

Dầu Khí



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

■ SỐ 3 - 2015

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Ảnh bìa: Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí khẳng định thương hiệu dịch vụ dầu khí. Ảnh: DMC

PETRO-VIETNAM	
HỘI NGHỊ THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2015: Thách thức, cơ hội và thành công	
Trong giai đoạn 2011 - 2014, công tác thẩm dò khai thác dầu khí được Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam triển khai tích cực cả ở trong và ngoài nước, có 21 phát hiện dầu khí mới, giá trị tổng trữ lượng dầu khí đạt 167,78 triệu tấn dầu quy đổi, tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt trên 104 triệu tấn... Trên cơ sở đó, Hội nghị triển khai công tác tìm kiếm, thẩm dò và khai thác dầu khí năm 2015 đã đề xuất các giải pháp để thực hiện thành công kế hoạch thẩm dò khai thác dầu khí năm 2015, giai đoạn 2011 - 2015, kế hoạch giai đoạn 2016 - 2020 và định hướng đến năm 2025, đảm bảo sự phát triển ổn định, bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.	
Khai thác trên 104 triệu tấn dầu quy đổi trong giai đoạn 2011 - 2014 Ngày 27/3/2015, tại Tp. Đà Nẵng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai công tác tìm kiếm, thẩm dò và khai thác dầu khí năm 2015 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thẩm dò, khai thác dầu khí năm 2014, giai đoạn 2011 - 2014, kế hoạch và các giải pháp thực hiện năm 2015 và các năm tiếp theo. Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tư pháp, Bộ Ngoại giao, Bộ Quốc phòng, Bộ Công an, Văn phòng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, cơ chủ tịch HĐQT Tập đoàn Nguyễn Xuân Sơn, Tổng giám đốc Tập đoàn Nguyễn Quốc Khánh cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc và hơn 200 đại biểu nguyên là lãnh đạo Tập đoàn và các đơn vị, lãnh đạo và chuyên viên các Ban chức năng của Tập đoàn, các đơn vị thành viên đang hoạt động trong lĩnh vực thẩm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam. Phát biểu khai mạc Hội nghị, Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh cho biết trong giai đoạn 2011 - 2014, công tác thẩm dò, khai thác dầu khí đã được triển khai tích cực, cả ở trong và ngoài nước với kết quả đã hoàn thành vượt mức kế hoạch Chính phủ giao về cả chỉ tiêu giá	tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí. Việc tăng cường áp dụng công nghệ mới đã làm tăng hiệu quả công tác thẩm dò và khai thác dầu khí, đặc biệt nâng cao vai trò quản lý, chỉ đạo và tăng cường chất lượng công tác giám sát từ bộ máy điều hành hướng các đơn vị, nhà thực tiễn bước nâng cao năng lực quản lý điều hành của Tập đoàn, giúp nâng cao hiệu quả hoạt động của các dự án ở trong và ngoài nước. Trên cơ sở đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Hội nghị tập trung trí tuệ, đề xuất các giải pháp mang tính đột phá để thực hiện thành công kế hoạch thẩm dò khai thác dầu khí năm 2015, giai đoạn 2011 - 2015, kế hoạch giai đoạn 2016 - 2020 và định hướng đến năm 2025, đảm bảo sự phát triển ổn định, bền vững của Tập đoàn, để cho khâu đầu tiếp tục có những đóng góp quan trọng và to lớn hơn nữa, xứng đáng là lĩnh vực cốt lõi của Ngành Dầu khí Việt Nam. Tại Hội nghị, Ban Tin Kiểm Thẩm dò Dầu khí và Ban khai thác Dầu khí đã tổng kết công tác tìm kiếm, thẩm dò, khai thác dầu khí năm 2014 và trong giai đoạn 2011 - 2014. Từ đó, Hội nghị phân tích, nhận định các khó khăn, thách thức, rút ra các bài học kinh nghiệm và thảo luận các giải pháp cụ thể nhằm thực hiện thành công kế hoạch giá tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm
104 triệu tấn dầu quy đổi trong giai đoạn 2011 - 2014	5

TỔNG QUAN	
BƯỚC PHÁT TRIỂN MỚI TRONG LĨNH VỰC CƠ KHÍ DẦU KHÍ	
Ngày 26/3/2015, tại Quảng Ngãi, Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) đã tổ chức Lễ khánh thành và bàn giao kho sửa chữa xuất dầu thô FSO PVN Đại Hùng Quesen và gian khai thác FPU Đại Hùng - 01. Đây là bước đi quan trọng giúp phân phát triển lĩnh vực cơ khí dầu khí nói riêng và ngành cơ khí Việt Nam nói chung. Theo Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, sự kiện này đánh dấu bước tiến mới trong công nghiệp cơ khí cũng như dịch vụ dầu khí, từng bước khẳng định năng lực trong việc đóng mới, sửa chữa các công trình nổi dầu hải kỹ thuật cao.	
FSO PVN Đại Hùng Quesen có chiều dài 260,7m, rộng 42m, cao 21,4m, trọng tải 105.000 tấn, tốc độ 14,5 hải lý/giờ. Gian khai thác FPU Đại Hùng - 01 có chiều dài 108,2m, rộng 67,36m, mớn nước tới 21,3m. Sau quá trình tích cực triển khai dự án đảm bảo chất lượng, an toàn, đúng tiến độ, DQS đã bàn giao FSO PVN Đại Hùng Quesen cho Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PV Trans) và bàn giao gian khai thác FPU Đại Hùng - 01 cho Công ty Điều hành Thẩm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP-POC). Hai công trình dầu khí quan trọng này sau khi được bàn giao cho các chủ đầu tư sẽ được đưa vào phục vụ hoạt động khai thác dầu khí tại mỏ Đại Hùng, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Việc DQS thực hiện thành công 2 dự án lớn nhất sự gần sát trực tiếp của cơ quan Đảng kiểm tra Ủy DQW-GU và Đảng kiểm Việt Nam (VPI) đã đánh dấu sự trưởng thành, sự phát triển nhanh chóng của tập thể cán bộ, kỹ sư, công nhân viên DQS trong lĩnh vực sửa chữa, hoàn chỉnh và đóng mới phương tiện nổi dầu khí. Đồng thời, đánh dấu thành công bước đầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong công tác tái cơ cấu mô hình hoạt động của DQS.	đồng của DQS kể từ khi tiếp nhận doanh nghiệp này từ Tập đoàn Công nghiệp Tàu thủy Việt Nam (Vinasin) ngày 1/7/2010. Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá sự kiện này đánh dấu bước tiến mới trong công nghiệp cơ khí cũng như dịch vụ dầu khí, góp phần giảm phụ thuộc vào nhập khẩu, đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia, thúc đẩy sự phát triển kinh tế của đất nước. Việc hoàn thành 2 công trình có ý nghĩa này đánh dấu giai đoạn vượt qua khó khăn nhất của DQS, từng bước khẳng định năng lực trong việc đóng mới, sửa chữa các công trình nổi dầu hải kỹ thuật cao trong giai đoạn tới. Phó Thủ tướng Chính phủ bổ sung rằng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã triển khai các biện pháp tháo gỡ khó khăn cho DQS. Trong thời gian tới, Tập đoàn cần tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cơ cấu mô hình hoạt động, cơ cấu tài chính... giúp DQS ổn định, tăng trưởng năng lực để trở thành doanh nghiệp sản xuất cơ khí có năng lực chất xám cao, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, góp phần hiện thực hóa chủ trương phát triển công nghiệp đóng tàu tại Việt Nam của Chính phủ, qua đó làm tốt các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.
10	10

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Đặc điểm tướng, môi trường trầm tích bể Tư Chính - Vũng Mây qua kết quả phân tích tài liệu địa chấn

22. Dự báo tướng thạch học và môi trường trầm tích cho đá chứa carbonate phía Nam bể Sông Hồng, Việt Nam

27. Phức hệ hóa thạch bào tử phấn hoa trong trầm tích rift lục địa hệ tầng Sông Ba



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

32. Kết quả nghiên cứu chế tạo, đánh giá và thử nghiệm hệ vi nhũ tương acid cho xử lý vùng cận đáy giếng vỉa cát kết

40. Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các hóa chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng của dầu thô Việt Nam



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

51. Nghiên cứu tương tác của lực thủy động của sóng lên bể chứa nổi và tàu chở khí hóa lỏng trong trạng thái khai thác cập mạn



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

61. Nghiên cứu khả năng đầu tư nhà máy sản xuất ethyl acetate từ ethanol



THAM DÕ - KHAI THÁC DẦU KHÍ	
ĐẶC ĐIỂM TƯỢNG, MÔI TRƯỜNG TRẮM TÍCH BỂ TU CHÍNH - VÙNG MÂY QUA KẾT QUẢ PHÂN TÍCH TÀI LIỆU ĐỊA CHẤN	
TS. Lê Đức Công*, GS.TSKH. Mai Thanh Tân* PGS.TS. Nguyễn Trung Tin*, KS. Văn Thị Thuần* *Tổng công ty Thăm dò và Khai thác dầu khí *Đại học Mở - Hà Nội *Mở khoa một số địa điểm Việt Nam Email: congd@petco.com.vn	
Tóm tắt	
Bể trầm tích Tu Chính - Vùng Mây có đặc điểm địa chất phức tạp, hoạt động kiến tạo và môi trường ảnh hưởng đến các quá trình lắng đọng trầm tích. Qua việc phân tích, minh giải địa chấn đã tổng hợp được các đặc điểm địa tầng phân tích, kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả cho phép xây dựng sơ đồ phân bố, đặc điểm tướng và môi trường trầm tích Oligocene, Miocene dưới, Miocene giữa và Miocene trên, có đối sánh với kết quả phân tích tài liệu địa chất giếng khoan A. Kết quả nghiên cứu là tiền đề cho các nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí bể Tu Chính - Vùng Mây. Từ khóa: Địa chấn địa tầng, tướng địa chấn, tướng trầm tích, môi trường trầm tích, bể Tu Chính - Vùng Mây.	
1. Mở đầu	Bể Tu Chính - Vùng Mây là một trong những bể trầm tích nước sâu của Việt Nam, với diện tích khoảng 90.000km². Công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại khu vực Tu Chính - Vùng Mây được bắt đầu từ những năm 70 của thế kỷ XX với một số địa điểm thăm dò nghiên cứu về đặc điểm địa chất và tiềm năng dầu khí. Tuy nhiên, do khối lượng khảo sát địa chấn tại bể Tu Chính - Vùng Mây còn hạn chế, nên các vấn đề liên quan đến lịch sử phát triển địa chất, đặc điểm trầm tích, môi trường thành tạo, hệ thống dầu khí chưa được nghiên cứu đầy đủ, các vấn đề về phân bố và đặc điểm của địa tầng, địa chất, địa chấn, phân bố bẫy của bể vẫn chưa được làm sáng tỏ. Do khu vực nghiên cứu chỉ có một giếng khoan A và chủ yếu phải sử dụng tài liệu địa chấn 2D nên việc phân chia địa tầng không chỉ dựa vào các kết quả về thạch địa tầng và hình thái tầng của giếng khoan này mà phải đối sánh và sử dụng những kết quả nghiên cứu địa tầng tại khu vực thuộc phía Đông - Đông Bắc của bể Nam Côn Sơn và các vùng lân cận (1, 5, 6, 9, 11 - 15). Để nghiên cứu tướng địa và môi trường trầm tích, nhóm tác giả đã phân tích các đặc điểm tướng địa chấn, liên kết với kết quả phân tích giếng khoan trong các trầm tích Oligocene, Miocene dưới, Miocene giữa, Miocene trên phục vụ cho việc nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí (Hình 1). Các mặt cắt tướng và môi trường trầm tích đặc trưng được xây dựng nhằm xác định thành phần vật chất, tính chất trầm tích, môi trường thành tạo, thời gian thành tạo cho các giai đoạn khác nhau. Kết quả đạt được trên cơ sở
14	14



DẦU KHÍ THẾ GIỚI

67. Điều kiện và các yếu tố ảnh hưởng đến sự hình thành, phân bố hydrate khí trong tự nhiên

FOCUS

Petrovietnam focuses on building its development strategy until 2015 and vision to 2035	4
2015 Oil and Gas Exploration and Production Conference: Challenges, opportunities and achievements	5
New development in petroleum mechanical engineering	10
DMC asserts its oil and gas service trademark	12

SCIENTIFIC RESEARCH

Characteristics of facies and depositional environment of Tu Chinh - Vung May basin by the results of seismic data analysis	14
Rock typing and depositional environment prediction for carbonate reservoir in the south of Song Hong basin, Vietnam	22
Palynomorph assemblages in the Song Ba continental rift sediments	27
Research on preparation and evaluation of acid microemulsion system for near-well bore treatment in sandstone formation	32
Research on oil dispersant preparation from synthetic surfactants suitable for Vietnamese crude oil	40
Study of the hydrodynamic interaction of wave loads on the floating facility and the liquefied natural gas carrier during side-by-side offloading operation	51
Study on the feasibility of an ethyl acetate plant from ethanol	61

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

Conditions and other factors affecting gas hydrate generation and distribution in nature..	67
--	----

NEWS

Petrovietnam expands co-operation with Kuwait	75
Successful load-out of Thai Binh Production Platform's jacket	75
Petrovietnam strengthens co-operation with US companies	76
Petrovietnam inspects implementation progress of Block 433a and Block 416b Project in Algeria	77
PVEP and ENI sign PSC contract for Blocks MD-2 and MD-4	78
Fabrication of Tho Trang wellhead platform's jacket launched	79
India organises summit on energy security	80
Drilling rig count continues to fall in the US	81
OPEC leaves production quota unchanged	81



Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

XÂY DỰNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN ĐẾN NĂM 2025, ĐỊNH HƯỚNG ĐẾN NĂM 2035

Ngày 11/3/2015, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Bộ Công Thương đã tổ chức Hội thảo tổng kết 10 năm thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025; xây dựng Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035.



Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí là cốt lõi. Ảnh: CTV

Theo ông Đặng Huy Cường - Tổng cục trưởng Tổng cục Năng lượng, Bộ Công Thương, sau hơn 10 năm thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 theo Kết luận số 41-KL/TW ngày 19/1/2006 của Bộ Chính trị, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có bước phát triển vượt bậc về quy mô, chiều rộng và chiều sâu, đã xây dựng được Ngành Dầu khí Việt Nam hoàn chỉnh, đồng bộ từ khâu tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí đến chế biến, vận chuyển, tàng trữ, phân phối các sản phẩm dầu khí; đã hình thành đội ngũ cán bộ chuyên gia trong tất cả các khâu của ngành công nghiệp dầu khí; thực sự trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật hàng đầu của Việt Nam, đóng góp to lớn vào sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực, bảo vệ chủ quyền Quốc gia. Bên cạnh những kết quả đạt được còn có một số mục tiêu chưa đạt được do xuất hiện các khó khăn, thách thức từ môi trường kinh tế - xã hội của đất nước, ảnh hưởng của cuộc khủng hoảng kinh tế toàn cầu, tình hình phức tạp trên biển Đông, giá dầu suy giảm mạnh... đã ảnh hưởng mạnh đến việc thực hiện các mục tiêu chiến lược của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Thực hiện Thông báo số 148-TB/TW ngày 28/11/2013 của Bộ Chính trị, chỉ đạo của Ban cán sự Đảng Chính phủ và Thủ tướng Chính phủ, Bộ Công Thương đã phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng Dự thảo “Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035”. Hội thảo đã tổng kết thực hiện Chiến lược phát triển trong 10 năm qua, làm rõ những kết quả đã đạt được và những

khó khăn cần vượt qua để định hướng phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam phù hợp với tình hình mới. Các đại biểu đã tập trung thảo luận, trao đổi, góp ý hoàn thiện Dự thảo trình Ban cán sự Đảng Chính phủ xem xét trình Bộ Chính trị.

