trời, với mức trợ cấp 450.000 JPY (3.926 USD) từ chính phủ và các khoản hỗ trợ khác của chính quyền địa phương. Bộ Công nghiệp Nhật Bản đã xây

dựng các turbine gió thả nổi ở ngoài khơi tỉnh Fukushima với kỳ vọng đây sẽ là "trạm phong điện" lớn nhất thế giới, sản xuất 1.000MW điện/giờ. Các turbine gió này bắt đầu hoạt động từ tháng 11/2013.

Năng lượng sinh học cũng là giải pháp chính cho tình trạng thiếu hụt nguồn năng lượng hiện nay của Nhật Bản. Thay vì sử dụng ngô và đậu tương như nhiều quốc gia khác, Nhật Bản sử dụng hydrocarbon trong vi tảo để sản xuất nhiên liệu sinh học. Loại nhiên liệu này đã được sử dụng cho xe buýt từ tháng 7/2014 và dự kiến sẽ được sử dụng làm nhiên liệu máy bay trong tương lai gần. Theo báo cáo của Fuji Keizai, tổ chức nghiên cứu thị trường - công nghiệp, thị trường nhiên liệu sinh học của Nhật Bản gần đây đã khởi sắc và dự kiến thu về 176,6 tỷ JPY (1,54 tỷ USD) vào năm 2015.

Kim Dung (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Xuất khẩu dầu mỏ Mỹ tăng

Theo Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) ngày 3/11/2014, tình hình xuất khẩu dầu mỏ Mỹ trong Quý III/2014 tiếp tục tăng trong lúc các nguồn cung từ Trung Đông (trừ Arabia Saudi), Liên bang Nga và châu Phi giảm do tình hình an ninh khu vực.

Theo US Census Bureau, lượng dầu xuất khẩu của Mỹ đã đạt 401.000 thùng/ngày, mức cao nhất trong 57 năm qua. Trong báo cáo "This Week in Petroleum Update" công bố đầu tháng 11/2014, EIA cho biết lượng dầu thô xuất khẩu của Mỹ tăng đáng kể từ 2 nguồn cung trong nước và tái xuất khẩu dầu nhập từ Canada. Trước đây, dầu thô khai thác ở Mỹ chỉ xuất khẩu sang Canada nhưng từ tháng 4/2014 thị trường xuất khẩu đã mở rộng ra các nước khác như Thụy Sĩ, Tây Ban Nha, Italia, Singapore. Mỹ nhập khẩu dầu mỏ từ Canada vào vùng vịnh Mexico sau đó tái xuất khẩu qua đường biển. Tuy nhiên, Canada đang kiến nghị để có thể xuất khẩu dầu ra thị trường thế giới mà không qua các công ty xuất khẩu trung gian của Mỹ. Enbridge Inc. có phương án dùng đường ống để vận chuyển dầu từ Sarnia đến North Westover Ont; sau đó sẽ xây dựng tiếp đường ống công suất 300.000 thùng/ngày từ North Westover về Montreal để cung cấp dầu cho các nhà máy lọc dầu ở đây và xuất khẩu qua cảng Saint Lawrence Seaway. TransCanada đề xuất sẽ vận chuyển 1,1 triệu thùng dầu/ngày từ Alberta và Saskatchewan tới các nhà máy lọc dầu phía Đông thông qua cải hoán đường ống dẫn khí hiện có

thành đường ống dẫn dầu và xây dựng mới các đoạn còn thiếu. TransCanada đẩy mạnh tiến độ xây dựng, mở rộng hệ thống đường ống trong đoạn Eastern Triangle của hệ thống đường ống Canadian Mainline. Đề án có giá trị 475 triệu USD, hoàn thành vào cuối năm 2016. Riêng dầu Mỹ sản xuất ở bang Alaska sẽ xuất khẩu sang Hàn Quốc bằng

Bảng 1. Giá trung bình các loại dầu chính trên thị trường thế giới

Đơn vị: USD/thùng

Thời gian Nước xuất khẩu	Tháng 9/2014	Tháng 10/2014
OPEC basket chuẩn	95,98	85,06
Arab nhẹ - Saudi Arabia	97,23	85,93
Basrah nhẹ - Iraq	94,49	83,57
Bonny nhẹ - Nigeria	98,07	88,51
Es Sider - Libya	96,20	86,31
Girassol - Angola	97,15	86,78
Iran nặng	96,14	84,61
Kuwait xuất khẩu	95,30	83,99
Marine - Qatar	96,08	86,14
Merey - Venezuela	88,61	76,17
Murban - UAE	98,93	89,10
Oriente - Ecuador	87,20	76,84
Saharan trộn 44° - Algeria	97,10	87,61
Minas 34° - Indonesia	95,07	84,46
Fateh 32° - Dubai	96,47	86,73
Ismuths 33° - Mexico	93,70	85,40
Brent 38° - Anh	97,30	87,41
Urals - Liên bang Nga	96,13	86,63
WTI/Brent	(3,94)	(2,98)
Brent/Dubai	0,83	0,68

Nguồn: Oil & Gas Journal 24/11/2014

tàu chuyên dụng cỡ nhỏ, giá thành đắt nên giá dầu thô gốc phải được chiết khấu 5USD/thùng mới có lãi.

Hoạt động mua bán tài sản, ký hợp đồng dầu khí

FourPoint Energy LLC và công ty con của EnerVest Ltd. (Houston) đã mua trọn gói tài sản của Linn Energy LLC ở miền Tây bốn trũng Anadarko với giá 1,95 tỷ USD, trên một diện tích 145.000 mẫu Anh, kéo dài từ miền Tây Oklahoma đến Texas Panhandle. Liên doanh nhận được 1.358 giếng khai thác, chủ yếu ở các thành tạo chứa dầu khí Granite Wash, Tonkawa, Cleveland và Marmaton với sản lượng quy khí ròng 195 triệu ft³/ngày. Ngoài ra, các giếng khai thác nói trên còn có hệ thống thu gom, bơm ép, ổn định chất lỏng, cung cấp nước, cơ sở hạ tầng và các thiết bị terminal ở Wheeler County, Texas. Với thương vụ này, liên doanh kết hợp với các tài sản hiện có trong cùng khu vực sẽ đưa sản lượng lên 315 triệu ft³/ngày với giá khai thác thấp, giúp tăng khả năng cạnh tranh với các công ty dầu khí hoạt động trên cùng địa bàn.

Trinidad - Tobago đã cấp giấy phép thăm dò, khai thác dầu khí trên đất liền cho Touchstone tại lô Ortoise, miền Nam Trinidad, diện tích 44.731 mẫu Anh. Nội dung giấy phép gồm một chương trình làm việc tối thiểu 6 năm và nếu có phát hiện dầu khí có thể gia hạn đến 25 năm để thăm dò địa chấn và khoan 4 giếng với vốn đầu tư ban đầu 11 triệu USD.

Các dự án lọc hóa dầu

Tạp chí Worldwide Construction Update cho biết hoạt động xây dựng các công trình trong lĩnh vực lọc hóa dầu trong năm 2014 nhộn nhịp hơn năm trước.

Về lọc dầu, Petroperu đã đầu tư 2,7 tỷ USD để Tecnica Reunidas (TR) thực hiện dự án hiện đại hóa và nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Talara công suất 60.000 thùng/ngày. Tecnica Reunidas sẽ thiết kế công nghệ chi tiết, mua sắm thiết bị, vật tư, xây dựng và hỗ trợ khởi động các phân xưởng xử lý dầu thô. Dự án gồm các hạng mục: mở rộng và thay đổi các phân xưởng xử lý, trong đó có phân xưởng lọc sơ cấp, liên hợp cracking catalytic và phân xưởng lọc chân không; xây dựng mới các phân xưởng xử lý như diesel hydrotreater, cracked naphtha, naphtha hydrotreaters, lọc chân không, flexicoker, naphtha catalytic reforming, amine và các xưởng sản xuất điện - nhiệt; mở rộng, nâng cấp các thiết bị thuộc các công trình nằm ngoài địa điểm nhà máy. Sau khi hoàn thành, Nhà máy Lọc dầu Talara sẽ tăng khả năng lọc dầu nặng, có thể sản xuất diesel và xăng đạt tiêu chuẩn môi trường

của Peru với hàm lượng lưu huỳnh tối đa 50ppm... Dự kiến, dự án sẽ hoàn thành trong năm 2017, khi đó công suất xử lý, chế biến dầu thô của Nhà máy Lọc dầu Talara sẽ đạt 95.000 thùng/ngày.