Trên cơ sở dự báo tiềm năng dầu khí Việt Nam và cung - cầu các sản phẩm chủ yếu, Dự thảo do Bộ Công Thương trình bày đã nêu rõ quan điểm phát triển, mục tiêu phát triển, định hướng phát triển các lĩnh vực cụ thể, giải pháp thực hiện thành công Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035.

Dự thảo Chiến lược xác định mục tiêu tổng quát là phát triển Ngành Dầu khí trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, then chốt, hoàn chỉnh, bao gồm tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối, dịch vụ và xuất nhập khẩu. Xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam năng động, có tiềm lực tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, chủ động hội nhập quốc tế. Tập trung ưu tiên 5 lĩnh vực chính: tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện; chế biến dầu khí; dịch vụ dầu khí chất lượng cao; trong đó lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí là cốt lõi. Chủ động, phát huy nội lực là chính, đẩy mạnh đầu tư, tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong nước, nhất là vùng nước sâu, xa bờ gắn với tăng cường tiềm lực an ninh, quốc phòng, giữ vững chủ quyền quốc gia trên biển. Xây dựng lộ trình/kế hoạch nhập khẩu nguồn năng lượng sơ cấp (dầu thô, LNG...) phục vụ phát triển đất nước.

Ngọc Linh

HỘI NGHỊ THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2015:

Thách thức, cơ hội và thành công

Trong giai đoạn 2011 - 2014, công tác thăm dò, khai thác dầu khí được Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam triển khai tích cực cả ở trong và ngoài nước, có 21 phát hiện dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 167,78 triệu tấn dầu quy đổi, tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt trên 104 triệu tấn... Trên cơ sở đó, Hội nghị triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí năm 2015 đã đề xuất các giải pháp để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác dầu khí năm 2015, giai đoạn 2011 - 2015, kế hoạch giai đoạn 2016 - 2020 và định hướng đến năm 2025, đảm bảo sự phát triển ổn định, bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

Khai thác trên 104 triệu tấn dầu quy đổi trong giai đoạn 2011 - 2014

Ngày 27/3/2015, tại Tp. Đà Nẵng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí năm 2015 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí năm 2014, giai đoạn 2011 - 2014; kế hoạch và các giải pháp thực hiện năm 2015 và các năm tiếp theo. Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tư pháp, Bộ Ngoại giao, Bộ Quốc phòng, Bộ Công an. Về phía Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, có Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Nguyễn Xuân Sơn, Tổng giám đốc Tập đoàn Nguyễn Quốc Khánh cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc và hơn 200 đại biểu nguyên là lãnh đạo Tập đoàn và các đơn vị, lãnh đạo và chuyên viên các Ban chức năng của Tập đoàn, các đơn vị thành viên đang hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam.

Phát biểu khai mạc Hội nghị, Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh cho biết trong giai đoạn 2011 - 2014, công tác thăm dò, khai thác dầu khí đã được triển khai tích cực, cả ở trong và ngoài nước với kết quả đã hoàn thành vượt mức kế hoạch Chính phủ giao về các chỉ tiêu gia

tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí. Việc tăng cường áp dụng công nghệ mới đã làm tăng hiệu quả công tác thăm dò và khai thác dầu khí, đặc biệt nâng cao vai trò quản lý, chỉ đạo và tăng cường chất lượng công tác giám sát từ bộ máy điều hành xuống các đơn vị, nhà thầu; từng bước nâng cao năng lực quản lý điều hành của Tập đoàn, giúp nâng cao hiệu quả hoạt động của các dự án ở trong và ngoài nước. Trên cơ sở đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Hội nghị tập trung trí tuệ, đề xuất các giải pháp mang tính đột phá để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác dầu khí năm 2015, giai đoạn 2011 - 2015, kế hoạch giai đoạn 2016 - 2020 và định hướng đến năm 2025, đảm bảo sự phát triển ổn định, bền vững của Tập đoàn, để cho khâu đầu tiếp tục có những đóng góp quan trọng và to lớn hơn nữa, xứng đáng là lĩnh vực cốt lõi của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Tại Hội nghị, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí và Ban Khai thác Dầu khí đã tổng kết công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí năm 2014 và trong giai đoạn 2011 - 2014. Từ đó, Hội nghị phân tích, nhận dạng các khó khăn, thách thức, rút ra các bài học kinh nghiệm và thảo luận các giải pháp cụ thể nhằm thực hiện thành công kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm



Mỏ Thang Long được đưa vào khai thác ngày 6/6/2014. Ảnh: PVEP

2015 và định hướng mục tiêu, nhiệm vụ cho các giai đoạn tiếp theo. Hội nghị đã thảo luận về các giải pháp thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”; công tác thăm dò, phát triển mỏ và khai thác của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trong năm 2015 với ảnh hưởng của giá dầu biến động. Hội nghị đã nghe báo cáo về kết quả thực hiện đề án khảo sát cơ bản An Châu giai đoạn I và các nghiên cứu dầu khí phi truyền thống, khí sét, khí than Miền vông Hà Nội (PVEP); cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí các khu vực nước sâu trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam; tình hình áp dụng công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu (PVEP); cơ chế chính sách cho việc phát triển mỏ cận biên ở Việt Nam do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu, đề xuất.

Trong giai đoạn 2011 - 2014, công tác thăm dò, khai thác dầu khí hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch Chính phủ giao. Cụ thể, Tập đoàn đã có 21 phát hiện dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 167,78 triệu tấn dầu quy đổi (gia tăng trữ lượng trong nước chiếm 90%); tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt trên 104 triệu tấn

dầu quy đổi... Đồng thời, Tập đoàn đã hoàn thành dự án thu nổ địa chấn 2D PVN12; hoàn thành Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”; triển khai các dự án đánh giá dầu khí phi truyền thống; kết thúc giai đoạn I Đề án điều tra cơ bản trũng An Châu...

Tính riêng năm 2014, Tập đoàn có 9 phát hiện dầu khí mới, đưa 8 mỏ/công trình mới vào khai thác, gia tăng trữ lượng đạt trên 48 triệu tấn dầu quy đổi, vượt 37,5% kế hoạch; sản lượng khai thác dầu khí đạt 27,6 triệu tấn dầu quy đổi (17,39 triệu tấn dầu và 10,21 tỷ m³ khí), vượt 7,3% kế hoạch. Các phát hiện dầu khí mới trong năm 2014 được phát hiện ở khu vực/bể truyền thống, cũng như ở khu vực nước sâu, xa bờ. Trong đó, các phát hiện khí chiếm tỷ trọng lớn; các phát hiện dầu chủ yếu có gia tăng trữ lượng nhỏ, thường có đặc điểm địa chất, tính chất vỉa chứa phức tạp. Các giếng khoan tận thăm dò ở các mỏ hoặc khu vực lân cận các mỏ đang khai thác có tỷ lệ thành công khá cao, góp phần quan trọng vào tổng gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí.

Thách thức gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác

Trong năm 2015, Tập đoàn đặt mục tiêu ký 3 - 5 hợp đồng dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí 35 - 40 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 26,6 triệu tấn dầu quy đổi (16,8 triệu tấn dầu và 9,8 tỷ m³ khí). Dự kiến, Tập đoàn sẽ đưa 5 mỏ/công trình mới vào khai thác gồm: Bir Seba (Lô 433a & 416b Algeria), Thái Bình (Lô 102&106), Tê Giác Trắng H5 (Lô 16-1), Thổ Trắng ThTC-2 (Lô 09-1), Giàn DH-01 thu gom khí (Lô 05-1a). Để hoàn thành kế hoạch tổng sản lượng khai thác 135 - 143 triệu tấn dầu quy đổi trong giai đoạn 2011 - 2015 và các năm tiếp theo, Tập đoàn đang đối diện với nhiều thách thức do các mỏ đang khai thác chủ đạo đều trong giai đoạn suy giảm nhanh, một số mỏ mới đưa vào khai thác trong giai đoạn gần đây đều là các mỏ nhỏ, các đề án khí triển khai chậm hơn so với kế hoạch...

Hội nghị cho rằng, công tác thăm dò, khai thác dầu khí đang đối diện với không ít thách thức khi tiềm năng dầu khí của Việt Nam là hạn chế; điều kiện triển khai các dự án dầu khí ngày càng khó khăn, nhất là tại các mỏ nhỏ, cận biên, khu vực nước sâu... Ở trong nước, cấu trúc địa chất phức tạp, các cấu tạo là đối tượng tìm kiếm thăm dò tại các bể ngày càng nhỏ và tiềm ẩn nhiều rủi ro. Sản lượng khai thác dầu khí tại các mỏ lớn tiếp tục suy giảm nhanh, khó dự báo chính xác; tình hình biển Đông và diễn biến thời tiết phức tạp, ảnh hưởng đến tiến độ đưa các mỏ mới vào khai thác và triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí nói chung. Đối tượng móng đã khai thác ở giai đoạn cuối, tốc độ suy giảm nhanh và chưa có giải pháp hữu hiệu để tối ưu chế độ khai thác; công tác phát triển, đưa các mỏ khí mới vào khai thác thường bị chậm tiến độ. Trong khi đó, các dự án đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở nước ngoài chưa đạt như kỳ vọng, số lượng dự án cũng như giếng khoan thăm dò/thăm lượng ở các dự án thấp hơn nhiều so với kế hoạch/chiến lược.

Để hoàn thành mục tiêu gia tăng trữ lượng năm 2015, Hội nghị cho rằng cần tích cực đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò ở trong và ngoài nước. Tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò ở cả các bể/khu vực nước sâu, xa bờ, song song với các khu vực thăm dò khai thác truyền thống; cần xem xét áp dụng các công nghệ kỹ thuật mới tiên tiến phù hợp, kết hợp với công tác thăm dò khai thác các cụm cấu tạo nhằm đạt hiệu quả cao với chi phí hợp lý. Đối với các bể/khu vực truyền thống, nơi có hạ tầng cơ sở đầy đủ cần tiếp tục đẩy mạnh công tác tận thăm dò nhằm đưa nhanh vào phát triển khai thác khi có phát hiện. Tuy nhiên, cần nghiên cứu, đánh giá chi tiết trước khi khoan, có thể tiến hành các khảo sát địa chấn mới phù hợp với mục tiêu. Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí đề xuất, cần tập trung cho công tác lập kế hoạch và chuẩn bị để có thể tiến hành

Ông Nguyễn Quốc Khánh - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam:

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

Với vai trò là lĩnh vực cốt lõi, ngoài ý nghĩa đóng góp để hoàn thành các mục tiêu chiến lược của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói riêng và cho đất nước nói chung, các hoạt động thăm dò khai thác hiện nay còn có ý nghĩa chính trị hết sức quan trọng trong việc bảo vệ chủ quyền trên khu vực Biển Đông. Nhằm đạt được những mục tiêu đó, công tác thăm dò khai thác dầu khí cần được tiếp tục đẩy mạnh hơn nữa với những đột phá về tư duy và chuyên nghiệp trong tổ chức thực hiện để hoàn thành kế hoạch 2015, kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, tạo tiền đề vững chắc để xây dựng và triển khai kế hoạch giai đoạn sắp tới 2016 - 2020 và tầm nhìn đến năm 2035.

Đánh giá một cách khách quan kết quả đạt được trong năm 2014, giai đoạn 2011 - 2014 với những thành công và tồn tại, đề xuất các giải pháp để hoàn thành kế hoạch thăm dò khai thác năm 2015. Từ những nhìn nhận, đánh giá khách quan đó để xuất kế hoạch thăm dò khai thác cụ thể cho giai đoạn tiếp theo ở trong và ngoài nước.

Đối với thăm dò khai thác ở trong nước, tiếp tục có các biện pháp chủ động tiết giảm và tối ưu chi phí, bên cạnh đó cần chủ động nghiên cứu áp dụng các công nghệ thăm dò khai thác dầu khí tiên tiến trên thế giới để góp phần: gia tăng trữ lượng dầu khí đối với khu vực truyền thống, tiếp tục tăng cường mở rộng hoạt động thăm dò khai thác ra vùng nước sâu, xa bờ và các khu vực mới; đẩy mạnh nghiên cứu áp dụng công nghệ gia tăng thu hồi dầu khí, tối ưu sản lượng khai thác các mỏ dầu khí hiện có; tìm các giải pháp công nghệ và kinh tế phù hợp để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên.

Ở nước ngoài, cần tập trung vào các dự án trọng điểm, các dự án hiện có để sớm đưa các mỏ và phát hiện vào phát triển, khai thác; đồng thời không ngừng tăng cường nâng cao chất lượng công tác tìm kiếm, đánh giá các cơ hội đầu tư, mở rộng hoạt động của Tập đoàn.

thi công an toàn và hiệu quả các giếng khoan thăm dò chắc chắn trong kế hoạch năm 2015, đặc biệt là các giếng khoan có khả năng đóng góp gia tăng trữ lượng lớn. Đồng thời, nâng cao hiệu quả công tác khoan, xem xét tối ưu cho từng giếng khoan/chiến dịch khoan trong từng khâu: lập kế hoạch địa chất giếng khoan, chương trình khoan, công tác chuẩn bị vật tư thiết bị dịch vụ, chất lượng dịch vụ, con người/quản lý điều hành... Từ thực tế khả năng gia tăng trữ lượng dầu khí trong nước ngày càng thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần tiếp tục kiên trì đẩy mạnh công tác đầu tư ra nước ngoài với các hình thức và giải pháp hiệu quả. Để đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng trong giai đoạn tiếp theo, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí cho rằng, cần đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò và tận thăm dò ở các khu vực trọng tâm gia tăng trữ lượng: Bể Cửu Long



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh chủ trì Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

(phát hiện nhỏ nhưng hệ số thành công cao và có thể sớm đưa vào khai thác để duy trì kế hoạch sản lượng dầu), phía Đông bể Nam Côn Sơn và phía Bắc bể Sông Hồng (kỳ vọng có các phát hiện trung bình và lớn), tiếp tục đẩy mạnh công tác thăm dò thăm lượng ở bể Tư Chính - Vũng Mây, có chính sách khuyến khích đặc biệt đối với các lô tiềm năng dầu khí thấp, điều kiện thi công đặc biệt phức tạp.

Về các giải pháp đảm bảo sản lượng khai thác, Ban Khai thác Dầu khí cho rằng cần tối ưu hóa chi phí hoạt động khai thác, phát triển mỏ... để giảm thiểu các ảnh hưởng của giá dầu thấp tới sản lượng khai thác năm 2015; giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, thường xuyên cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác, tối ưu hóa chế độ khai thác/bơm ép, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ. Đồng thời, tiếp tục tối ưu công tác vận hành, bố trí hợp lý lịch khoan, lịch bảo dưỡng, sửa chữa các thiết bị khai thác để nâng cao thời gian hoạt động của toàn hệ thống; giám sát chặt chẽ nhằm đưa các mỏ/công trình vào đúng tiến độ, có phương án dự phòng cho các dự án phát triển mỏ... Để đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí trong giai đoạn 2016 - 2020, Ban Khai thác Dầu khí đề xuất giải pháp đẩy nhanh tiến độ phát triển các mỏ đang có, đặc biệt cần tăng cường thăm dò, thăm lượng, mua mỏ để có nguồn trữ lượng/sản lượng bổ sung; tăng cường công tác nghiên cứu/triển khai áp dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (IOR, EOR); có cơ chế chính sách khuyến khích áp dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, phát triển các mỏ cận biên.

Trên cơ sở phân tích động thái khai thác và cơ cấu sản lượng các mỏ, Vietsovpetro cho biết năm 2015 sẽ khoan 37 giếng khoan khai thác/thăm dò/cắt thân, sửa chữa lớn 49 giếng. Vietsovpetro cho biết sẽ tiếp tục nghiên cứu các vấn đề về khoan, địa chất, khai thác để tăng cường hiệu quả việc áp dụng các giải pháp địa chất - kỹ thuật nhằm gia tăng sản lượng khai thác (khoan giếng mới, chuyển tầng, bắn vỉa, ngăn cách nước, xử lý acid, tối ưu hóa bơm ép khí (gaslift), chọn lọc phương pháp tăng cường dòng...).

Đại diện PVEP cho biết ngay từ đầu năm 2015 đã rà soát kế hoạch tìm kiếm, thăm dò dầu khí năm 2015 phù hợp với bối cảnh giá dầu suy giảm; đồng thời yêu cầu các đơn vị liên quan rà soát các hạng mục công việc và chi phí đảm bảo hiệu quả, tối ưu dòng tiền phù hợp với từng loại hình dự án thăm dò/phát triển/khai thác. PVEP tối ưu mục tiêu gia tăng trữ lượng và cân đối chi phí đầu tư, rà soát/phân loại dự án làm cơ sở xem xét tiến độ đầu tư; quản lý, giám sát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ có dòng dầu thương mại đầu tiên trong năm 2015 theo kế hoạch nhưng không phát sinh chi phí; hợp lý hóa tiến độ và công việc để đưa các mỏ vào khai thác tại thời điểm thích hợp; rà soát tổng thể và chi tiết nhu cầu đầu tư của từng dự án nhằm cắt giảm, giãn tiến độ hoạt động một số dự án và tiết kiệm chi phí đầu tư 20 - 30% tổng đầu tư của Tổng công ty năm 2015; các đơn vị/dự án cần tiết giảm chi phí vận hành (từ 10 - 20%), chi phí đầu tư (khoan giảm 10 - 20%, EPCI giảm 5 - 10%).

Tập trung nguồn lực để phát triển lĩnh vực cốt lõi

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đánh giá cao kết quả thực hiện công tác tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí trong thời gian qua và 3 tháng đầu năm 2015. Trong điều kiện giá dầu suy giảm, các công ty dầu khí thế giới cắt giảm đầu tư, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu phải hành động quyết liệt hơn, biến thách thức thành cơ hội để đẩy mạnh hơn nữa công tác thăm dò, khai thác dầu khí trong giai đoạn tới.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn khẳng định, ngoài nhiệm vụ sản xuất kinh doanh, Tập đoàn đang thực hiện nhiệm vụ chính trị, góp phần khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển. Trong điều kiện hết sức khó khăn, Tập đoàn kiên quyết không cắt bỏ dự án nào, thực hiện thành công công tác tìm kiếm, thăm dò theo kế hoạch Chính phủ giao. Song song với việc triển khai chương trình tìm kiếm, thăm dò dài hạn, cần thực hiện tận thăm dò để đưa vào kết nối khai thác ngay. Vấn đề đặt ra là phải có quyết tâm mạnh mẽ, tập trung trí tuệ, dám vươn xa để thực hiện nhiệm vụ, để công tác tìm kiếm thăm dò đạt hiệu quả nhất, tối ưu nhất. Thông qua đó, các đơn vị cần xây dựng lại kế hoạch ngân sách, cơ cấu lại hệ thống quản trị một cách khoa học, có cơ chế tạo động lực cho đội ngũ làm công tác E&P...

Kết luận Hội nghị, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh khẳng định công tác tìm kiếm thăm dò giai đoạn 2011 - 2014 đã được triển khai mạnh mẽ trên toàn bộ vùng biển và thềm lục địa Việt Nam, kể cả vùng nước sâu, xa bờ và đạt được các kết quả quan trọng. Để thực hiện các mục tiêu đã đề ra, Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh yêu cầu phải tập trung trí tuệ trong nghiên cứu, tổng hợp, đánh giá và lựa chọn cấu tạo, xây dựng phương án các giếng khoan; kiểm soát chặt chẽ tiến độ hoạt động khảo sát địa chấn và khoan thăm dò/thăm lượng; đảm bảo hoàn thành khối lượng khoan thăm dò/thăm lượng năm 2015; có kế hoạch giếng khoan dự phòng, đặc biệt khu vực Bắc bể Sông Hồng, bể Cửu Long, mỏ Đại Hùng và các vùng lân cận, bể Nam Côn Sơn. Tập trung nguồn lực trong giám sát, phân tích nhận định, đánh giá kết quả giếng khoan để có quyết định phù hợp và kịp thời; đẩy mạnh công tác nghiên cứu có trọng tâm, hợp tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò, đặc biệt là xác định đối tượng, vị trí tối ưu các giếng khoan thăm dò/thăm lượng; tiếp tục nghiên cứu đối tượng mới, đối tượng phi truyền thống. Áp dụng các công nghệ mới, đặc biệt là công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn mới nhằm nâng cao chất lượng và độ phân giải của tài liệu địa chấn 3D phục vụ tìm kiếm thăm dò, phát triển các mỏ nhỏ và

các bẫy phi cấu tạo, tận thăm dò khai thác. Tiếp tục áp dụng công nghệ khoan và hoàn thiện tiên tiến vừa đảm bảo an toàn cho thi công vừa tiết kiệm thời gian và chi phí khoan; phối hợp chặt chẽ với các Bộ/Ngành liên quan để đảm bảo hoạt động dầu khí được an toàn, thuận lợi.

Từ thực tế khả năng gia tăng trữ lượng dầu khí trong nước ngày càng khó khăn và thách thức, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu song song với công tác thăm dò, khai thác các vùng/bể truyền thống cần tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò ở các bể/khu vực nước sâu, xa bờ. Các hoạt động thăm dò cần linh hoạt nhằm khẳng định tiềm năng dầu khí và chủ quyền biển đảo. Tiếp tục kiên trì, đẩy mạnh công tác đầu tư thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài, đặc biệt công tác đánh giá dự án, không ngừng nâng cao trình độ và kinh nghiệm của đội ngũ đánh giá dự án, xem xét phương án thuê chuyên gia nước ngoài...

Đối với công tác phát triển mỏ và khai thác, Tập đoàn sẽ tiếp tục làm việc trực tiếp với nhà thầu/đơn vị để tối ưu công tác vận hành khai thác và phát triển mỏ nhằm tiết giảm chi phí nhưng vẫn đảm bảo mục tiêu hoàn thành kế hoạch khai thác năm 2015. Tăng cường công tác kiểm tra, giám sát, chỉ đạo và tháo gỡ khó khăn vướng mắc đối với các dự án/công trình sẽ đưa vào khai thác trong năm 2015. Giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác thường xuyên nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác/bơm ép, kiểm chế tốc độ ngập nước, tối ưu các mỏ đặc biệt là các đối tượng móng nứt nẻ; kiểm soát và tối ưu chế độ khai thác để giảm tỷ số khí/dầu tại các mỏ có tỷ số khí/dầu cao. Cân đối vốn cho các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trong bối cảnh giá dầu giảm, chú trọng đánh giá hiệu quả kinh tế tài chính các dự án, có cơ chế tài chính cho các hoạt động. Tập trung các nguồn lực, đặc biệt nguồn lực con người, tạo thành sức mạnh tổng hợp cho công tác thăm dò, khai thác dầu khí, cũng như đầu tư ra nước ngoài; đúc kết kinh nghiệm nâng cao hiệu quả tìm kiếm thăm dò, xác định trữ lượng tiềm năng hiệu quả, xác định trữ lượng ưu tiên phục vụ cho công tác phát triển khai thác tiếp theo. Có giải pháp công nghệ nhằm nâng cao hiệu quả thu hồi dầu (IOR, EOR), có cơ chế khuyến khích cho các nhà thầu trong và ngoài nước thực hiện tăng cường thu hồi dầu; đẩy mạnh các giải pháp quản trị, công nghệ khai thác các mỏ biên.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự kiến sẽ gia tăng trữ lượng 33 - 40 triệu tấn dầu quy đổi/năm (trong nước 25 - 30 triệu tấn/năm, ngoài nước 8 - 10 triệu tấn/năm); sản lượng khai thác 24 - 34 triệu tấn dầu quy đổi/năm trong giai đoạn 2016 - 2020, tạo tiền đề để phát triển bền vững trong giai đoạn tiếp theo.

Việt Hà

BƯỚC PHÁT TRIỂN MỚI TRONG LĨNH VỰC CƠ KHÍ DẦU KHÍ

Ngày 26/3/2015, tại Quảng Ngãi, Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) đã tổ chức Lễ khánh thành và bàn giao kho nổi chứa xuất dầu thô FSO PVN Đại Hùng Queen và giàn khai thác FPU Đại Hùng - 01. Đây là bước đi quan trọng góp phần phát triển lĩnh vực cơ khí dầu khí nói riêng và ngành cơ khí Việt Nam nói chung. Theo Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, sự kiện này đánh dấu bước tiến mới trong công nghiệp cơ khí cũng như dịch vụ dầu khí, từng bước khẳng định năng lực trong việc đóng mới, sửa chữa các công trình nổi đòi hỏi kỹ thuật cao.



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh kiểm tra, đánh giá chất lượng dự án. Ảnh: TTXVN

FSO PVN Đại Hùng Queen được DQS hoán cải từ tàu chở dầu thô 105.000 tấn (đóng mới tại Nhà máy Đóng tàu Dung Quất) có chiều dài 260,7m, rộng 42m, cao 21,4m, trọng tải 105.000 tấn, tốc độ đạt 14,5 hải lý/giờ. Giàn khai thác FPU Đại Hùng - 01 do DQS bảo dưỡng, sửa chữa có chiều dài 108,2m, rộng 67,36m, mớn nước tối đa 21,3m. Sau quá trình tích cực triển khai dự án đảm bảo chất lượng, an toàn, đúng tiến độ, DQS đã bàn giao FSO PVN Đại Hùng Queen cho Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PV Trans) và bàn giao giàn khai thác FPU Đại Hùng - 01 cho Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP-POC). Hai công trình dầu khí quan trọng này sau khi được bàn giao cho các chủ đầu tư sẽ được đưa vào phục vụ hoạt động khai thác dầu khí tại mỏ Đại Hùng, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia.

Việc DQS thực hiện thành công 2 dự án lớn dưới sự giám sát trực tiếp của cơ quan Đăng kiểm Na Uy (DNV-GL) và Đăng kiểm Việt Nam (VR) đã đánh dấu sự trưởng thành, sự phát triển nhanh chóng của tập thể cán bộ, kỹ sư, công nhân viên DQS trong lĩnh vực sửa chữa, hoán cải và đóng mới phương tiện nổi dầu khí.

Đồng thời, đánh dấu thành công bước đầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong công tác tái cơ cấu mô hình hoạt động của DQS kể từ khi tiếp nhận doanh nghiệp này từ Tập đoàn Công nghiệp Tàu thủy Việt Nam (Vinashin) ngày 1/7/2010.

Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá sự kiện này đánh dấu bước tiến mới trong công nghiệp cơ khí cũng như dịch vụ dầu khí, góp phần giảm phụ thuộc vào nhập khẩu, đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia, thúc đẩy sự phát triển kinh tế của đất nước. Việc hoàn thành 2 công trình có ý nghĩa này, đánh dấu giai đoạn vượt qua khó khăn nhất của DQS, từng bước khẳng định năng lực trong việc đóng mới, sửa chữa các công trình nổi đòi hỏi kỹ thuật cao trong giai đoạn tới.

Phó Thủ tướng Chính phủ biểu dương Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã triển khai các biện pháp tháo gỡ khó khăn cho DQS. Trong thời gian tới, Tập đoàn cần tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cơ cấu mô hình hoạt động, cơ cấu tài chính... giúp DQS ổn định, từng bước nâng cao năng lực để trở thành doanh nghiệp sản xuất cơ khí có hàm lượng chất xám cao, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, góp phần hiện thực hóa chủ trương phát triển



Kho nổi chứa xuất dầu thô FSO PVN Đại Hùng Queen được DQS bàn giao cho PV Trans. Ảnh: DQS

công nghiệp đóng tàu tại Việt Nam của Chính phủ, qua đó làm tốt các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải mong DQS cũng như các đơn vị cơ khí dầu khí tiếp tục phát huy năng lực, tính sáng tạo để có thể đảm nhiệm các công trình tương tự tiếp theo, đảm bảo ngày càng tốt hơn nhu cầu sản phẩm cơ khí còn rất nhiều tiềm năng của thị trường trong nước cũng như định hướng xuất khẩu. Phó Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh cần phải có tầm nhìn rộng hơn, xa hơn, năng động hơn, sáng tạo hơn; phải có chiến lược nghiên cứu mô hình sản xuất, phương án mở rộng thị trường; phát huy năng lực quản lý, năng lực làm chủ khoa học, kỹ thuật để nâng cao năng lực cạnh tranh, bảo đảm sự phát triển bền vững. Phó Thủ tướng Chính phủ tin tưởng, với tinh thần lao động sáng tạo, tinh thần

vượt khó vươn lên nhất định ngành sản xuất cơ khí, sản xuất phương tiện nổi của Tập đoàn có vị trí xứng đáng ở trong nước, khu vực và thế giới.

Tiếp thu ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng Chính phủ, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh khẳng định trong thời gian tới sẽ tiếp tục nghiên cứu để triển khai các dự án sửa chữa, đóng mới các loại giàn khoan, phương tiện nổi hiện đại hơn, phát huy tối đa tiềm năng của Ngành Dầu khí Việt Nam, nâng cao tỷ lệ nội địa hóa, đặc biệt là tỷ lệ nội địa hóa trong các dịch vụ kỹ thuật và công nghệ cao, góp phần quan trọng trong cuộc công nghiệp hóa, hiện đại hóa, phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, góp phần thực hiện thắng lợi chiến lược kinh tế biển theo chủ trương của Bộ Chính trị “Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam”.

Minh Hùng

DMC

KHẲNG ĐỊNH THƯƠNG HIỆU DỊCH VỤ DẦU KHÍ

Ngày 9/3/2015, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải thừa ủy quyền của Chủ tịch nước, đã trao tặng Huân chương Lao động hạng Nhất cho Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC). Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải tin tưởng DMC sẽ tiếp tục xây dựng nền tảng vững chắc, nắm bắt tốt thời cơ, vận hội trong thách thức để tiếp tục phát huy những thành quả đã đạt được trong suốt 25 năm qua, có bước tiến xa hơn nữa trong hoạt động sản xuất kinh doanh, đóng góp vào sự lớn mạnh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.