Exxon-Mobil cho biết sẽ đầu tư 1 tỷ USD để lắp đặt một xưởng luyện than cốc tại Nhà máy Lọc dầu Antwerp có công suất 320.000 thùng/ngày. Xưởng luyện cốc sẽ chuyển hóa dầu cặn nặng chứa hàm lượng lưu huỳnh cao thành các sản phẩm dùng trong vận tải như dầu nhẹ, diesel. Đây là một phần trong chiến lược kinh doanh dài hạn của Exxon-Mobil, giúp nhà máy cạnh tranh tốt hơn trong điều kiện có nhiều thách thức môi trường ở châu Âu.

Ở Mỹ, Jacobs Engineering Group đã ký hợp đồng với Exxon Mobil Chemical để cung cấp dịch vụ kỹ thuật, mua sắm thiết bị và xây dựng một phần dự án ethane steam cracker ở Baytown (300 mẫu Anh) và chuẩn bị mặt bằng (100 mẫu Anh) cho các hoạt động phụ trợ ở Mont Belvieu, Texas. Jacobs Engineering Group cũng sẽ tích hợp Nhà máy ethane steam cracker công suất 1,5 triệu tấn/năm ở Baytown với 2 dây chuyền sản xuất polyethylene công suất 650.000 tấn/năm tại Mont Belvieu. Exxon-Mobil bắt đầu thực hiện để án ethylene mở rộng ở bờ vịnh Mexico từ tháng 6/2014.

Formosa Plastics cũng trao một hợp đồng cho ThyssenKrupp Industrial Solutions AG của Đức để cung cấp công nghệ cho Nhà máy propane dehydrogenation (PDH) có công suất sản xuất 545.000 tấn propylene/năm sẽ được xây dựng tại Point Comfort, Texas.

Tại Louisiana, Yuhuang Chemical có kế hoạch đầu tư 1,85 tỷ USD để xây dựng liên hợp sản xuất methanol tại Saint James Parish. Doanh nghiệp này cũng có phương án dự phòng mua 1.100 mẫu Anh gần terminal Plains All American Pipeline (PAA), nơi Yuhuang Chemical có ý định xây 2 nhà máy methanol với tổng công suất 3 triệu tấn/năm và 1 nhà máy sản xuất các chất dẫn xuất từ methanol để sản xuất các hóa chất trung gian. Dự kiến, dự án sẽ được khởi công xây dựng vào năm 2016 và sẽ cho sản phẩm đầu tiên vào năm 2018.

Petroleo Mexicanos đã ký hợp đồng với Samsung Engineering (Hàn Quốc) để thực hiện để án xây dựng xưởng sản xuất diesel chứa hàm lượng lưu huỳnh cực thấp (ULSD) tại Nhà máy Lọc dầu Antonio M. Amor ở Tp. Salamanca. Giai đoạn 1 của dự án có giá trị 80 triệu USD sẽ thiết kế công nghệ chi tiết một đơn vị hydrodesulfurization (HDS) công suất 38.000 thùng/ngày, hoàn thành vào tháng 9/2015 và mua sắm các ống dẫn dài. Giai đoạn 2 thiết kế tiếp các phần còn lại, mua thiết bị, xây dựng công trình, thẩm định, bàn giao. Để án này nằm trong kế hoạch

đầu tư 2,8 tỷ USD để nâng cấp, tăng công suất của 5 nhà máy lọc dầu hiện có của Pemex.

Thị trường khí đốt

Thái Lan có thị trường khí đốt phát triển nhanh, từ ~1 tỷ ft³/ngày (1995) đã tăng lên trên 5 tỷ ft³/ngày (2013). Nguồn cung cấp khí chính của Thái Lan từ các mỏ khí nội địa (chủ yếu từ vịnh Thái Lan), khí nhập khẩu qua đường ống và gần đây có thêm LNG nhập khẩu bằng tàu chở khí chuyên dụng. Kế hoạch nhập khẩu 2 triệu tấn LNG năm 2014 đã được điều chỉnh xuống còn 1,4 - 1,5 triệu tấn do kinh tế Thái Lan suy giảm. Tập đoàn Dầu khí Thái Lan (PTT) đã ký thỏa thuận khung (HOA) với Anadarko nhập khẩu 2,6 triệu tấn/năm LNG từ Mozambique bắt đầu vào năm 2018. Tuy nhiên, IHS dự báo việc nhập khẩu này có thể phải lùi lại đến năm 2024.

Thái Lan sử dụng LNG làm chất đốt cho các nhà máy điện mới xây dựng vì nhiệt lượng cao. Mục tiêu đến năm 2020, các nhà máy CCGT (turbine khí hỗn hợp) sẽ đạt công suất 2,4GW nên khả năng tăng nhập khẩu LNG trong các năm tới khá lớn.

Do các mỏ khí nội địa của Thái Lan đang ở giai đoạn trưởng thành nên có thể sản lượng sẽ giảm sau năm 2015. Tuy nhiên, Chính phủ Thái Lan hy vọng sản lượng khí sẽ chỉ suy giảm sau năm 2020. Theo đánh giá của IHS Energy, việc suy giảm sản lượng khí trong nước sẽ khiến thị trường khí Thái Lan khan hiếm trong giai đoạn 2018 - 2019 và sẽ khiến nhu cầu khí đốt trong nước giảm. Chênh lệch giữa cán cân cung - cầu khi đó sẽ vượt 1 tỷ ft³ khí/ngày (khoảng 7,5 triệu tấn/năm).

Theo IHS, Thái Lan sẽ phải tăng nhập khẩu LNG để giải quyết khó khăn do sự mất thăng bằng cung - cầu này gây ra trong thời gian tới. Mặc dù Myanmar vẫn đang là nguồn cung cấp khí đốt ổn định cho Thái Lan qua đường ống từ mỏ Yadana-Yetagun và mỏ Zawtika, tuy nhiên, Myanmar tuyên bố sẽ giảm xuất khẩu khí để đảm bảo nhu cầu khí trong nước.

Nhu cầu khí cho công nghiệp điện ở Thái Lan đóng vai trò động lực cho thị trường khí đốt ở nước này. Khí chiếm 67% nguồn cung nhiên liệu dùng cho công nghiệp điện ở Thái Lan trong giai đoạn 2011 - 2013. LNG làm chất đốt cho các nhà máy điện mới xây dựng vì nhiệt lượng cao. Để thực hiện mục tiêu đến năm 2020, các nhà máy điện turbine khí hỗn hợp sẽ đạt công suất 2,4GW, Thái Lan phải tăng nhập khẩu LNG trong các năm tới. Một số hộ tiêu thụ khác như nhà máy tách khí, các ngành công nghiệp, vận tải cũng đang thử nghiệm dùng khí đốt làm

nhiên liệu và nguyên liệu nhưng chiếm tỷ phần khiêm tốn trên thị trường khí.

Chính phủ Thái Lan đặt mục tiêu đến năm 2030 giảm tỷ lệ khí dùng để sản xuất điện xuống còn 58% thông qua tăng đầu tư các nhà máy điện than, nhập khẩu điện, điện hạt nhân và các nguồn điện mặt trời, gió... Từ tháng 9/2014, Chính phủ Thái Lan đã công bố kế hoạch tăng giá khí nội địa, tạo điều kiện để thiết lập hoạt động phân phối khí đốt theo hệ thống dựa trên các nguyên tắc kinh tế thị trường, xóa bỏ chế độ bù giá khí cho các hộ tiêu thụ.

Các khu vực tồ nhượng cấp cho Chevron và PTTEP sẽ hết hạn trong năm 2022 - 2023. Dự kiến, Chính phủ Thái Lan sẽ tổ chức các đợt đấu thầu mới cho thăm dò - phát triển mỏ dầu khí. Hiện nay, PTT chủ yếu mua LNG từ Qatar theo giá spot để đáp ứng nhu cầu khí đốt còn thiếu hụt của năm 2015 từ Qatar. Nigeria, Yemen, Oman, Liên bang Nga, Trinidad và Guinea xích đạo cũng tăng lượng LNG xuất khẩu cho thị trường Thái Lan.

Singapore bắt đầu nhập khẩu LNG từ năm 2013 thông qua Singapore LNG Corp. (SLNG) với terminal nhập khẩu công suất 6 triệu tấn/năm, đặt ở đảo Jurong. Giá LNG nhập khẩu cung cấp cho các hộ tiêu thụ chia thành hai bậc: mức tiêu thụ < 3,4 triệu Btu/tháng (tương đương 1.000kWh điện) có giá cao hơn 3,5USD/triệu Btu so với mức tiêu thụ trên 3,4 đến 170 triệu Btu/tháng (tương đương 1 - 50MWh).