Thừa ủy quyền của Chủ tịch nước, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải trao Huân chương Lao động hạng Nhất cho DMC. Ảnh: Duy Quân

Phát triển bền vững

Sau 25 năm xây dựng và phát triển (8/3/1990 - 8/3/2015), DMC đã khẳng định năng lực trong các lĩnh vực: Cung cấp các loại hình dịch vụ hóa kỹ thuật (dịch vụ dung dịch khoan, chống ăn mòn, làm sạch và xử lý môi trường); sản xuất và kinh doanh các sản phẩm hóa chất, hóa phẩm phục vụ ngành dầu khí và các ngành công nghiệp khác. Từ xuất phát điểm thấp, đến nay tổng tài sản của DMC đã đạt 2.600 tỷ đồng, gấp 35 lần so với mức đầu tư ban đầu. Năm 2014, tổng doanh thu của DMC đạt 4.350 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 430 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 410 tỷ đồng.

Hiện nay, DMC có 5 đơn vị thành viên (DMC Miền Bắc, DMC Miền Trung, DMC Miền Nam sản xuất, kinh doanh hóa phẩm dung dịch khoan; DMC-WS và MI-Việt Nam cung cấp dịch vụ dung dịch khoan) và 3 chi nhánh (DMC-RT nghiên cứu chuyển giao công nghệ cung cấp dịch vụ dung dịch khoan, dịch vụ hoàn thiện và sửa chữa giếng khoan dầu khí, xử lý vùng cận đáy giếng; DMC Hà Nội cung cấp dịch vụ làm sạch công nghiệp, xử lý môi trường và chuyển giao công nghệ xử lý môi trường; DMC - Tp. Hồ Chí Minh kinh doanh hóa chất công nghiệp, khí đốt, dịch vụ chống ăn mòn, nhiên liệu sinh học, thiết bị máy móc phục vụ khai thác khoáng sản...). Không chỉ chú trọng đầu tư trong

nước, DMC còn mở rộng hợp tác đầu tư ra nước ngoài. DMC-VTS (Lào) giúp Tổng công ty đảm bảo nguồn nguyên liệu sản xuất hóa phẩm phục vụ ngành dầu khí trong và ngoài nước. Trong thời gian tới, DMC sẽ tiếp tục hợp tác với các đối tác nước ngoài phát triển dịch vụ hỗ trợ khai thác dầu khí, gia tăng thu hồi dầu.

Trong năm 2015, DMC sẽ tập trung đẩy mạnh sản xuất; vận hành, khai thác hiệu quả Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí tại Khu công nghiệp Cái Mép (Bà Rịa - Vũng Tàu); đưa Nhà máy chế biến Barite tại Phakat (Lào) vào hoạt động để đảm bảo nguồn cung hóa phẩm trong nước và gia tăng nguồn hàng xuất khẩu. Tổng công ty đang rà soát, hoàn thiện các quy trình, công nghệ sản xuất, sắp xếp cơ cấu tổ chức sản xuất hợp lý, xây dựng lại các định mức kinh tế kỹ thuật nhằm đảm bảo chất lượng và giảm giá thành sản phẩm; đảm bảo chất lượng sản phẩm Xi măng G đạt chuẩn theo chứng chỉ API Monogram để gia tăng thị phần tiêu thụ sản phẩm. Đặc biệt, DMC tập trung nguồn lực, đẩy nhanh tiến độ nghiên cứu, triển khai một số dự án đầu tư sản xuất sản phẩm mới như: dự án lưu huỳnh Pastile, dự án CaCO₃...

Xuất khẩu dịch vụ ra nước ngoài

Lãnh đạo DMC cho biết, Tổng công ty tập trung đầu tư, phát triển mạnh 3 lĩnh vực: sản xuất - kinh doanh - dịch



Hệ thống căn cứ cung ứng dịch vụ hóa phẩm của DMC tại Vietsovpetro. Ảnh: DMC

vụ. Trong đó, lĩnh vực dịch vụ tiếp tục được phát triển chuyên sâu, đóng vai trò then chốt; đồng thời gia tăng tỷ trọng bằng việc tập trung thực hiện các dự án sản xuất có quy mô lớn gắn với việc phát triển các sản phẩm khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tạo thế cân bằng giữa các lĩnh vực nhằm đưa DMC phát triển bền vững.

Cụ thể, DMC định hướng trở thành nhà cung cấp dịch vụ hóa kỹ thuật chuyên nghiệp trong và ngoài ngành dầu khí, tiến tới phát triển cung cấp dịch vụ ra nước ngoài; phát triển các lĩnh vực dịch vụ đòi hỏi kỹ thuật cao, có tính chuyên sâu, xuất phát từ nền tảng kỹ thuật về hóa chất. Đồng thời, DMC định hướng trở thành nhà cung cấp hóa chất, phân phối sản phẩm hóa dầu có uy tín trong nước và quốc tế; tập trung nghiên cứu đầu tư các dự án sản xuất hóa chất cơ bản, hóa chất, xúc tác cho khâu sau với quy mô lớn, đủ sức cạnh tranh với các nguồn cung cấp trong khu vực, tạo sự thay đổi cơ cấu dịch vụ, sản xuất, kinh doanh vào năm 2020, trong đó doanh thu sản xuất tương đương doanh thu dịch vụ. Trong lĩnh vực sản xuất, DMC định hướng sản xuất các sản phẩm có giá trị gia tăng và hàm lượng công nghệ cao, đầu tư mở rộng sản xuất, thay đổi cơ cấu sản phẩm từ sản xuất hóa phẩm sang sản xuất hóa chất, hóa dầu. Sản xuất hóa phẩm, phụ gia phục vụ cho hoạt động khoan thăm dò, khai thác dầu khí (barite, bentonite, CaCO_3 , xi măng G...); sản xuất hóa chất phục vụ hoạt động khai thác, vận chuyển, chế biến dầu khí; sản xuất xúc tác cho nhà máy lọc dầu, cung cấp nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất hóa chất/xúc tác trên thế giới.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, DMC đã trở thành đơn vị hàng đầu

trong việc cung cấp các dịch vụ dung dịch khoan và hóa phẩm dầu khí, đặc biệt đã tiên phong trong việc xây dựng dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao, gia tăng chuỗi giá trị dầu khí, có đóng góp quan trọng vào thành công chung của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Phát biểu chỉ đạo tại Lễ kỷ niệm, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá cao những thành tựu quan trọng của DMC trong sản xuất, kinh doanh và cung cấp dịch vụ, đặc biệt trong phát triển các lĩnh vực dịch vụ cốt lõi của ngành dầu khí là cung cấp dung dịch khoan, dịch vụ hỗ trợ khai thác dầu khí. Cùng với chiến lược phát triển chung của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đang tiếp tục khẳng định vai trò là tập đoàn mũi nhọn, đảm trách sứ mệnh to lớn là đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu, các đơn vị thành viên của Tập đoàn nói chung và DMC nói riêng với vai trò là đơn vị cung cấp dịch vụ sẽ cần tiếp tục cùng chung vai gánh vác hoàn thành sứ mệnh cao cả này, tiếp tục xây dựng và phát triển thương hiệu DMC ngày càng lớn mạnh ở trong nước và quốc tế.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải tin tưởng DMC sẽ tiếp tục xây dựng nền tảng vững chắc về cơ sở vật chất và đội ngũ nhân lực cho bước phát triển trong tương lai, nắm bắt tốt thời cơ, vận hội trong thách thức để tiếp tục phát huy những thành quả đã đạt được trong suốt 25 năm qua, có bước tiến xa hơn nữa trong hoạt động sản xuất kinh doanh, đóng góp vào sự lớn mạnh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Việt Hà

ĐẶC ĐIỂM TƯỚNG, MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH BỂ TƯ CHÍNH - VÙNG MÂY QUA KẾT QUẢ PHÂN TÍCH TÀI LIỆU ĐỊA CHẤN

ThS. Lê Đức Công¹, GS.TSKH. Mai Thanh Tân²

PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín³, KS. Văn Thị Thơm¹

¹Tổng công ty Thẩm dò Khai thác Dầu khí

²Đại học Mở - Địa chất

³Hội Địa chất Dầu khí Việt Nam

Email: congld@pvep.com.vn

Tóm tắt

Bể trầm tích Tư Chính - Vùng Mây có đặc điểm địa chất phức tạp, hoạt động kiến tạo và núi lửa ảnh hưởng đến các quá trình lắng đọng trầm tích. Qua việc phân tích, minh giải địa chấn địa tầng dựa trên quan điểm địa tầng phân tập, kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả cho phép xây dựng sơ đồ phân bố, đặc điểm tướng và môi trường trầm tích Oligocene, Miocene dưới, Miocene giữa và Miocene trên, có đối sánh với kết quả phân tích tài liệu địa chất giếng khoan A. Kết quả nghiên cứu là tiền đề cho các nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí bể Tư Chính - Vùng Mây.

Từ khóa: Địa chấn địa tầng, tướng địa chấn, tướng trầm tích, môi trường trầm tích, bể Tư Chính - Vùng Mây.

1. Mở đầu

Bể Tư Chính - Vùng Mây là một trong những bể trầm tích nước sâu của Việt Nam, với diện tích khoảng 90.000km². Công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại khu vực Tư Chính - Vùng Mây được bắt đầu từ những năm 70 của thế kỷ XX với một số đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu về đặc điểm địa chất và tiềm năng dầu khí. Tuy nhiên, do khối lượng khảo sát địa chấn tại bể Tư Chính - Vùng Mây còn hạn chế, nên các vấn đề liên quan đến lịch sử phát triển địa chất, đặc điểm trầm tích, môi trường thành tạo, hệ thống dầu khí chưa được nghiên cứu đầy đủ; các vấn đề về phạm vi phân bố và đặc điểm của đá mẹ, đá chứa, đá chắn, phân loại bẫy của bể cần được làm sáng tỏ.

Do khu vực nghiên cứu chỉ có một giếng khoan A và chủ yếu phải sử dụng tài liệu địa chấn 2D nên việc phân chia địa tầng không chỉ dựa vào các kết quả về thạch địa tầng và sinh địa tầng của giếng khoan này mà phải đối sánh và sử dụng những kết quả nghiên cứu địa tầng tại khu vực thuộc phía Đông - Đông Bắc của bể Nam Côn Sơn và các vùng lân cận [1, 5, 6, 9, 13 - 15]. Để nghiên cứu tướng đá và môi trường trầm tích, nhóm tác giả đã phân tích các đặc điểm tướng địa chấn, liên kết với kết quả phân tích giếng khoan trong các trầm tích Oligocene, Miocene dưới, Miocene giữa, Miocene trên phục vụ cho việc nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí (Hình 1).

Các mặt cắt tướng và môi trường trầm tích đặc trưng được xây dựng nhằm xác định thành phần vật chất, tính chất trầm tích, môi trường thành tạo, thời gian thành tạo cho các giai đoạn khác nhau. Kết quả đạt được trên cơ sở

phân tích tài liệu giếng khoan A và liên kết với kết quả phân tích tướng địa chấn theo tài liệu địa chấn 2D. Từ các kết quả phân tích các mặt cắt môi trường trầm tích, với các tập trầm tích Oligocene, Miocene dưới, Miocene giữa, Miocene trên và các bản đồ đẳng dày, nhóm tác giả đã xây dựng các sơ đồ tướng và môi trường trầm tích, từ đó cung cấp cái nhìn tổng quát về tiềm năng dầu khí của toàn bể.

Nhóm tác giả đã tổng hợp kết quả nghiên cứu, phân tích mối quan hệ giữa đặc điểm tướng trầm tích và đặc trưng trường sóng địa chấn (Bảng 1), có thể áp dụng để nghiên cứu tướng, môi trường trầm tích theo tài liệu địa chấn cho khu vực nghiên cứu nước sâu và có ít giếng khoan [2 - 4, 7, 8, 10 - 12].

2. Đặc điểm tướng và môi trường trầm tích bể Tư Chính - Vùng Mây

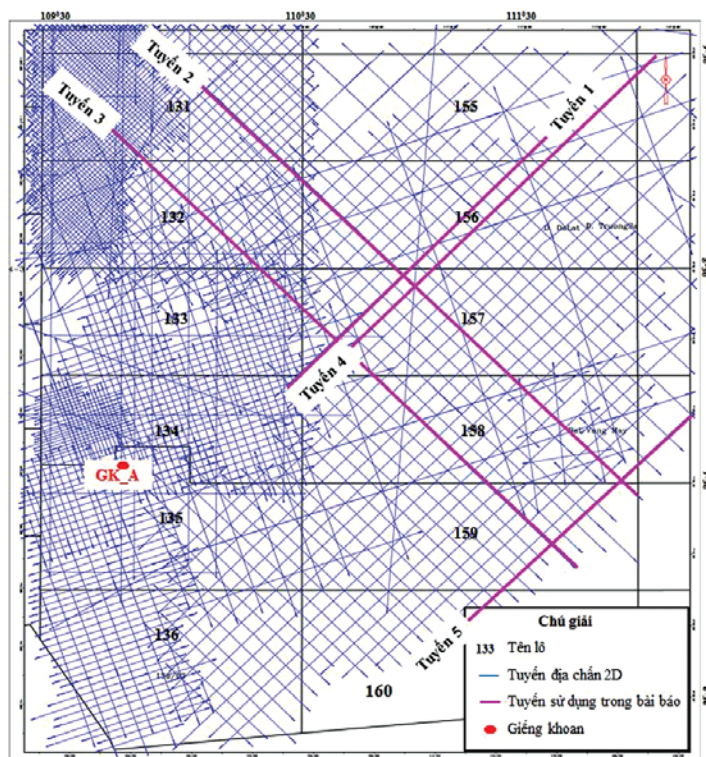
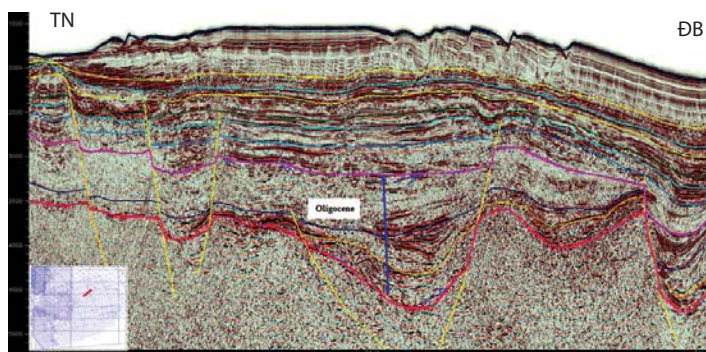
2.1. Đặc điểm tướng và môi trường trầm tích Oligocene

2.1.1. Đặc điểm tướng địa chấn

Trầm tích Oligocene và cổ hơn tương ứng với tập địa chấn nằm giữa tầng phản xạ nóc móng và tầng phản xạ nóc Oligocene. Chiều dày của tập này thay đổi từ vài trăm mét đến trên 3.000m ở các Lô 131, 132, 153, 154 và Lô 155 - 157 hoặc ở các địa hào nhỏ xen kẹp giữa các khối nhô [2, 14, 15]. Đặc trưng địa chấn là các tập trầm tích song song, phân lớp tốt, độ liên tục tốt, dạng phân lớp thấu kính đến phân kỳ có biên độ cao đến trung bình tại những trũng, địa hào và bán địa hào (Hình 2 và 3). Tại các khu vực khác, xung quanh các khối nhô, các đới hoạt động núi lửa, phần