Nhu cầu khí đốt của Singapore tăng trên 12%/năm. Năm 2013, nhu cầu khí đốt đạt 1,1 tỷ ft³ khí/ngày, trong đó 85% dùng cho phát điện. Khí được nhập khẩu qua 4 đường ống: 2 đường ống nối với Malaysia cung cấp 153 triệu ft³ khí/ngày và 2 đường ống nối với Indonesia cung cấp 737 triệu ft³ khí/ngày.

Singapore có tham vọng trở thành trung tâm giao dịch khí đốt (HUB) ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương. Chính phủ Singapore đã có kế hoạch mở rộng công suất nhập LNG ở Jurong lên 11 triệu tấn/năm. Để thực hiện kế hoạch này, Quỹ Sovereign Wealth của Singapore đã thành lập chi nhánh Pavilion Energy để cung cấp vốn đầu tư và thương mại bảo đảm nguồn cung dài hạn LNG cho terminal. Pavalion Energy cũng lập các chi nhánh tiến hành các hoạt động phân phối và buôn bán LNG theo khu vực địa lý của thị trường.

Từ đầu năm 2014, công suất tái hóa khí ở terminal Jurong đã nâng lên 6 triệu tấn/năm với dung tích chứa 540.000m³ (180.000m³/bồn chứa). Chính phủ Singapore cũng có kế hoạch xây dựng thêm terminal thứ hai. Do diện tích đảo Jurong nhỏ nên Singapore đang nghiên cứu

xây dựng các công trình xuất - nhập khí đốt trên phương tiện nổi trong tương lai.

Theo EMA, từ Quý II/2014, Singapore không sử dụng dầu thô làm nhiên liệu phát điện. Các nhà máy điện khí đã nâng sản lượng điện lên mức 4,1TWh vào tháng 7/2014, mức cao nhất trong lịch sử ngành năng lượng nước này. Pacific Light's là nhà máy điện đầu tiên ở Singapore dùng nhiên liệu hoàn toàn là LNG, giúp tăng công suất lên 800MWh. Sembcorp vừa hoàn thành dự án tăng công suất điện khí thêm 400MWh. Tháng 8/2014, Singapore ký với Samsung C&T Corporation hợp đồng EPC giá trị 700 triệu USD để xây dựng cụm turbine phát điện thứ 3 sử dụng LNG, nâng tổng công suất tái khí hóa từ 6 triệu tấn/năm lên 11 triệu tấn/năm.

Để bảo đảm nguồn cung LNG dài hạn, Pavilion đã ký hợp đồng với Total để mua 0,7 triệu tấn/năm, bắt đầu từ năm 2018. Trong Quý 2/2014, Pavilion đã ký thêm 2 thỏa thuận cung cấp khí dài hạn mới với Mitsubishi để nhập khẩu 0,4 triệu tấn/năm khí của Cameroon LNG, giao hàng vào năm 2018. Hợp đồng cung cấp 0,4 triệu tấn/năm khí đã được Pavilion ký với BP, giao hàng vào năm 2019. Để thực hiện chiến lược kinh doanh LNG trong khu vực, Singapore đã ký trước các hợp đồng sau 5 năm mới nhận hàng, đủ thời gian để chuẩn bị marketing và làm các thủ tục thương mại bảo đảm kinh doanh có lãi.

Hoạt động của các đường ống dẫn khí từ Malaysia và Indonesia sang Singapore năm 2013 giảm nhẹ (4%), xuống còn 891 triệu ft³ khí/ngày, trong đó mức sụt giảm lớn nhất từ nguồn khí Indonesia. Singapore đủ khả năng để đóng vai trò một trung tâm giao dịch về LNG trong khu vực nhưng chưa đủ nguồn khí để đáp ứng nhu cầu to lớn của khách hàng. Để khuyến khích các thương nhân sử dụng terminal LNG, Singapore đã xây dựng các chính sách đặc thù, trong đó việc áp dụng mức thuế 5% thu nhập thương mại - mức thấp nhất so với các nước khác là một ví dụ cụ thể.

Bechtel đã hoàn thành việc lắp đặt dây chuyền đầu tiên sản xuất LNG cho Santos tại Queensland. Dự án này có giá trị 20 tỷ USD, gồm 2 dây chuyền, dây chuyền thứ hai sẽ hoàn thành vào cuối năm 2014. Các chuyến hàng LNG xuất khẩu từ đề án Queensland Curtis LNG sẽ bắt đầu vào tháng 12/2014 và sản lượng LNG do đề án tạo ra khoảng 8,5 triệu tấn/năm.

Linde Group đã được Woodfibre LNG giao hợp đồng cung cấp công nghệ và dịch vụ mua sắm thiết bị cho nhà máy hóa lỏng khí công suất 2,1 triệu tấn/năm tại

Squamish, Canada. Nhà máy sử dụng quy trình công nghệ Limum làm lạnh đa tầng kết hợp. Dự án sẽ được khởi công vào năm 2015 và dự kiến sẽ hoàn thành trong năm 2017.

Liên bang Nga và Ukraine ký thỏa thuận cung cấp khí đốt tạm thời giá trị 4,6 tỷ USD đến tháng 3/2015. Ukraine phải trả 3,1 tỷ chia thành 2 đợt vào cuối năm cho lượng khí đã mua theo hợp đồng ký với Gazprom vào tháng 10/2014 và trả tiếp 1,6 tỷ cho lượng khí sẽ mua với sự trợ giúp tài chính của EU.

Tại Mỹ, MarkWest Energy Partners LP sẽ mở rộng cơ sở hạ tầng tại Liên hiệp xí nghiệp Keyston ở Butler County, để vận chuyển sản phẩm khí đốt gia tăng từ các thành tạo phiến sét Marcellus và Devon thượng. MarkWest sẽ xây dựng hai đường ống Bluestone III và IV (công suất vận chuyển của mỗi đường ống 200 triệu ft³ khí/ngày) trong Quý IV/2015 và Quý II/2016. Oneok Partners LP Tulsa sẽ đầu tư 365 - 470 triệu USD để xây dựng hai nhà máy xử lý khí công suất 200 triệu ft³ khí/ngày tại Grady và Stephens vào cuối năm 2016. Nhà máy Knox sẽ gia tăng công suất xử lý khí của Oneok Partners LP Tulsa tại Oklahoma lên 900 triệu ft³ khí/ngày. Dự án này và các công trình hạ tầng có liên quan, kể cả việc nâng cấp và mở rộng hệ thống thu gom, xử lý sẽ hoàn thành vào Quý IV/2016. Chi phí xây dựng nhà máy ước tính khoảng 175 - 240 triệu USD và xây dựng các hệ thống công trình thu gom, nén ép khí đi kèm khoảng 190 - 230 triệu USD.

Ở Texas, Enterprise Products Partners LP (EPP) cho biết sẽ xây dựng thêm một nhà máy chưng cất LNG tại Mont Belvieu, công suất 755.000 thùng/ngày, nâng công

Bảng 2. Giá thành chuỗi giá trị CNG đặc trưng

Yếu tố	Chi phí (triệu USD)
Chi phí đầu tư ở biển	40 - 60
Chi phí vận chuyển	205/tàu (x 4)
Chi phí đầu tư cho bốc rót	20 - 60
Tổng đầu tư	1.000 - 1.500
Chi phí vận hành, bảo dưỡng	25/năm

Nguồn: Oil & Gas Journal 3/11/2014

Bảng 3. Lợi nhuận - Chi phí trọn đời CNG (CNG life cycle cost-benefit)

Yếu tố	Chi phí (triệu USD)
Vốn đầu tư (Capex)	150
Giá thuê tàu/ngày	0,8
Chi phí vận hành, bảo dưỡng, 3% capex/năm	4,5
Cung cấp khí, 4% thu nhập/năm	43,36
Doanh thu năm đầu tiên	1.084
Chi phí cấp vốn năm đầu tiên	23

Nguồn: Oil & Gas Journal 3/11/2014

Bảng 4. Giá thành để án LNG

Tên đề án	Năm hoàn thành	Vốn đầu tư (tỷ USD)	Công suất (triệu tấn/năm)	Chi phí (triệu USD/tấn)
Ichthys	2016	34,0	8,4	4.047
Pluto	2012	12,5	4,3	3.536
Prelude	2017	12,6	3,6	3.500
Wheatstone	2018	30,0	8,9	3.370
Gorgon	2015	45,0	15,0	2.933
PNG LNG	2013	15,0	6,6	2.272
Gladstone	2017	16,0	7,8	2.051
Interoil	2016	9,3	8,0	1.160

Nguồn: Oil & Gas Journal 3/11/2014

Bảng 5. Số liệu tính cho phương án GtW

Số ngày hoạt động của nhà máy điện khí/năm	250 ngày
Hiệu suất phát điện	45%
Lượng khí xuất khẩu	300 triệu ft ³ /ngày
Sản lượng điện/Mcf	127kWh
Giá điện trung bình ở EU	76 USD/MWh

Nguồn: Oil & Gas Journal 3/11/2014

suất của cả liên hợp đạt 1,2 triệu thùng/ngày. Ngoài ra, Mont Belvieu có khả năng sản xuất propane công suất 265.000 thùng/ngày.