Bảng 1. Mối quan hệ giữa tướng trầm tích và trường sóng địa chấn

Tướng trầm tích	Đặc trưng trường sóng địa chấn
Tướng lục địa	Ranh giới phản xạ kém ổn định, không liên tục, tồn tại các ranh giới xiên chéo, đào khoét song song. Các mặt phản xạ mạnh không liên tục liên quan tới các thấu kính than
Tướng chuyển tiếp - Delta của sông	- Dọc hướng dòng chảy trường sóng có dạng chống lẩn với các mặt phản xạ dạng xích ma. Có các dấu hiệu phân lớp song song nằm ngang liên quan đến các thành tạo delta - Theo hướng vuông góc với dòng chảy (song song với bờ) trường sóng có dạng gò đồi, tồn tại các gò đồi xen kẽ nhau liên quan tới quá trình dịch chuyển của các delta cửa sông.
Tướng biển nông ven bờ	Các ranh giới phản xạ kém liên tục, biên độ phản xạ trung bình, thể hiện rõ tính phân lớp, có mặt các hoạt động đào khoét. Tồn tại các sóng phản xạ mạnh liên quan đến các lớp than ven bờ, các doi cát hay tồn tại các khối nhỏ liên quan đến các doi cát ven bờ
Tướng thềm	Thể hiện rõ tính phân lớp song song nằm ngang khá ổn định, độ liên tục của các ranh giới từ trung bình đến tốt. Biên độ của sóng phản xạ từ trung bình đến cao. Có thể tồn tại các sóng phản xạ liên quan đến các lớp carbonate thềm và rìa thềm. Phân lớp mỏng
Tướng biển sâu	- Phân lớp nằm ngang, độ liên tục cao, biên độ sóng phản xạ từ yếu đến rất yếu, phân lớp dày - Tồn tại các ranh giới phản xạ tương đối mạnh khi trong lớp sét biển tồn tại các lớp cát kết hoặc bột kết mỏng.
Tướng quạt đáy biển và quạt sườn	Trường sóng hỗn độn (chaotic), các ranh giới có dạng nềm lẩn và gò đồi


Hình 1. Sơ đồ tuyến địa chấn 2D và vị trí tuyến được trích dẫn

Hình 2. Kết quả minh giải phân chia tập địa chấn Oligocene tuyến 1 [15]

phía Tây Nam khu vực nghiên cứu, phần xen kẽ giữa các trũng thì đặc trưng địa chấn có biên độ trung bình, độ liên tục kém và phản xạ hỗn độn. Bề dày của tập nghiên cứu phần phía Nam và Đông Nam dày nhưng đặc trưng phản xạ hỗn độn, biên độ thay đổi từ yếu đến trung bình, độ liên tục kém, rất khó xác định do ảnh hưởng của đứt gãy.

Quan sát cho thấy biên độ của trầm tích này có xu hướng chung giảm dần từ nóc xuống đáy, có thể do điều kiện trầm tích cổ của khu vực thuận lợi cho các tích tụ vật liệu mịn và đặc trưng ở các địa hào, bán địa hào Oligocene. Trầm tích này có thể chia ra làm 2 phần: (1) phần dưới (Oligocene dưới) với đặc trưng biên độ phản xạ yếu, tính phân lớp kém, phát triển trong các địa hào, bán địa hào tương ứng là tướng trầm tích lục địa, đầm hồ đồng bằng delta với môi trường đồng bằng ven biển; (2) phần trên (Oligocene trên) với đặc trưng biên độ cao, tính phân lớp song song, phân kỳ, độ liên tục từ trung bình đến tốt tương ứng với tướng trầm tích đồng bằng châu thổ ven biển, trầm tích đầm hồ, hoặc chủ yếu là tướng trầm tích biển nông ven bờ, biển nông. Môi trường trầm tích chính là biển nông ở phần phía Đông và một phần trên các trũng kế thừa ở phía Bắc và Nam khu vực nghiên cứu. Tóm lại, theo thời gian và không gian của mặt cắt trầm tích Oligocene có sự chuyển tướng theo quy luật từ tướng trầm tích lục địa, sông hồ, đồng bằng ven biển sang tướng trầm tích biển nông ven bờ, biển nông với môi trường trầm tích là biển nông (Hình 5 và 6).

2.1.2. Đặc điểm tướng trầm tích

Theo kết quả giếng khoan A, hệ tầng được phát hiện tại độ sâu 2.350 - 2.770m mang tên bãi đảo Vũng Mây. Trầm tích của hệ tầng này phủ trực tiếp trên các thành tạo phun trào, phần dưới cùng của lát cắt là tập cuội kết cơ sở dày vài mét (gồm cuội granite, granodiorite, ít rhyolite, andesite...). Chuyển tiếp lên trên là các trầm tích hạt mịn có màu xám, xám tro, đá sét bột kết dạng phiến xen ít cát kết dạng quarzite hạt nhỏ, các lớp mỏng sét than. Cát kết của hệ tầng có độ lựa chọn, mài tròn tốt với thành phần thạch anh (25 - 50%), feldspar (10 - 25%), mảnh đá (5 - 20% đá silica, quarzite, phun trào, carbonate, phiến sét) (Hình 4).

Các trầm tích của hệ tầng thành tạo trong điều kiện năng lượng thấp thuộc tương sông, châu thổ, đầm hồ và phần trên có chịu ảnh hưởng của môi trường biển. Bề dày trầm tích của hệ tầng thay đổi từ 380 - 1.000m. Tại các trũng sâu (Vũng Mây, Phúc Nguyên...) bề dày trầm tích Paleogene (chủ yếu là Oligocene) theo tài liệu địa vật lý có thể đạt tới trên 2.000m.

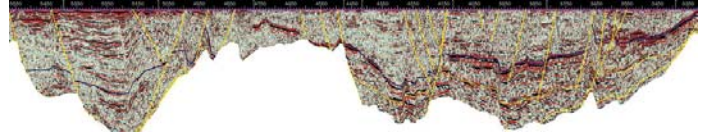
Các trầm tích phiến sét, phiến sét chứa than màu đen, xám đen ở giếng khoan A được coi là có khả năng sinh (chủ yếu sinh khí) với chất lượng kém. Tuy nhiên, có thể hy vọng sự tồn tại và có mặt các đá sét kết, sét than tương đầm hồ và châu thổ ven biển có bề dày lớn hơn phân bố tại các trũng sâu, với điều kiện địa chất thuận lợi, chắc chắn sẽ có khả năng sinh dầu khí tốt hơn.

Sơ đồ tướng và môi trường trầm tích Oligocene cho thấy khu vực phía Tây chủ yếu là trầm tích lục địa, đồng bằng delta môi trường lục địa. Tướng ở phần trung tâm của bể trầm tích đồng bằng delta, sông hồ với môi trường chuyển tiếp, đầm hồ chuyển sang môi trường biển nông, phía Bắc và phần Đông Nam trầm tích có tướng đồng bằng ven biển, đồng bằng delta dưới với môi trường biển nông trên Hình 6.

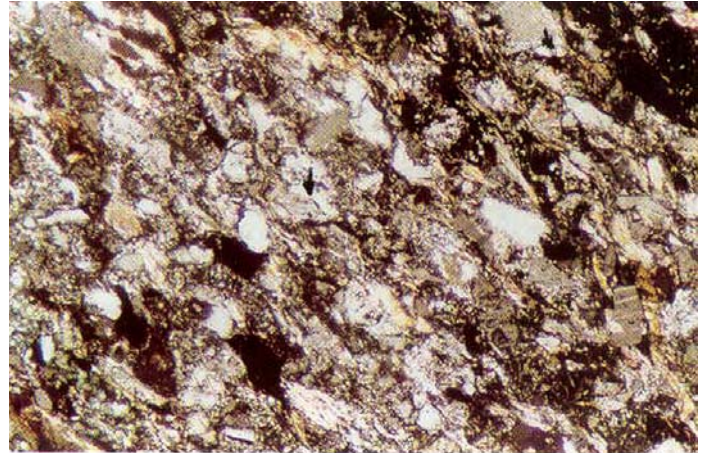
2.2. Đặc điểm tướng và môi trường trầm tích Miocen dưới

2.2.1. Đặc điểm tướng địa chấn

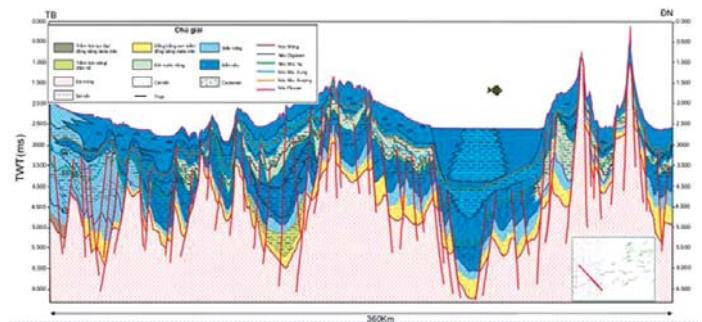
Trầm tích Miocene dưới là tập nằm giữa tầng phân xạ nóc Oligocene và nóc Miocene dưới, bề dày tập này thay đổi lớn từ vài trăm mét trong phần phía Đông của vùng nghiên cứu, một phần trên khối nhô phía Đông của Lô 135, 136 và phần khối nhô của Lô



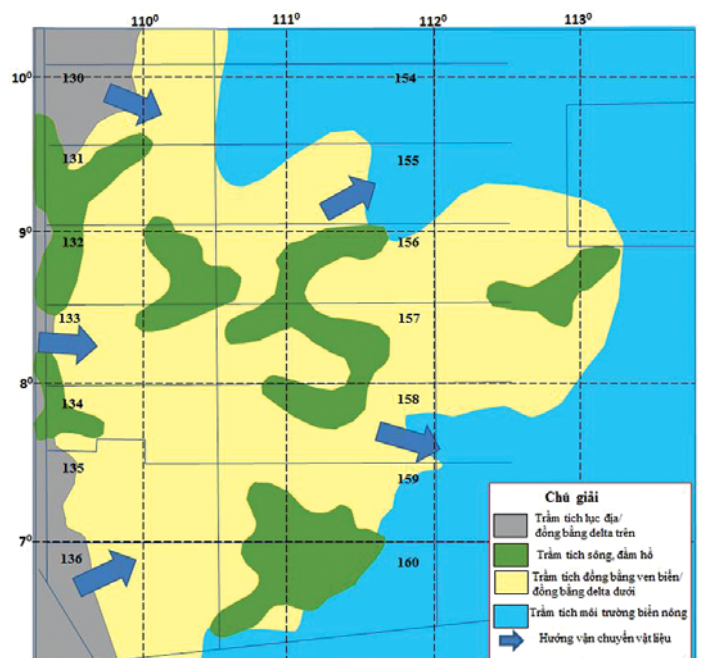
Hình 3. Trích đoạn mặt cắt phục hồi trầm tích Oligocene tuyến 2



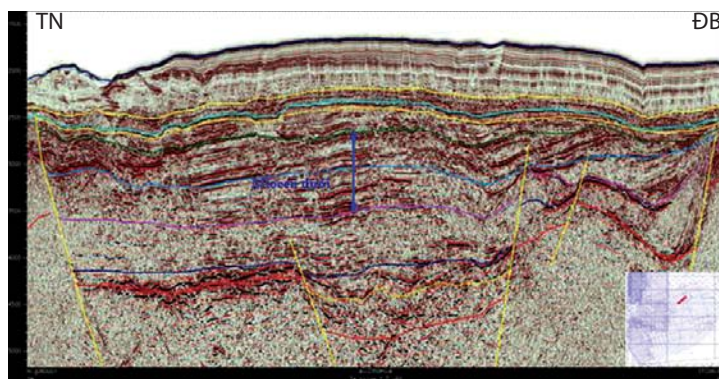
Hình 4. Mẫu ở độ sâu 2.650m, trầm tích Oligocene giếng khoan A



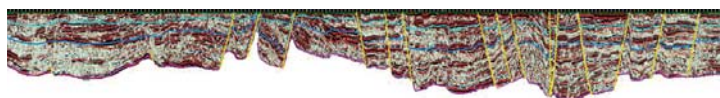
Hình 5. Mặt cắt môi trường trầm tích tuyến 3



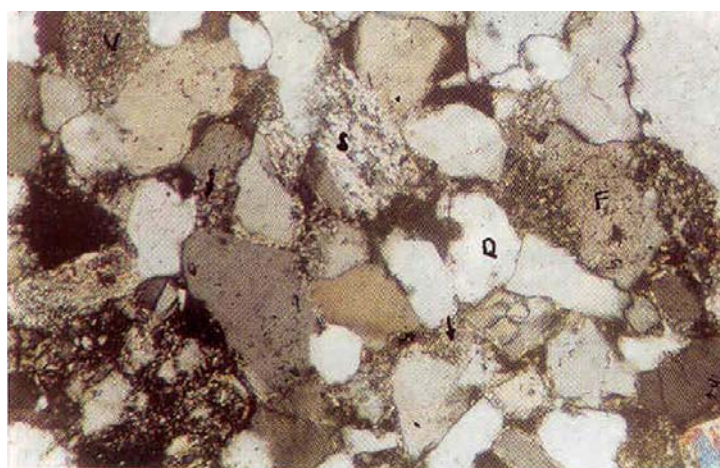
Hình 6. Sơ đồ tướng và môi trường trầm tích Oligocene



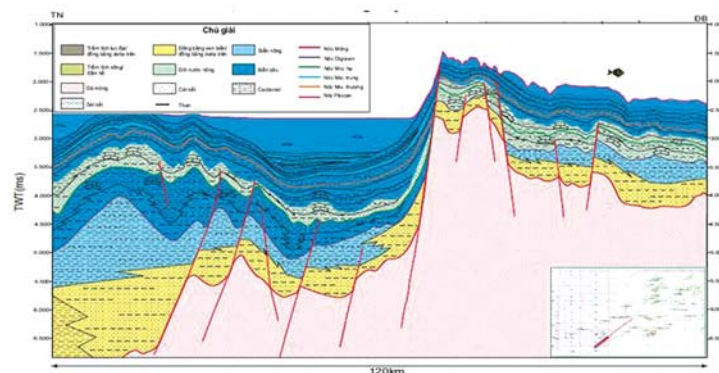
Hình 7. Kết quả minh giải phân chia tập địa chấn Miocene dưới tuyến 4 [15]



Hình 8. Trích đoạn mặt cắt phục hồi trầm tích Miocene dưới tuyến 2



Hình 9. Mẫu ở độ sâu 2.320m, trầm tích Miocene dưới giếng khoan A



Hình 10. Mặt cắt môi trường trầm tích tuyến 5

131, 132 đến 1.500m hoặc hơn 2.500m ở phần trung ở Lô 156 - 158, phần phía Nam của Lô 159, 160 và phần rìa phía Tây của khu vực nghiên cứu [2, 14, 15].