Ở Mozambique, Sasol Ltd. đã ký hợp đồng nghiên cứu tiền khả thi để đánh giá khả năng hoạt động và lợi nhuận của một nhà máy lớn chuyển hóa khí thành nhiên liệu lỏng. Đề án là sự hợp tác giữa Mozambique và ENI (Italy) dựa trên nguồn khí đốt sẽ khai thác ở bồn trũng Rovuma, phía Bắc Mozambique, nơi ENI có trữ lượng tại chỗ tại lô Area IV, vùng nước sâu đạt 85 nghìn tỷ ft³.

Cyprus có trữ lượng khí đốt xác minh ~130 nghìn tỷ ft³ và còn 12 lô chưa được thăm dò. Khí đốt khai thác chủ yếu được xuất khẩu sang châu Âu dưới dạng khí nén CNG; dưới dạng GtW (Gas-to-wire - khí dùng phát điện và bán điện) hoặc LNG đến các thị trường Đông Á. Giá khí đầu giếng dự báo khoảng 3,5USD/triệu Btu, giá khí nhập khẩu của châu Âu khoảng 11,98USD/triệu Btu và của thị trường Đông Á khoảng 16,53USD/triệu Btu. Khí CNG được nén đến 15 - 25MPa (2.000 - 3.600psi) hoặc làm lạnh đến -40°C và nén dưới một áp suất thấp hơn, được chở bằng tàu chuyên dụng đến thị trường quanh khu vực Địa Trung Hải với khoảng cách dưới 2.000km.

Bảng 2 trình bày kết quả phân tích giá thành khi khí cung cấp dưới dạng CNG và Bảng 3 là các chi phí trọn đời (life cycle costs) và lợi nhuận. Giá thành trọn đời bao gồm lạm phát, hệ số chiết khấu và hệ số tăng giảm giá khí hàng năm. Với vòng đời (khai thác, kinh doanh) 20 năm thì 3 năm đầu dành cho xây dựng nhà máy, đóng tàu vận chuyển và các hoạt động khác. Giá trị hiện tại ròng (Net

present value - NPV) giả thiết là 4,03 tỷ USD và tỷ suất hoàn vốn (Internal rate of return - IRR) là 81,49%.

Giả thiết để tính toán phân tích trên như sau: chu kỳ trọn đời kể từ khi bắt đầu xây dựng là 20 năm; hệ số chiết khấu 12%; hệ số lãi vay thương mại 7%; lạm phát 2,59%; khoảng cách tới thị trường 2.000km.

LNG được sản xuất từ khí chất lượng đủ để vận chuyển bằng đường ống được làm lạnh đến -161°C để hóa lỏng tại áp suất khí quyển. Chi phí để xây dựng một nhà máy hóa lỏng khí tính theo công suất hiện nay là 2.600USD/triệu tấn/năm. Theo Credit Suisse và Deutsch Bank, chi phí này ở Bắc Mỹ và Đông Phi thấp hơn (~2.000USD/triệu tấn/năm); song ở Australia thì cao hơn (~3.000 USD/triệu tấn/năm). Công suất của một dây chuyền hóa lỏng khí đơn thông thường là 4 - 4,5 triệu tấn/năm, tương đương ít nhất khoảng 195 tỷ ft³/năm hoặc 534 triệu ft³/ngày, do đó để có đủ khí cho nhà máy hoạt động trong 20 năm cần có một trữ lượng 4,5 nghìn tỷ ft³. Bảng 4 trình bày một số đề án xây dựng nhà máy LNG.

Đề án khác được xem xét là dùng khí phát điện (GtW) tại Cyprus rồi xuất khẩu điện sang châu Âu qua đường dây dẫn điện liên lục địa Á - Âu 2.000MW. Theo European Commission, giá điện ở EU dựa trên giá bán buôn trung bình toàn châu Âu là 55GBP/MWh chưa tính thuế phát thải CO₂. Theo đó, 1 triệu Btu khí đốt sản xuất được 127kWh điện, dựa trên hiệu suất nhà máy phát điện 45%, thời gian hoạt động của nhà máy điện là 6.000 giờ/năm. Bảng 5 trình bày số liệu đầu vào để sản xuất của một nhà máy có công suất 1GW. Chi phí cơ bản khoảng 650 GBP/kWh, chi phí cho vận hành của nhà máy bằng 3% chi phí đầu tư cơ bản (19,5 triệu GBP). So sánh các phương án cho thấy nếu Cyprus xuất khẩu khí bằng đường ống qua Thổ Nhĩ Kỳ thì NPV cao nhất 5,2 tỷ USD, nếu xuất khẩu dưới dạng CNG thì NPV đạt 4,03 tỷ USD, nếu xuất khẩu dưới dạng LNG sang thị trường Đông Á thì NPV bằng 3,5 tỷ USD còn xuất khẩu LNG qua châu Âu thì NPV bằng 2,1 tỷ USD và qua xuất khẩu điện thì NPV là 1,8 tỷ USD.

Hà Phong (tổng hợp)

Chương trình nghiên cứu khoa học trong lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường giai đoạn 2011 - 2015

ThS. Từ Vi Sa

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Để đánh giá kết quả nghiên cứu khoa học trong lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường từ khi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai Chương trình nghiên cứu khoa học 5 năm giai đoạn 2011 - 2015, tác giả đã tổng kết số lượng đề tài, nhiệm vụ lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường, tóm tắt kết quả đạt được, xu hướng phát triển trong thời gian tới và đề xuất các nhiệm vụ trong giai đoạn tiếp theo. Phạm vi nghiên cứu bao gồm các đề tài/nhiệm vụ cấp Tập đoàn, sử dụng nguồn vốn từ Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ (không xét đến các đề tài/nhiệm vụ do đơn vị tự thực hiện).

Trong giai đoạn 2011 - 2013, có 25 đề tài/nhiệm vụ cấp Tập đoàn thuộc lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường được triển khai. Trong đó, có 14 đề tài/nhiệm vụ đã và đang được áp dụng vào thực tế (56%), góp phần kiện toàn hệ thống quản lý mềm an toàn sức khỏe môi trường và xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho các tỉnh ven biển của Việt Nam. Trong thời gian tới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị cần đẩy mạnh hơn nữa việc đề xuất, lựa chọn, triển khai các nghiên cứu an toàn sức khỏe môi trường mang tính ứng dụng, phù hợp với các mục tiêu sản xuất kinh doanh dài hạn và bền vững.

1. Kết quả nghiên cứu trong lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường giai đoạn 2011 - 2013

Ngày 20/1/2011, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành Chương trình nghiên cứu khoa học 5 năm giai đoạn 2011 - 2015 (Quyết định số 606/QĐ-DKVN), gồm 7 lĩnh vực chính: Tìm kiếm, thăm dò dầu khí; Khoan khai thác dầu khí; Hóa chế biến dầu khí; An toàn sức khỏe môi trường; Công nghệ công trình; Kinh tế quản lý; Điện. Đây chính là cơ sở, định hướng cho hoạt động nghiên cứu khoa học của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2011 - 2015, cụ thể hóa các mục tiêu đã đặt ra trong Chiến lược khoa học công nghệ đến năm 2015, định hướng đến năm 2025. Ngày 28/1/2011, Ban Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 834/DKVN-KHCN yêu cầu các đơn vị trong Ngành xây dựng kế hoạch nghiên cứu khoa học hàng năm, phù hợp mục tiêu, kế hoạch sản xuất kinh doanh hàng năm của Tập đoàn và các đơn vị.

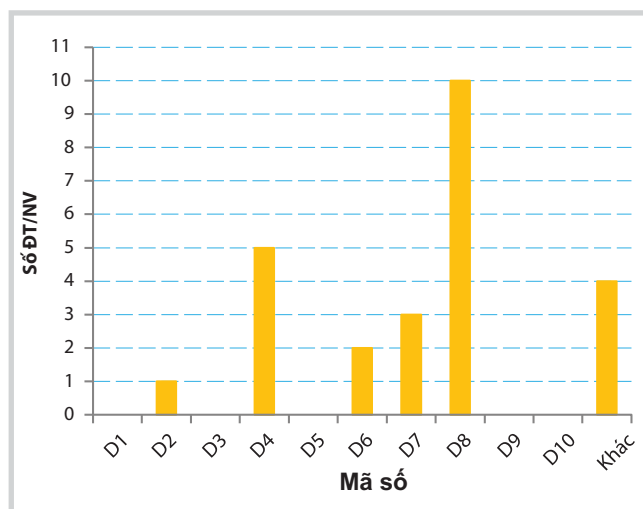
Chương trình nghiên cứu trong lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường tập trung vào các định hướng sau: (D1) Nghiên cứu, đánh giá các công nghệ đã áp dụng tại các dự án của Tập đoàn, đề xuất lựa chọn công nghệ phù hợp về an toàn sức khỏe môi trường phục vụ các dự án đầu tư mới của Tập đoàn; (D2) Nghiên cứu đánh giá những ảnh hưởng của hoạt động dầu khí đối với môi trường, đề xuất các giải pháp giảm thiểu, xây dựng chiến lược quản lý môi trường và kiểm soát ô nhiễm; (D3) Nghiên cứu phục vụ sản xuất kinh doanh; (D4) Nghiên cứu công nghệ, vật liệu xử lý môi trường, nghiên cứu, đề xuất các yêu cầu về an toàn môi trường với công tác thu dọn mỏ; (D5) Nghiên

cứu phát triển năng lực kiểm định, cấp chứng chỉ về an toàn môi trường; (D6) Công nghệ thông tin phục vụ quản lý an toàn sức khỏe môi trường; (D7) Nghiên cứu xây dựng hệ thống các quy chuẩn, tiêu chuẩn về an toàn môi trường áp dụng cho Ngành Dầu khí Việt Nam; (D8) Kiện toàn hệ thống quản lý mềm an toàn sức khỏe môi trường; (D9) Đánh giá hiệu quả công tác an toàn sức khỏe môi trường qua quá trình xây dựng và triển khai hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường; (D10) Nghiên cứu, đề xuất giải pháp sử dụng hiệu quả năng lượng, nhiên liệu.

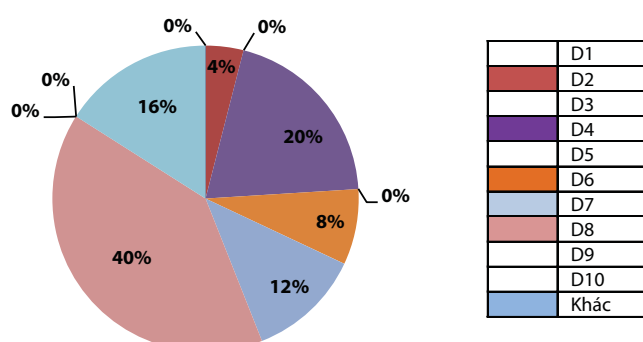
Trong giai đoạn 2011 - 2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao 25 đề tài/nhiệm vụ thuộc lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường cho 4 đơn vị thực hiện: Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC), Tổng công ty CP Năng lượng Dầu khí (PVEIC), Tổng công ty CP Dung dịch Khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC). Ngân sách dành cho lĩnh vực này trong 3 năm khoảng 75 tỷ đồng, chiếm khoảng 20% ngân sách dành cho nghiên cứu khoa học.

Theo Hình 1 và 2, lĩnh vực kiện toàn hệ thống quản lý mềm an toàn sức khỏe môi trường có nhiều đề tài/nhiệm vụ nhất đang được triển khai (10 đề tài). Do hệ thống quản lý mềm an toàn sức khỏe môi trường Ngành Dầu khí Việt Nam đang trong giai đoạn kiện toàn và hoàn thiện nên số lượng đề tài/nhiệm vụ tập trung ở lĩnh vực này chủ yếu là xây dựng, rà soát và cập nhật các quy chuẩn, hướng dẫn tiến tới ban hành dưới dạng văn bản pháp lý cấp Tập đoàn, cấp cơ quan quản lý nhà nước (Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công Thương).

Lĩnh vực xử lý môi trường cũng được chú trọng, đặc biệt là vấn đề xử lý nước thải của các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học (5 đề tài). Lĩnh vực xây dựng hệ thống quy chuẩn, tiêu chuẩn cho ngành dầu khí (3 đề tài). Lĩnh



Hình 1. Số đề tài theo lĩnh vực nghiên cứu



Hình 2. Cơ cấu các lĩnh vực nghiên cứu

Bảng 1. Kết quả của các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học thuộc lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường trong giai đoạn 2011 - 2013

Mã số	Lĩnh vực nghiên cứu	Đề tài/nhiệm vụ đã và đang triển khai	Kết quả đạt được/dự kiến đạt được
D1	Nghiên cứu, đánh giá các công nghệ đã áp dụng tại các dự án của Tập đoàn, đề xuất lựa chọn công nghệ phù hợp về an toàn sức khỏe môi trường phục vụ các dự án đầu tư mới của Tập đoàn		
D2	Nghiên cứu đánh giá những ảnh hưởng của hoạt động dầu khí đối với môi trường, đề xuất các giải pháp giảm thiểu, xây dựng chiến lược quản lý môi trường và kiểm soát ô nhiễm	Kiểm kê lượng phát thải các loại khí gây hiệu ứng nhà kính của Tập đoàn năm 2010 - 2011, dự báo xu hướng phát thải dựa trên chiến lược phát triển Ngành Dầu khí và đề xuất các giải pháp giảm thiểu (VPI/CPSE)	Thiết lập được bộ công thức tính toán phát thải khí nhà kính và hệ số phát thải tương ứng cho mỗi loại hình hoạt động chính của Ngành Dầu khí Việt Nam; thống kê tổng lượng khí nhà kính từ các hoạt động cốt lõi của Tập đoàn 2010 - 2011, dự báo lượng phát thải năm 2015, 2020 và 2025. Đề xuất các giải pháp hạn chế phát thải và phương thức phát triển lợi ích của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thị trường mua bán chứng chỉ giảm phát thải.
D3	Nghiên cứu phục vụ sản xuất kinh doanh		

vực công nghệ thông tin phục vụ quản lý an toàn sức khỏe môi trường cũng là hướng nghiên cứu mới (2 đề tài). Lĩnh vực giảm thiểu, xây dựng chiến lược quản lý môi trường và kiểm soát ô nhiễm (1 đề tài).

Ngoài 10 lĩnh vực nghiên cứu an toàn sức khỏe môi trường trong Chương trình có 4 đề tài về xây dựng Bản đồ nhạy cảm môi trường và Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho các tỉnh ven biển. Hướng nghiên cứu này đang có xu hướng gia tăng trong thời gian tới do nhu cầu từ các địa phương có hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến dầu khí, có nguy cơ cao xảy ra sự cố tràn dầu.

Các lĩnh vực không có đề tài/nhiệm vụ nào được triển khai là D1 (Nghiên cứu, đánh giá các công nghệ đã áp dụng, đề xuất lựa chọn công nghệ phù hợp về an toàn sức khỏe môi trường phục vụ các dự án đầu tư mới của Tập đoàn), D3 (Phân tích đánh giá, lựa chọn hệ dung dịch khoan, hóa chất thân thiện với môi trường, đề xuất các giải pháp xử lý, quản lý chất thải; Nghiên cứu công nghệ xử lý chất thải từ các nhà máy chế biến dầu khí, mùn khoan thải, nước vỉa thải), D5 (Nghiên cứu phát triển năng lực kiểm định, cấp chứng chỉ về an toàn môi trường), D9 (Đánh giá hiệu quả công tác an toàn sức khỏe môi trường), D10 (Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp sử dụng hiệu quả năng lượng và nhiên liệu), chiếm 50% tổng số lĩnh vực nghiên cứu an toàn sức khỏe môi trường đã được Tập đoàn phê duyệt.

Kết quả nghiên cứu khoa học của các đề tài/nhiệm vụ thuộc lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường trong giai đoạn 2011 - 2013 được thể hiện ở Bảng 1.