Đặc trưng địa chấn là các tập trầm tích song song, phân lớp rõ, độ liên tục tốt, biên độ mạnh, đặc biệt tại các trung và phần gần các khối nhô hoặc đứt gãy tại khu vực nghiên cứu. Với các

đặc trưng này cho thấy tương trầm tích biển. Đặc biệt, tồn tại các ranh giới phản xạ nằm ngang ở giữa tập, có các tập nhỏ với biên độ lớn và độ liên tục tốt, có lẽ liên quan tới đới phát triển của các lớp đá vôi dạng địa phương và có thể là các tập than thể hiện tương biển nông ven bờ, biển nông (?). Phần trên và phần đáy của tập này đặc trưng địa chấn có độ liên tục trung bình, phân lớp á song song tới phân kỳ tại các sườn cấu tạo, biên độ thấp đến rất thấp, chịu ảnh hưởng của mạnh của các hệ thống đứt gãy, biến thiên biên độ ngang trên khoảng cách lớn. Trầm tích gần nguồn vật liệu, đặc trưng cho tương biển ven bờ có thể đầm hồ và biển nông tương ứng với môi trường là biển nông, biển thể hiện trên Hình 7 và 8.

2.2.2. Đặc điểm tương trầm tích

Theo kết quả giếng khoan A, trầm tích của hệ tầng bao gồm nhiều cát kết, bột kết và sét kết, xen ít lớp sét vôi đá vôi hoặc đá vôi dolomite. Cát kết màu xám, xám đen gắn kết bởi carbonate và sét hạt nhỏ đến mịn, độ lựa chọn tốt, mài tròn tốt. Hầu hết cát kết thuộc nhóm lithic arkose với thành phần chủ yếu thạch anh (25 - 35%), feldspar (20 - 40%), mảnh đá (5 - 15%) và ít mảnh vụn sinh vật.

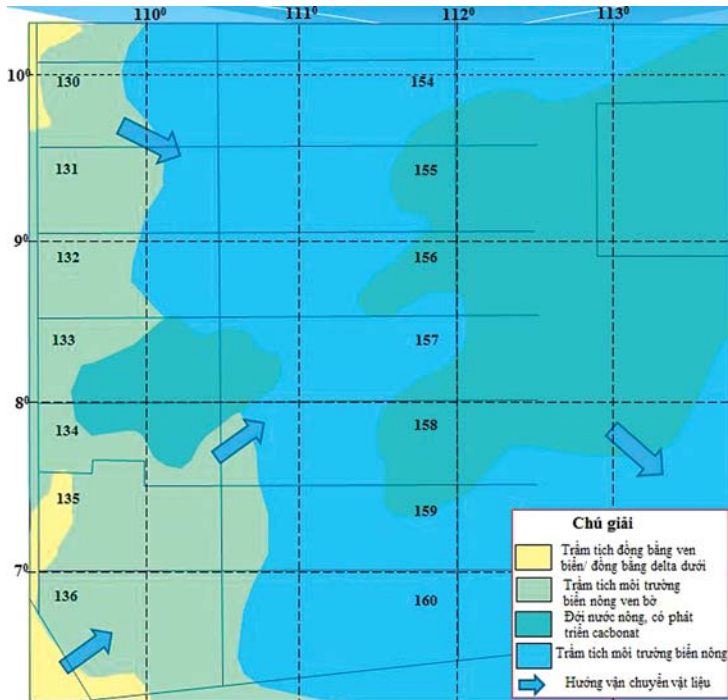
Trầm tích của hệ tầng được hình thành trong điều kiện đồng bằng châu thổ ven biển (phần dưới) chuyển tiếp lên biển ven bờ, biển nông (phần trên) với bề dày thay đổi từ 250 - 600m (Hình 9), mặt cắt môi trường trầm tích được xây dựng Hình 10.

Trên sơ đồ tương và môi trường trầm tích tập Miocene dưới (Hình 11) khu vực phía Tây đặc trưng tương đồng bằng ven biển, biển nông môi trường biển nông phát triển đá vôi ở khu vực nước nông. Phần còn lại có tương biển với môi trường biển nông chuyển sang biển sâu, một phần phía đông ở khu vực nước nông có thể phát triển các đới carbonate thêm với môi trường biển sâu trên.

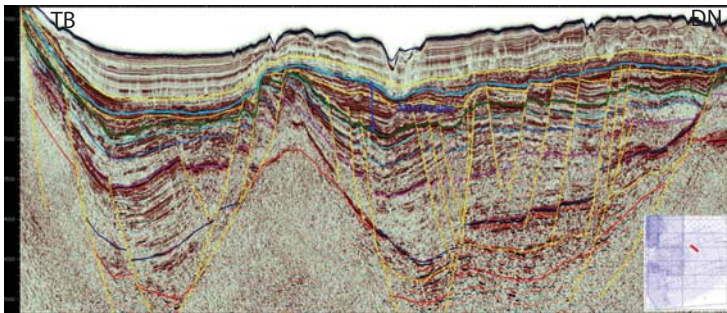
2.3. Đặc điểm tương và môi trường trầm tích Miocene giữa

2.3.1. Đặc điểm tương địa chấn

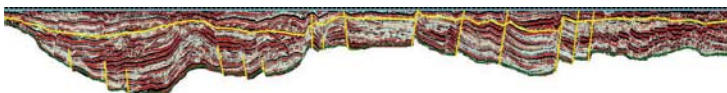
Tập trầm tích Miocene giữa nằm giữa tầng phân xạ Miocene dưới và Miocene giữa, chiều dày không lớn (khoảng vài chục mét đến khoảng 1.500m), phân bố đều trên toàn vùng nghiên cứu [2, 14, 15]. Đặc trưng địa chấn biên độ thấp đến



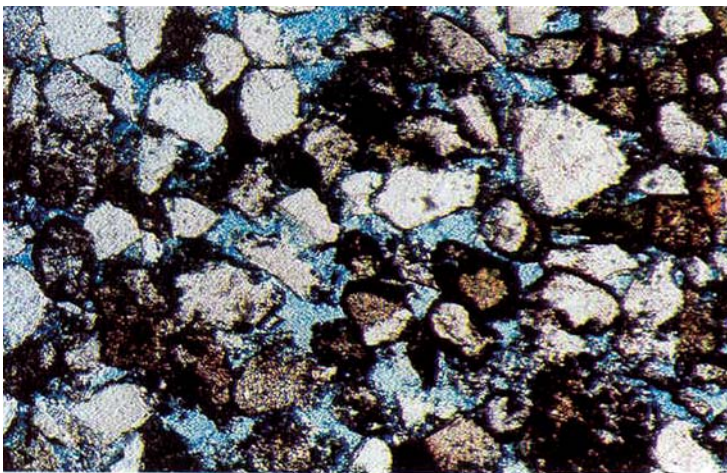
Hình 11. Sơ đồ tương đương và môi trường trầm tích Miocene dưới



Hình 12. Kết quả minh giải phân chia tập địa chấn Miocene giữa tuyến 2 [15]



Hình 13. Trích đoạn mặt cắt phục hồi trầm tích Miocene giữa tuyến 2



Hình 14. Mẫu ở độ sâu 2.000m, trầm tích Miocene giữa giếng khoan A

trung bình, biên độ giảm dần từ dưới lên trên, độ liên tục từ kém tới trung bình, phân lớp phân kỳ, kè áp đáy các phản xạ á song song, trường sóng thô, đứt đoạn phân lớp phân kỳ và hỗn độn ở phần trên của tập liên quan đến hoạt động bào mòn cắt cụt, một vài vùng đặc trưng là các phản xạ trắng thay đổi mạnh theo diện ngang và có sự thay đổi biên độ theo chiều sâu, ảnh hưởng mạnh mẽ của các đứt gãy và núi lửa vì các hoạt động đứt gãy hầu hết kết thúc trong tập này. Đặc trưng tương trầm tích gần bờ, trầm tích gần nguồn vật liệu trong môi trường biển, các mặt cắt thể hiện đặc trưng trên Hình 12 và 13.

Phần dưới của tập biên độ tương đối mạnh, phân lớp song song, độ liên tục tốt xuất hiện các tín hiệu gá đáy kế thừa trên tập Miocene dưới. Với các đặc trưng về trường sóng địa chấn và kết quả phân tích từ giếng khoan A có thể dự đoán tương và môi trường trầm tích cho tập Miocene giữa là đồng bằng ven biển, môi trường biển đến biển sâu, trầm tích gần nguồn các đá carbonate phát triển trên các đới nước nông phân bố tương đối phổ biến trong khu vực hình thành trong với môi trường biển đến biển sâu.

2.3.2. Đặc điểm tương trầm tích

Hệ tầng đặc trưng bởi trầm tích lục nguyên cát kết màu xám, hạt nhỏ tới mịn, độ lựa chọn tốt, mài tròn tốt, gắn kết chắc bởi xi măng carbonate và sét, xen kẽ bột kết và sét kết đôi khi sét vôi hoặc cát kết vôi (Hình 14). Đá vôi ám tiêu và đá vôi dạng nền xen kẽ nhau. Carbonate có khả năng chứa tốt do sự xuất hiện nhiều của các lỗ rỗng ở giữa và bên trong tinh thể, các hang hốc/vi hang hốc.

Tại các đới nâng trầm tích chủ yếu là các đá carbonate được hình thành trong điều kiện biển nông ven bờ, chiều dày thay đổi từ 300 - 750m. Ở những trũng sâu như Vũng Mây và Phúc Nguyên, không loại trừ khả năng có sự tồn tại các tập trầm tích lục nguyên bao gồm đá sét, bột kết, cát kết, sét vôi và đá vôi dạng thêm.

Các đá carbonate của hệ tầng có độ rỗng, độ thấm tốt đến rất tốt và được coi là tầng chứa có chất lượng tốt tương tự như đá carbonate hệ tầng Thông - Măng Cầu chứa khí có giá trị thương mại đã phát hiện được ở mỏ Lan Tây bể Nam Côn Sơn.

Hình 15 thể hiện sơ đồ tương và môi trường trầm tích Miocene giữa cho khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây. Trong giai đoạn này trầm tích chủ yếu là tướng biển nông ở phần phía Tây Bắc, còn lại là các trầm tích môi trường biển sâu. Trong khu vực các đới nước nông phân bố ở phần trung tâm và phía Nam trong Miocene giữa và phát triển các khối carbonate môi trường biển sâu.

2.4. Đặc điểm tướng và môi trường trầm tích Miocen trên

2.4.1. Đặc điểm tướng địa chấn

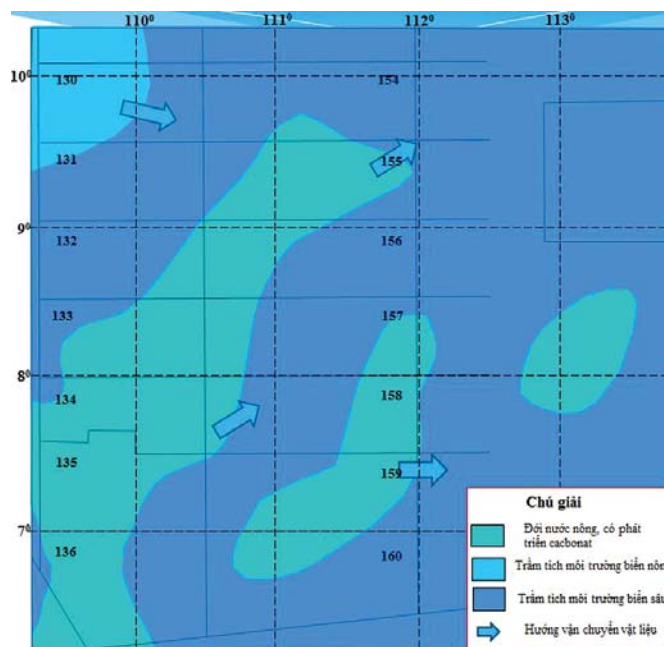
Trầm tích Miocene trên là tập nằm giữa tầng phản xạ Miocene giữa và Miocene trên, chiều dày của tập mỏng, một số vùng có thể vắng mặt như vùng nhô cao ở phía Đông Bắc của khu vực nghiên cứu, và mỏng dần ở các khối nhô liên quan đến các hoạt động kiến tạo núi lửa. Chiều dày thay đổi lớn cho toàn khu vực nghiên cứu, khoảng vài mét đến hàng trăm mét trên hầu hết toàn bộ vùng nghiên cứu. Nhưng có nơi chiều dày có thể lên tới hơn 3.000m như ở khu vực trung tâm Lô 158; phần Đông Nam của Lô 135,136; một phần Đông Tây của Lô 159; phía Tây Lô 160 [2, 14, 15].

Đặc trưng địa chấn là các tập trầm tích phân lớp song song, á song, biên độ trung bình đến khá và thay đổi mạnh dần từ dưới lên trên, độ liên tục tương đối tốt, tính phân nhịp của các trầm tích thể hiện qua sự thay đổi pha địa chấn một số vùng thậm chí trong suốt, tần số trung bình đến cao ở hầu hết khu vực nghiên cứu (Lô 130 - 136, một phần Lô 154 - 156, Lô 157 - 160), đây có thể là tập sét hoặc bột sét hạt mịn hình thành trong môi trường biển sâu. Phần còn lại ở phía Đông khu vực nghiên cứu đặc trưng là các tập phản xạ hỗn độn không phân lớp, xiên chéo, biên độ trung bình đến cao có thể là các tập cát hoặc cát kết xen kẽ, liên quan đến khu vực gần nguồn vật liệu hoặc nguồn vật liệu kế thừa từ các hoạt động núi lửa.

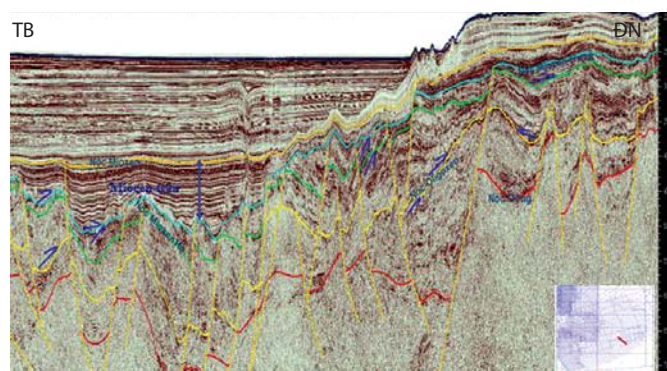
Nhìn chung, tập địa chấn này không chịu ảnh hưởng của các hoạt động đứt gãy trên toàn khu vực nghiên cứu. Với đặc điểm về địa chấn như trên có thể dự đoán trầm tích gần nguồn, sàng lọc tốt trong giai đoạn bằng hà với đặc trưng bột sét là tướng biển trong môi trường trầm tích chủ yếu là biển sâu với sự phát triển của carbonate trên các đới nước nông môi trường biển sâu (Hình 16 và 17).

2.4.2. Đặc điểm tướng trầm tích

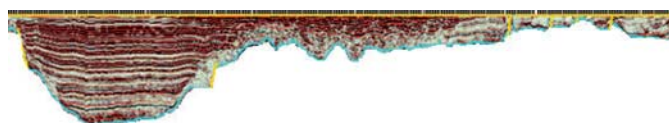
Trầm tích của hệ tầng được đặc trưng bởi sự có mặt đá carbonate màu trắng, trắng phớt xám, dạng



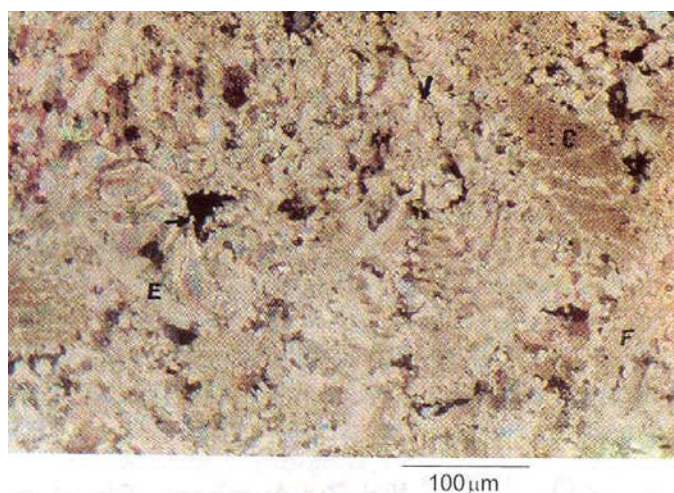
Hình 15. Sơ đồ tương và môi trường trầm tích Miocene giữa



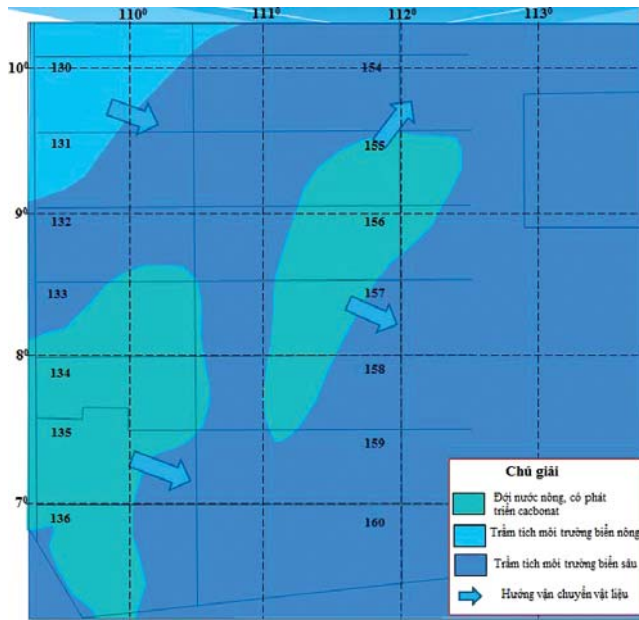
Hình 16. Kết quả minh giải phân chia tập địa chấn Miocene trên tuyến 3 [1]



Hình 17. Trích đoạn mặt cắt phục hồi trầm tích Miocene trên tuyến 3



Hình 18. Mẫu ở độ sâu 1.860m, trầm tích Miocene trên giếng khoan A



Hình 19. Sơ đồ tướng và môi trường trầm tích Miocene trên

khối, rắn chắc bao gồm đá vôi ám tiêu, dạng ám tiêu (Hình 18), đá vôi chứa sinh vật và đá vôi dạng nền thuộc các nhóm đá packston, wackeston và mudston. Các khung xương sinh vật chiếm từ 15 - 90% (trung bình 35 - 50%) khác nhau nhiều về kích thước, phong phú về giống loài gồm các dạng san hô, tảo đỏ, tảo lục.

Bề dày các trầm tích carbonate của hệ tầng thay đổi từ 400 - 900m và được coi là các đối tượng có khả năng chứa rất tốt với sự có mặt nhiều các lỗ rỗng hang hốc/ vi hang hốc được hình thành do sự hòa tan, rửa lữa các khoáng của sinh vật và quá trình dolomite hóa làm co ngót thể tích. Ngoài ra, ở các trứng sâu chủ yếu là sét với môi trường biển đến biển sâu cũng là tầng chắn tốt.

Hình 19 thể hiện sơ đồ tướng và môi trường trầm tích Miocene trên cho khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây. Trong giai đoạn này trầm tích chủ yếu là tướng biển nông ở phần phía Tây Bắc, còn lại là các trầm tích môi trường biển sâu. Khu vực các đới nước nông phân bố phía Tây phát triển các khối carbonate môi trường biển sâu.

3. Kết luận

Kết quả phân tích đặc điểm tướng địa chấn kết hợp tài liệu giếng khoan A đã xác định và xây dựng được các sơ đồ phân bố đặc điểm tướng, môi trường trầm tích bể Tư Chính - Vũng Mây với các đặc trưng sau:

- Bể Tư Chính - Vũng Mây cũng như các bể khác trên rìa Tây Thái Bình Dương đã trải qua các giai đoạn tách giãn, sụt lún nhiệt và được lấp đầy bởi các thành tạo có nguồn gốc và môi trường khác nhau:

- Trong giai đoạn Oligocene phía Tây của bể phân bố tướng trầm tích lục địa, đồng bằng châu thổ và đầm hồ còn ở phía Đông là tướng trầm tích biển nông.
- Trong giai đoạn Miocene sớm, hầu hết diện tích của bể được lấp đầy bởi trầm tích biển ven bờ và biển nông.
- Còn trong giai đoạn từ Miocene giữa đến Pliocene - Đệ Tứ chủ yếu là tướng trầm tích biển và biển sâu.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Đức Công, Mai Thanh Tân, Nguyễn Trọng Tín. *Minh giải tài liệu địa chấn 2D khu vực Tư Chính - Vũng Mây theo phương pháp địa chấn địa tầng*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2011; 34: trang 14 - 18.
2. Lê Đức Công, Nguyễn Trọng Tín, Trịnh Xuân Cường, Nguyễn Hữu Quỳnh, Nguyễn Đăng Hoàng. *Đặc điểm cấu trúc địa chất khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây dựa trên kết quả minh giải tài liệu địa chấn*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 5: trang 24 - 30.
3. Lê Đức Công, Nguyễn Trọng Tín. *Đặc điểm địa chất, phân vùng cấu trúc khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học lần thứ 20 Đại học Mỏ - Địa chất. Tạp chí Khoa học Mỏ - Địa chất. 2012: trang 3 - 11.
4. Mai Thanh Tân. *Thẩm dò địa chấn trong địa chất dầu khí*. Nhà xuất bản Giao thông Vận tải. 2007: 239 trang.
5. Ngô Xuân Vinh. *Địa chất và tiềm năng dầu khí khu vực đới nâng Tư Chính, Tây Nam quần đảo Trường Sa trên cơ sở nghiên cứu giếng khoan PV-942X*. Tạp chí Dầu khí. 2000; 4 + 5: trang 2 - 14.
6. Nguyễn Trọng Tín, Lê Đức Công và nnk. *Địa chất dầu khí các bể trầm tích Kainozoi ở vùng biển Việt nam*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học và Công nghệ biển toàn quốc lần thứ 5. Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. 2011: trang 178 - 188.
7. L.F.Brown, W.L.Fisher. *Seismic stratigraphy interpretation of depositional systems: Examples from Brazilian rift and pull-apart basins*. Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir. 1977; 26: p. 213 - 248.
8. B.U.Haq, J.Hardenbol, P.R.Vail. *Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea level change*. Sea-Level Changes. 1988; 42: p. 71 - 108.
9. Mai Thanh Tân. *Seismic stratigraphic studies of the continental shelf of Southern Vietnam*. Journal of Petroleum Geology. 1995; 18(3): p. 345 - 354.

10. R.M.Mitchum Jr., P.R.Vail. *Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 7 - Seismic stratigraphic interpretation procedure*. Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir. 1977; 26, p.135 - 143.
11. R.M.Mitchum Jr., P.R.Vail, S.Thomson III. *Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 2 - The depositional sequences as a unit for stratigraphic analysis: Section 2 - Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation*. Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir. 1977; 26, p. 53 - 62.
12. R.M.Mitchum Jr., P.R.Vail, J.B.Sangree. *Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6 - Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2 - Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation*. Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir. 1977; 26, p.117 - 133.
13. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). *Báo cáo tổng kết địa chất giếng khoan PV-94-2X cấu tạo Tư Chính*. 1/1995.
14. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí các khu vực Trường Sa và Tư Chính - Vũng Mây*. Đề tài khoa học cấp Nhà nước KC.09.25/06-10. Viện Dầu khí Việt Nam. 2011.
15. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Tiềm năng dầu khí khu vực Tư Chính - Vũng Mây - Trường Sa*. 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"). Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

Characteristics of facies and depositional environment of Tu Chinh - Vung May basin by the results of seismic data analysis

**Le Duc Cong¹, Mai Thanh Tan²
Nguyen Trong Tin³, Van Thi Thom¹**

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²University of Mining and Geology

³Vietnam Association of Petroleum Geology

Summary

Tu Chinh - Vung May is a sedimentary basin characterised by complex geology and tectonic and volcanic processes affecting sedimentation. Through the analysis and interpretation of seismic stratigraphy based on sequence stratigraphy, the results of the study conducted by the authors allow distribution diagrams, characteristics of facies and depositional environment of Oligocene, lower Miocene, middle Miocene and upper Miocene periods to be constructed and matched with the results of A well's geological materials. The results of this study are the premise for further studies to assess the oil and gas potential of Tu Chinh - Vung May basin.

Key words: Seismic stratigraphy, seismic facies, sediment facies, sedimentary environment, Tu Chinh - Vung May basin.

DỰ BÁO TƯƠNG THẠCH HỌC VÀ MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH CHO ĐÁ CHỨA CARBONATE PHÍA NAM BỂ SÔNG HỒNG, VIỆT NAM

ThS. Đỗ Thế Hoàng, TS. Nguyễn Hải An, ThS. Trần Huy Du
 Tổng công ty Thẩm dò Khai thác Dầu khí
 Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Việc dự báo tương thạch học và môi trường trầm tích để xác định mối quan hệ thủy động lực cho đá chứa carbonate với đặc trưng địa chất riêng biệt trong suốt quá trình thành tạo cũng như các ảnh hưởng trong quá trình biến đổi thứ sinh là thách thức lớn đối với các nhà địa chất. Nghiên cứu của nhóm tác giả đã dự báo 3 tập trầm tích carbonate trên cơ sở 5 tướng địa chấn điển hình. Kết quả phân tích thạch học lát mỏng kết hợp với tài liệu địa chấn đã dự báo môi trường trầm tích của đá chứa thuộc loại khối xây carbonate rìa thềm; phân loại 6 tướng đá với các loại độ rỗng riêng biệt tương ứng với 5 đơn vị dòng chảy. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình dự báo độ thấm cho các giếng không được lấy mẫu lõi.

Từ khóa: Carbonate, độ thấm, đơn vị dòng chảy, vỉa chứa, logic mờ.

1. Giới thiệu

Đá carbonate là loại đá trầm tích phổ biến, có ý nghĩa quan trọng trong công nghiệp dầu khí, với hơn 60% trữ lượng dầu và 40% trữ lượng khí trên thế giới được tích tụ trong các mỏ carbonate. Đá carbonate có một số đặc điểm khác biệt về nguồn gốc thành tạo, thành phần khoáng vật, hóa học và sinh khoáng. Trầm tích vụn lục nguyên được tạo thành từ vật liệu phá hủy các đá có trước và được vận chuyển đến môi trường lắng đọng [3, 6], do vậy đặc điểm cấu tạo và kiến trúc của đá trầm tích vụn phản ánh chế độ thủy động lực. Bất kỳ một tầng chứa không đồng nhất nào cũng có thể được mô tả chế độ thủy động lực bằng các đơn vị dòng chảy. Một đơn vị dòng chảy (Hydrolic Unit - HU) được định nghĩa là một khối đại diện cơ bản của đá chứa mà trong đó các đặc tính địa chất và tính chất vật lý thạch học ảnh hưởng đến dòng chảy của chất lưu là không đổi và khác với các đặc tính, tính chất của các khối khác [2]. Không giống như các đá trầm tích vụn lục nguyên khác, trầm tích carbonate được thành tạo chủ yếu từ các chất kết tủa hoặc khung xương sinh vật trong môi trường trầm tích [9]. Vì vậy, trầm tích carbonate có một số các đặc tính rất riêng biệt về môi trường trầm tích, thành phần thạch học và đặc trưng độ rỗng - độ thấm. Kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả góp phần làm sáng tỏ bức tranh về môi trường trầm tích, tương thạch học và đặc tính thấm chứa của đá chứa carbonate tại một số mỏ phía Nam bể Sông Hồng, ngoài khơi Việt Nam.

2. Phương pháp nghiên cứu

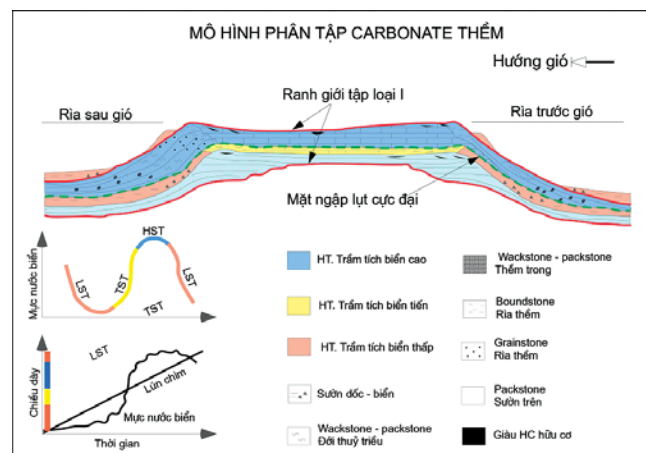
2.1. Mô hình địa tầng phân tập carbonate

Địa tầng phân tập đã trở thành phương pháp hiệu

quả trong nghiên cứu lịch sử phát triển đối với trầm tích carbonate [4]. Rất nhiều công trình đã sử dụng hoặc chấp nhận mô hình địa tầng phân tập đưa ra cho trầm tích hạt vụn (mô hình Exxon) để giải thích sự phát triển của các tập trầm tích carbonate. Sự hình thành của trầm tích carbonate (Hình 1) có sự khác biệt so với trầm tích vụn, được thành tạo tại chỗ ở các khu vực có môi trường biển bởi các quá trình trầm tích hữu cơ và vô cơ [8]. Do có nhiều nguồn gốc và chịu ảnh hưởng của các yếu tố môi trường thành tạo (thay đổi tương đối của mực nước biển), sự biến đổi của đặc tính carbonate diễn ra mạnh và đa dạng [9]. Mặc dù những nguyên tắc cơ bản của địa tầng phân tập có thể áp dụng với trầm tích carbonate, nhưng những khác biệt giữa trầm tích carbonate và trầm tích vụn sẽ dẫn đến mô hình phân tập, vùng hệ thống trầm tích carbonate riêng biệt.

2.2. Các phương pháp địa vật lý giếng khoan

Tài liệu địa vật lý giếng khoan cho phép các nhà địa



Hình 1. Mô hình phân tập của khối carbonate [6]

chất minh giải thành phần thạch học và môi trường trầm tích của các lớp đất đá, liên kết chúng với mặt cắt địa chấn. Từ đó, liên kết tương địa chấn với tính chất đất đá và tương trầm tích. Tài liệu địa vật lý giếng khoan được sử dụng cho nghiên cứu tầng carbonate thường bao gồm một loạt các đường cong biến đổi trường địa vật lý theo chiều sâu như: đường cong gamma (GR); điện thế tự nhiên (PS), điện trở (RT), đường cong siêu âm (DT), đường cong mật độ (RHOB). Việc minh giải đường cong địa vật lý giếng khoan cho phép chính xác hóa địa tầng, xác định đặc điểm môi trường trầm tích. Hiện nay, việc nâng cao hiệu quả phân tích mối quan hệ giữa đặc điểm đường cong địa vật lý giếng khoan với thành phần thạch học và các tham số địa vật lý địa chấn khác rất được quan tâm.