Mã số	Lĩnh vực nghiên cứu	Đề tài/nhiệm vụ đã và đang triển khai	Kết quả đạt được/dự kiến đạt được
D4	Nghiên cứu công nghệ, vật liệu xử lý môi trường; nghiên cứu, đề xuất các yêu cầu về an toàn môi trường với công tác thu dọn mỏ	Nghiên cứu ứng dụng công nghệ điện hóa để xử lý nước thải nhiễm dầu (VPI/CPSE)	Nghiên cứu chế tạo mô hình pilot quy mô 1m ³ /giờ để xử lý nước thải từ quá trình bảo dưỡng sửa chữa thiết bị tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố. Sản phẩm của đề tài mới mang tính học thuật, khả năng áp dụng thực tế còn hạn chế.
		Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam (VPI/CPSE)	Chế tạo được chế phẩm vi sinh dạng bột từ sinh khối của 4 chủng vi sinh vật phân hủy dầu, xây dựng được quy trình sản xuất chế phẩm để sử dụng ứng phó sự cố tràn dầu.
		Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng của dầu thô Việt Nam (VPI/CPSE)	Pha chế được chất phân tán phù hợp với đặc trưng dầu thô Bạch Hổ, Đại Hùng, Sông Đốc, có nhiều ưu điểm so với các chất phân tán nhập ngoại tại Việt Nam.
		Nghiên cứu đề xuất phương án cải tiến tổng thể hệ thống xử lý nước thải Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất (VPI/CPSE)	Đề xuất phương án cải hoán bể điều hòa, SAR, UASB, thay đổi chế độ làm việc của một số đơn nguyên, bổ sung thêm công đoạn xử lý. Các giải pháp mới mang tính lý thuyết, khả năng áp dụng vào thực tế còn hạn chế.
		Nghiên cứu xử lý nước thải có độ màu, COD hòa tan cao, trực tiếp giải quyết các vấn đề còn tồn tại về môi trường của các Nhà máy nhiên liệu sinh học (DMC)	DMC đã nghiên cứu để xuất được công nghệ xử lý màu, COD trên cơ sở thử nghiệm trong phòng thí nghiệm và thiết bị pilot ngoài hiện trường. DMC đang tiếp tục thử nghiệm ứng dụng kết quả nghiên cứu tại BSR-BF để được tham gia cung cấp dịch vụ xử lý nước thải cho nhà máy.
D5	Nghiên cứu phát triển năng lực kiểm định, cấp chứng chỉ về an toàn môi trường		
D6	Công nghệ thông tin phục vụ quản lý an toàn sức khỏe môi trường	Xây dựng cơ sở dữ liệu môi trường biển tại các khu vực có hoạt động dầu khí trên biển Việt Nam (VPI/CPSE)	Xây dựng được bộ số liệu môi trường biển tại khu vực có hoạt động dầu khí (bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu) và phần mềm cơ sở dữ liệu để khai thác và sử dụng khi cần thiết. Ban An toàn Sức khỏe Môi trường đang xem xét soạn thảo Quy chế quản lý và vận hành phần mềm dựa trên nhu cầu thực tế.
		Nghiên cứu tích hợp mô hình lan truyền dầu vào bản đồ số 3D cho khu vực Khí - Điện - Đạm Cà Mau và tuyến sông kênh vận chuyển nguyên vật liệu chính cho cụm Khí - Điện - Đạm phục vụ việc ứng phó sự cố tràn dầu (VPI/CPSE)	Đã xây dựng được mô hình lan truyền dầu 2D cho khu vực Khí - Điện - Đạm Cà Mau kết nối vào bản đồ số 3D. Kết quả của đề tài mang tính học thuật, lý thuyết; khả năng áp dụng vào thực tế chưa cao do còn thiếu nhiều số liệu, các thuật toán chưa mô phỏng đầy đủ các tình huống cơ bản có thể xảy ra.
D7	Nghiên cứu xây dựng hệ thống các quy chuẩn, tiêu chuẩn về an toàn môi trường áp dụng cho Ngành Dầu khí Việt Nam	Nghiên cứu xây dựng thang chuẩn phân loại độ độc trong pha nước của các hóa chất dựa trên kết quả kiểm định với đối tượng ấu trùng <i>Artemia</i> sp., nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường trong các hoạt động dầu khí biển Việt Nam (VPI/CPSE)	Đã xây dựng thành công thang chuẩn phân loại mức độ độc trong pha nước trên ấu trùng <i>Atermia</i> sp., cùng với kết quả kiểm định trên ấu trùng tôm sú - <i>Penaeus monodon</i> , Vẹm xanh - <i>Perna viridis</i> (các đề tài VPI/CPSE thực hiện năm 2010, 2008) đã góp phần hoàn thiện thang chuẩn phân loại mức độ độc trong pha nước và pha trầm tích trên các loài sinh vật bản địa của Việt Nam. Tuy nhiên, thang chuẩn này chưa được chính thức áp dụng vì hiện nay, các công ty/nhà thầu dầu khí vẫn thực hiện theo "Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động ngoài khơi Việt Nam" do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành năm 2005.

Mã số	Lĩnh vực nghiên cứu	Đề tài/nhiệm vụ đã và đang triển khai	Kết quả đạt được/dự kiến đạt được
D8	Kiện toàn hệ thống quản lý mềm an toàn sức khỏe môi trường	Xây dựng chuẩn sức khỏe cho người làm việc trên các công trình dầu khí ngoài khơi (VPI/CPSE)	Đã hoàn thành xây dựng chuẩn sức khỏe gồm: chuẩn thể lực, chuẩn chức năng sinh lý, danh mục bệnh và khuyết tật không phù hợp cho người làm việc trên các công trình dầu khí ngoài khơi. Tập đoàn đang xem xét thêm tính khả thi, phù hợp với thực tế.
		Quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và các công trình biển ngoài khơi trong ngành dầu khí (PTSC)	Đã đánh giá thực trạng công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trong ngành dầu khí, là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam quản lý/hướng dẫn các đơn vị quản lý vệ sinh an toàn thực phẩm theo phương thức khoa học, hiện đại, phù hợp với điều kiện Việt Nam.
		Rà soát, cập nhật Quy chế Bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan (VPI/CPSE)	VPI/CPSE đã hoàn thành việc rà soát, cập nhật Quy chế. Bộ Tài nguyên Môi trường đã đưa việc ban hành Quy chế này vào kế hoạch ban hành văn bản pháp luật thuộc phạm vi quản lý Nhà nước của Bộ năm 2014 (Quyết định số 101/QĐ-BTNMT ngày 22/1/2014).
		Rà soát, cập nhật Quy chế Quản lý An toàn trong các hoạt động dầu khí (VPI/CPSE)	VPI/CPSE đã hoàn thành việc rà soát, cập nhật Quy chế. Bộ Công Thương đã đưa việc ban hành Quy chế này vào kế hoạch ban hành văn bản pháp luật thuộc phạm vi quản lý nhà nước của Bộ Công Thương năm 2014 (Quyết định số 7306/QĐ-BCT ngày 7/10/2013).
		Soát xét Hướng dẫn quan trắc và phân tích môi trường biển khu vực lân cận các công trình dầu khí ngoài khơi Việt Nam và Hướng dẫn quan trắc môi trường xung quanh các công trình dầu khí trên đất liền (VPI/CPSE)	2 Hướng dẫn đã được ban hành cấp tập đoàn (Quyết định số 1633/QĐ-DKVN ngày 12/3/2014).
		Xây dựng Hướng dẫn đào tạo cán bộ an toàn sức khỏe môi trường cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (VPI/CPSE)	Hướng dẫn đã được ban hành cấp Tập đoàn (Quyết định số 6721/QĐ-DKVN ngày 1/10/2014).
		Xây dựng Hướng dẫn kiểm soát an toàn sức khỏe môi trường cho các nhà cung cấp dịch vụ dầu khí (VPI/CPSE)	Hướng dẫn đã được ban hành cấp Tập đoàn (Quyết định số 6721/QĐ-DKVN ngày 1/10/2014).
		Nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (VPI/CPSE)	Đã xây dựng được Hướng dẫn như một tiêu chuẩn ngành giúp các đơn vị trong Tập đoàn thống nhất cách quản lý an toàn phòng chống cháy nổ nhằm giảm thiểu thiệt hại khi xảy ra tai nạn, sự cố. Ban An toàn Sức khỏe Môi trường Tập đoàn đang rà soát để ban hành Hướng dẫn, dự kiến trong năm 2015.
		Xây dựng Hướng dẫn thực hiện các Quy định đảm bảo an toàn vận hành cho các kho cảng xuất nhập dầu khí và các sản phẩm dầu khí (PVEIC)	Đã xây dựng được Hướng dẫn kèm Phụ lục 1 - Kiểm tra kho cảng xuất nhập dầu khí, các sản phẩm dầu khí và Phụ lục 2 - Kiểm tra đánh giá kho nổi chứa xuất dầu FSO, FPSO, gồm 2 bộ câu hỏi: Bộ câu hỏi tổng quát để kiểm tra kho cảng và Bộ câu hỏi chi tiết hướng dẫn đánh giá viên và đơn vị tự kiểm tra, đánh giá và tra cứu văn bản pháp luật. Ban An toàn Sức khỏe Môi trường Tập đoàn đang rà soát để ban hành, dự kiến trong năm 2015.
		Rà soát, cập nhật Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí (VPI/CPSE)	Dự kiến ban hành cấp Tập đoàn sau khi rà soát, cập nhật Hướng dẫn.
		Xây dựng Hướng dẫn lập Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho các cơ sở, dự án dầu khí ngoài khơi (VPI/CPSE)	Dự kiến ban hành cấp Tập đoàn sau khi hoàn thành xây dựng Hướng dẫn.

Mã số	Lĩnh vực nghiên cứu	Đề tài/nhiệm vụ đã và đang triển khai	Kết quả đạt được/dự kiến đạt được
		Nghiên cứu xây dựng Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về nước thải công nghiệp cho Nhà máy nhiên liệu sinh học (VPI/CPSE)	Đã xây dựng Dự thảo Quy chuẩn trong đó đưa ra các thông số cần kiểm soát và giảm mức độ khắt khe so với QCVN 40:2011/BTNMT, phản ánh đúng bản chất nước thải từ các nhà máy nhiên liệu sinh học tại Việt Nam. Đang tiến hành trình Bộ Tài nguyên và Môi trường để xem xét, ban hành, dự kiến trong năm 2015.
D9	Đánh giá hiệu quả công tác an toàn sức khỏe môi trường qua quá trình xây dựng và triển khai hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường		
D10	Nghiên cứu, đề xuất giải pháp sử dụng hiệu quả năng lượng, nhiên liệu trong các hoạt động của Tập đoàn		
Khác		Xây dựng Bản đồ nhạy cảm môi trường và Kế hoạch Ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh ven biển: Đồng Nai; Quảng Nam; Quảng Ngãi và Thái Bình (VPI/CPSE)	Kết quả nghiên cứu là Bản đồ nhạy cảm môi trường (thể hiện các dạng tài nguyên ven biển có giá trị sinh thái cao cần được ưu tiên bảo vệ) và Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu đã được chuyển giao cho các địa phương sử dụng.

2. Đánh giá, kiến nghị

Nhìn chung, các đề tài/nhiệm vụ lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường đã được triển khai trong thời gian qua đều xuất phát từ nhu cầu thực tiễn, giải quyết các vấn đề đang đặt ra trong thực tế sản xuất kinh doanh. Các đề tài/nhiệm vụ mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho đơn vị nghiên cứu (chủ yếu là Viện Dầu khí Việt Nam) thực hiện đều nhằm giải quyết các vấn đề cấp thiết, từ khâu hoạch định chiến lược đến những giải pháp cụ thể trong quản lý điều hành [6].

Số lượng đề tài/nhiệm vụ phân bố không đồng đều ở các định hướng nghiên cứu đã được phê duyệt, tập trung nhiều nhất ở mảng kiện toàn hệ thống quản lý mềm an toàn sức khỏe môi trường. Sản phẩm của các đề tài/nhiệm vụ này đã được áp dụng vào thực tế dưới dạng các văn bản pháp lý cấp Tập đoàn hoặc cấp Bộ (Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công Thương). Số lượng đề tài và tỷ lệ áp dụng thực tiễn là mảng xây dựng Bản đồ nhạy cảm môi trường và Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho các tỉnh ven biển; số đề tài đã và đang được áp dụng vào thực tế là 14/25 đề tài (chiếm tỷ trọng 56%). Các đề tài còn lại có khả năng áp dụng thực tiễn, cần tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện (6/25 đề tài, chiếm 24%), các lĩnh vực khác có từ 1 - 5 đề tài/nhiệm vụ (chiếm tỷ trọng 20%) với khả năng áp dụng vào thực tiễn sản xuất kinh doanh còn hạn chế.

Do nhiều nguyên nhân khác nhau mà kết quả/ý nghĩa khoa học công nghệ cũng như khả năng ứng dụng vào

thực tế của các đề tài/nhiệm vụ thuộc lĩnh vực an toàn môi trường còn hạn chế.

Lĩnh vực D8 (Kiện toàn hệ thống quản lý mềm an toàn sức khỏe môi trường): Đơn vị chủ trì đã hoàn thành tốt công tác rà soát, cập nhật, xây dựng mới các Hướng dẫn, Quy chế. Cơ quan quản lý cấp Bộ, cấp Tập đoàn có trách nhiệm chính để các văn bản này được ban hành và áp dụng một cách rộng rãi.

Lĩnh vực D7 (xây dựng các tiêu chuẩn): Chuẩn sức khỏe, Tiêu chuẩn quản lý vệ sinh an toàn thực phẩm đã được nghiên cứu, xây dựng. Tuy nhiên, tính khả thi, mức độ phù hợp trong thực tế còn cần phải cân nhắc, xem xét trước khi đưa vào áp dụng.

Lĩnh vực D4 (lĩnh vực xử lý môi trường): Các đề tài mới chỉ dừng lại ở nghiên cứu lý thuyết học thuật, chưa có điều kiện thử nghiệm thực tế. Đề tài "Công nghệ điện hóa xử lý nước thải nhiễm dầu" chưa thành công do hướng nghiên cứu ban đầu chưa phù hợp. Đề tài "Phương án cải tiến tổng thể hệ thống xử lý nước thải Nhà máy nhiên liệu sinh học Dung Quất" do nguyên nhân khách quan từ phía Nhà máy (chế độ vận hành chưa ổn định) nên các thông số, số liệu thu thập được để đánh giá, phân tích, kiểm chứng chỉ mang tính tương đối, độ chính xác/tin cậy chưa cao.

Lĩnh vực D6: Các đề tài "Xây dựng cơ sở dữ liệu môi trường biển tại các khu vực có hoạt động dầu khí trên biển Việt Nam", "Nghiên cứu tích hợp mô hình lan truyền dầu vào bản đồ số 3D cho khu vực Khí-Điện-Đạm Cà Mau và tuyến sông kênh vận chuyển nguyên vật liệu chính cho



Hình 3. Nghiên cứu tích hợp mô hình lan truyền dầu vào bản đồ số 3D cho khu vực Khí - Điện - Đạm Cà Mau để phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu

cụm Khí-Điện-Đạm phục vụ việc ứng phó sự cố tràn dầu” cần có sự chỉ đạo sát sao hơn nữa của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - cơ quan đặt hàng về hướng hoàn thiện, phát triển tiếp theo để đưa sản phẩm nghiên cứu của đề tài vào phục vụ công tác quản lý an toàn sức khỏe môi trường.

Một số đề tài mang tính chất tư vấn, khuyến nghị nên mức độ sử dụng phụ thuộc cơ quan đặt hàng. Với đề tài “Kiểm kê lượng phát thải các loại khí gây hiệu ứng nhà kính của Tập đoàn năm 2010 - 2011, dự báo xu hướng phát thải và đề xuất các giải pháp giảm thiểu”, Tập đoàn xem xét giao cơ quan chủ trì (VPI/CPSE) thực hiện kiểm kê phát thải hàng năm và xây dựng lộ trình dài hạn về cắt giảm khí gây hiệu ứng nhà kính. Đề tài “Xây dựng thang chuẩn phân loại độ độc trong pha nước của các hóa chất dựa trên kết quả kiểm định với đối tượng ấu trùng *Artemia* sp.” có thể là cơ sở để Tập đoàn soát xét và ban hành lại “Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động ngoài khơi Việt Nam” (2005). Trong đó, bổ sung quy định sử dụng thang chuẩn Việt Nam thay thế cho thang OCNS (Anh) hiện đang được tạm thời sử dụng trong phân loại, đánh giá mức độ độc của hóa phẩm dầu khí.

Các đề tài về xây dựng Bản đồ nhạy cảm môi trường và Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu đều đạt chất lượng tốt. Sản phẩm của đề tài được các địa phương đánh giá cao, đã và đang được chuyển giao cho địa phương sử dụng. Đây là một hướng nghiên cứu mới, không nằm trong khuôn khổ Chương trình nghiên cứu khoa học 5 năm mà xuất phát từ nhu cầu cấp thiết của thực tiễn. Thành công này cho thấy vai trò quan trọng của sự chủ động, phối hợp

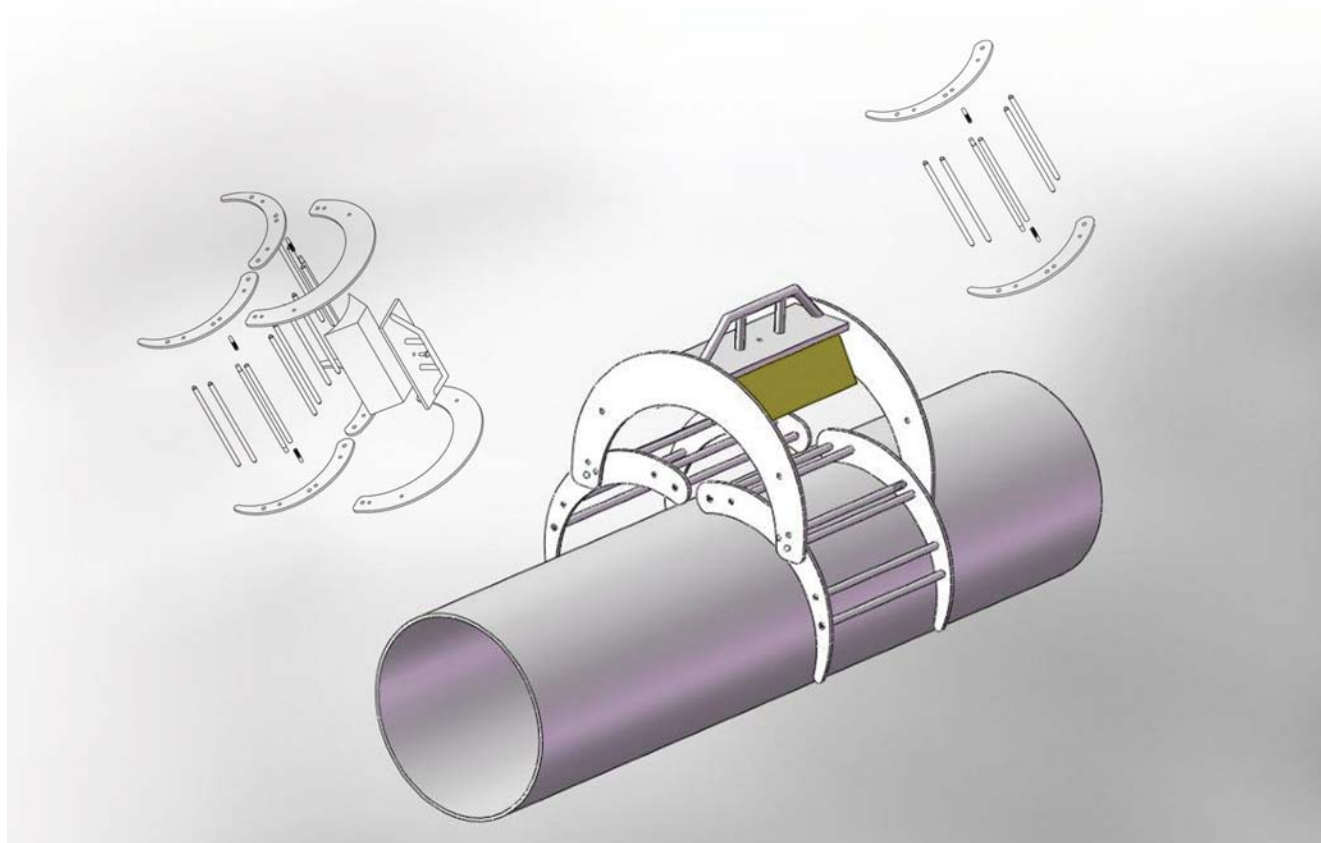
chặt chẽ giữa đơn vị chủ trì thực hiện đề tài (VPI/CPSE), đơn vị thụ hưởng (các địa phương) và cơ quan chủ quản (Tập đoàn Dầu khí Việt Nam).

3. Kết luận

Trong 3 năm qua, 5/10 định hướng nghiên cứu khoa học lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường không có đề tài được đăng ký thực hiện hoặc đăng ký nhưng không đủ điều kiện về tính cần thiết, cấp thiết, khả thi để được phê duyệt triển khai. Trong giai đoạn tiếp theo (2014 - 2015), các Ban chuyên môn Tập đoàn, các đơn vị cần xem xét nghiên cứu, đề xuất đề tài/nhiệm vụ cho các định hướng này bởi đây đều là các định hướng thiết thực, có ý nghĩa trong công tác quản lý, bảo vệ môi trường trong ngành dầu khí.

Để nâng cao hiệu quả công tác nghiên cứu khoa học trong lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường, các ban chuyên môn Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị cần tập trung vào các nghiên cứu mang tính ứng dụng. Cơ quan chủ trì đề tài cần phát huy tính chủ động, tích cực, phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - cơ quan đặt hàng để đề xuất cơ chế áp dụng kết quả nghiên cứu vào thực tiễn. Việc đề xuất, lựa chọn, triển khai các đề tài/nhiệm vụ cần bám sát hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn đồng thời phù hợp với mục tiêu dài hạn và bền vững của công tác quản lý, bảo vệ an toàn sức khỏe môi trường Ngành Dầu khí Việt Nam theo hướng hiện đại, phù hợp với sự phát triển kinh tế xã hội, tiến bộ khoa học kỹ thuật theo kịp các công ty dầu khí tiên tiến trong khu vực và trên thế giới.

Nghiên cứu, thiết kế, chế tạo “ranina clamp” phục vụ việc gắn cố định magnet maker trên đường ống biển



Clamp là thiết bị dùng để gắn chặt các magnet maker lên đường ống biển vào các vị trí đã được định sẵn. Một công ty nước ngoài đã chế tạo và lắp đặt nhiều mẫu clamp cho các dự án của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS). Tuy nhiên, các clamp và magnet maker này đều bị mất hoặc rơi ra khỏi đường ống chỉ một thời gian ngắn sau khi lắp đặt. Nguyên nhân chính là do kết cấu của clamp khi gắn vào đường ống biển còn tồn tại trên đó nhiều điểm, khi lưới đánh cá của ngư dân quét qua dễ mắc vào và kéo bật clamp cùng magnet maker ra khỏi đường ống.

Nhằm nâng cao thời gian sử dụng của clamp và magnet maker, tác giả Nguyễn Thanh Bá và các đồng nghiệp thuộc Công ty Dịch vụ khí PV GAS đã nghiên cứu, thiết kế, chế tạo và phát triển ranina clamp dựa trên nguyên lý hoạt động tương tự càng của loài cua sống ở vùng nước sâu - cua huỳnh đế. Loại clamp này có cơ cấu tự hãm, dễ lắp đặt bằng ROV và đặc biệt không bị bật ra khi gắn vào đường ống. Đồng thời, nhóm tác giả tính toán, thiết kế, chế tạo và lắp đặt các anod để bảo vệ ranina clamp chống lại quá trình ăn mòn điện hóa, đảm bảo cho bộ magnet maker - clamp có tuổi thọ trên 20 năm.

Trong quá trình sử dụng, ranina clamp đã đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đặt ra: không bị thất lạc dưới tác động của ngoại lực, không bị vướng vào lưới đánh cá; giảm thiểu thời gian lắp đặt, tiết kiệm được chi phí thuê tàu. Bộ magnet maker - clamp có thể được chế tạo bằng các vật liệu có sẵn trên thị trường, sử dụng lâu dài, tiết kiệm chi phí mua sắm, chế tạo và lắp đặt. Sáng kiến này đã được PV GAS áp dụng vào thực tế bằng việc chế tạo, lắp đặt 12 bộ magnet maker - clamp để định vị 3 điểm khuyết tật trên đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau, kết hợp với việc phóng thoi khảo sát đường ống biển. Theo tính toán, PV GAS đã tiết kiệm được trên 12 tỷ đồng trong lần đầu áp dụng sáng kiến.

Giải pháp “Nghiên cứu, thiết kế, chế tạo ranina clamp phục vụ việc gắn cố định magnet maker trên đường ống biển” được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, có thể áp dụng cho các tuyến đường ống trên biển tương tự như Bạch Hổ - Dinh Cố.

Nguyễn Thanh