2.3. Các phương pháp thách học trầm tích

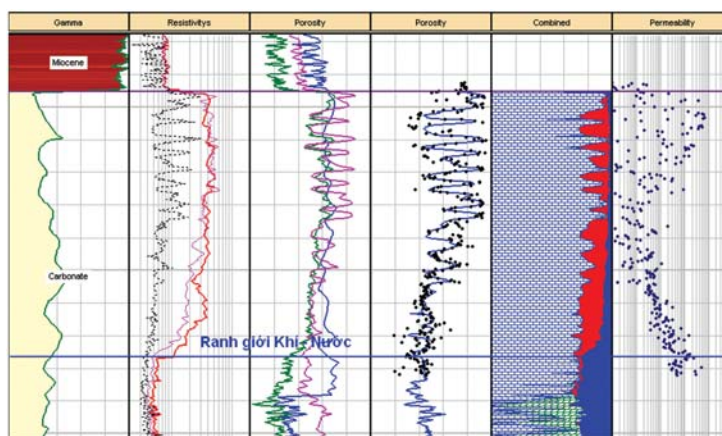
Phương pháp phân tích thạch học lát mỏng được nhóm tác giả sử dụng nhằm xác định thành phần, hàm lượng của khoáng vật tạo đá, đặc điểm kiến trúc như: độ chọn lọc, độ mài tròn, kiểu xi măng, mức độ biến đổi thứ sinh... Việc xác định đặc điểm thành phần, kiến trúc của đá bằng phương pháp này rất quan trọng, do đây là yếu tố định lượng phản ánh nguồn gốc vật liệu cung cấp, điều kiện động lực của quá trình vận chuyển và lắng đọng trầm tích, có ảnh hưởng đến quá trình biến đổi thứ sinh của đá.

2.4. Phương pháp cổ sinh

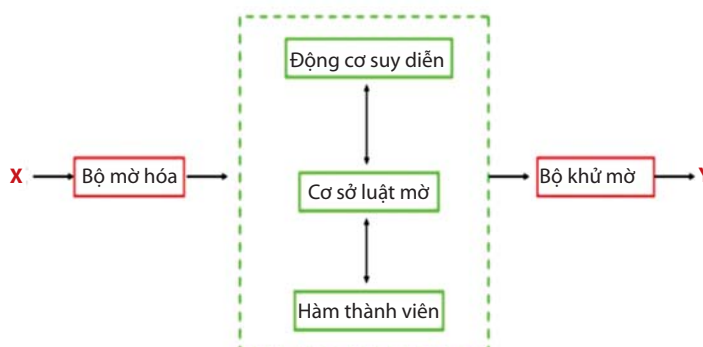
Phương pháp cổ sinh được sử dụng để phân tích các bể trầm tích cũng như các tầng đá carbonate, dùng để xác định các hóa thạch theo thời gian để liên kết các mặt cắt địa tầng và môi trường cổ nhằm cung cấp các thông tin của địa tầng trầm tích trong tiến trình phát triển địa chất. Đặc biệt, trầm tích carbonate với sự phong phú và bảo tồn gần nguyên vẹn các hóa thạch động thực vật, do đó việc luận giải môi trường trầm tích trở nên tin cậy hơn.

2.5. Phương pháp phân nhóm và dự báo

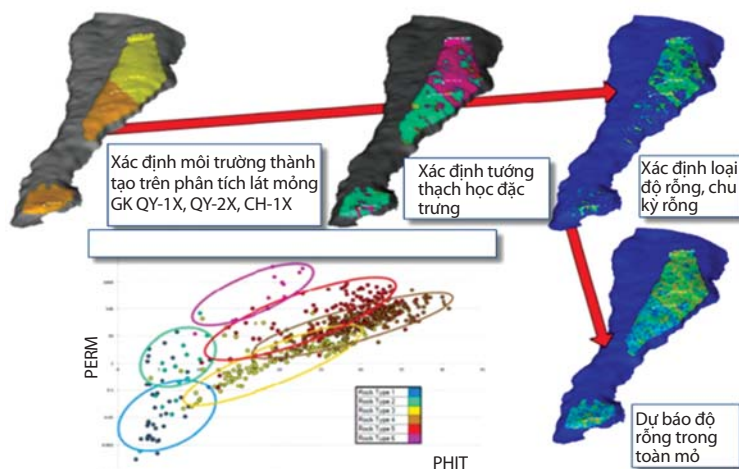
Nhóm tác giả đã áp dụng lý thuyết Logic mờ (Fuzzy logic) của L.A.Zadeh [1] để dự báo các đơn vị dòng chảy trên toàn bộ các giếng khoan. Logic mờ là nền tảng để xây dựng các hệ mờ nhằm giải quyết các vấn đề đặt ra trong thực tế sản xuất. Trong đó, công cụ chủ chốt của Logic mờ là tiền đề hóa và lập luận xấp xỉ với phép suy diễn mờ.



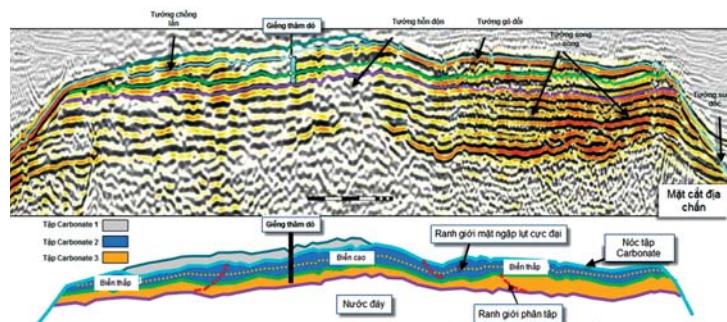
Hình 2. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan trong khoảng vữa carbonate, giếng khoan B [5].



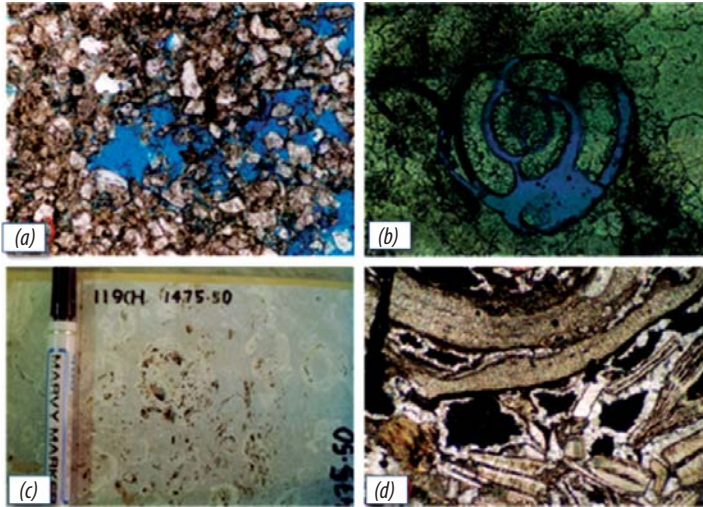
Hình 3. Mô hình hệ suy diễn mờ



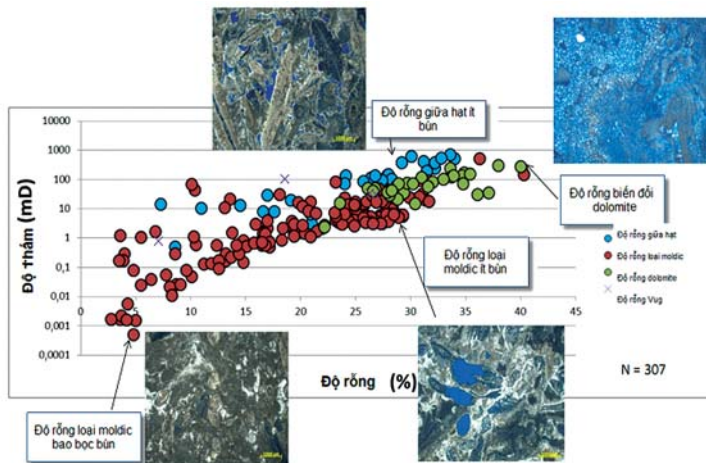
Hình 4. Các bước dự báo tương thạch học và tính chất thấm chứa vỉa carbonate



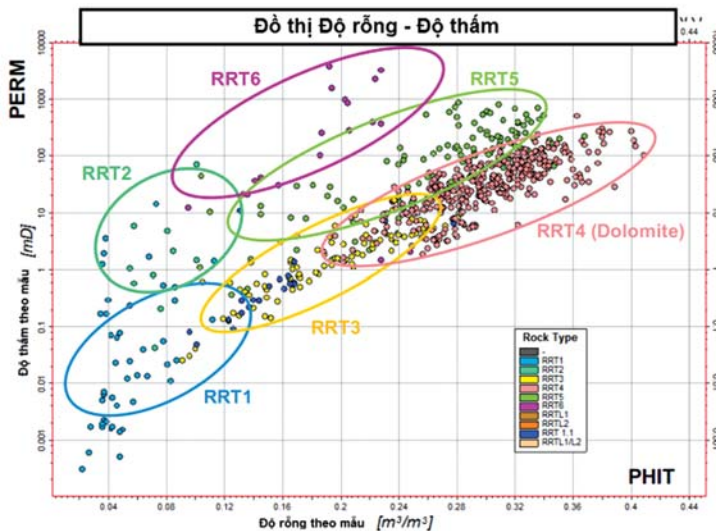
Hình 5. Trích đoạn mặt cắt địa chấn 3D minh họa các dạng tướng địa chấn chủ yếu trong trầm tích carbonate tuổi Miocene



Hình 6. Một số kiểu độ rỗng điển hình: (a) giữa hạt, (b) khuôn đúc, (c, d) hang hốc



Hình 7. Đồ thị mối quan hệ độ rỗng - độ thấm theo kiểu độ rỗng từ mẫu lõi giếng khoan thăm lượng B



Hình 8. Quan hệ độ rỗng - độ thấm theo tướng đá

3. Ứng dụng thực tế dự báo tướng thạch học và xác định đơn vị dòng chảy

Nhóm tác giả nghiên cứu đặc điểm thạch học và môi trường trầm tích từ tài liệu mẫu lõi, lát mỏng kết hợp phân tích, minh giải

lát cắt địa chất tầng carbonate theo tài liệu địa vật lý giếng khoan tại giếng khoan thăm dò (A) và các giếng khoan thăm lượng (B, C) ở khu vực phía Nam bể Sông Hồng. Tổng hợp, so sánh các kết quả mẫu lõi cơ lý đá và phân tích thạch học để xây dựng quan hệ độ rỗng - độ thấm. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã sử dụng đặc tính của các đường cong địa vật lý giếng khoan để phân nhóm các loại đá chứa (tướng thạch học) và dự đoán khả năng thấm chứa cho toàn khoảng carbonate trong giếng khoan.

3.1. Đặc điểm và môi trường trầm tích carbonate phía Nam bể Sông Hồng

Theo lát cắt địa chấn, phần dưới cùng là tập carbonate tuổi Langhian được phát hiện tại giếng khoan thăm lượng C với đặc trưng hóa thạch san hô và trùng lỗ benthic nhỏ được hình thành trong môi trường nội thềm có ảnh hưởng của rìa thềm.

Phần giữa là tập carbonate tuổi Serravallian với 2 phân tập: phân tập Serravallian 1 (Serra 1) trầm tích theo chu kỳ trong môi trường sườn mở với đặc trưng tảo đỏ và trùng lỗ benthic lớn, trữ lượng hydrocarbon chủ yếu tập trung trong phân tập carbonate này; phân tập Serravallian 2 (Serra 2) phủ lên trên phân tập Serra 1 với đặc trưng là cát kết glauconite và sét kết môi trường biển sâu.

Phần trên cùng là tập carbonate tuổi Tortonian được nhận biết trên tài liệu địa chấn. Tuy nhiên, thành phần thạch học của tập Tortonian tại giếng khoan thăm lượng C đã chuyển tiếp sang tướng sét biển sâu. Để nghiên cứu và giải quyết vấn đề này cần thu thập thêm thông tin, dữ liệu cần thiết từ các nguồn khác.

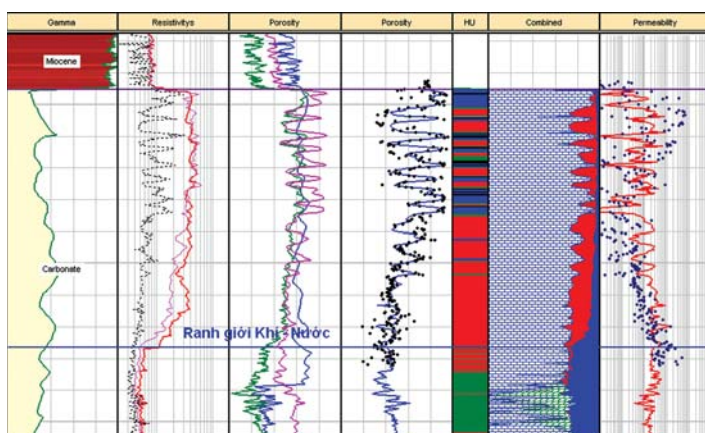
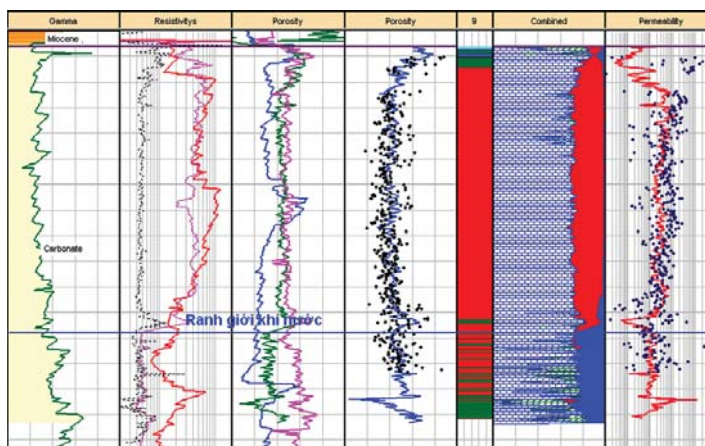
3.2. Xác định thành phần thạch học

Trên cơ sở tổng hợp các kết quả phân tích mẫu cổ sinh, thạch học, địa vật lý giếng khoan, nhóm tác giả xác định thành phần thạch học của carbonate trong khu vực nghiên cứu gồm những sinh vật tạo vôi liên quan tới các đá được xác định:

- San hô, trùng lỗ bám đáy, rhodolite - boundstone.
- Tảo đỏ, skeletal, equinoderm packstone - grainstone.
- Tảo đỏ, mollusk, bryozoa grainstone - packstone.

Bảng 1. Tổng hợp các loại tướng đá với đặc trưng quan hệ độ rỗng - độ thấm

Ký hiệu	Thạch học	Loại độ rỗng	Biến đổi tạo đá	Phân bố	Liên kết
RRT1	Packstone, Mud-lean Packstones	Khuôn đúc cục bộ và giữa hạt	Xi măng hóa và ít rửa lũa	Phần dưới của Serra 1 giếng khoan B	0,70
RRT2	Packstone, Mud-lean Packstones	Khuôn đúc cục bộ và hang hốc	Xi măng hóa và rửa lũa (sớm và muộn)	Dưới bất chỉnh hợp Serra 2 giếng khoan B, C	0,65
RRT3	Mud-lean Packstones, Grainstones	Khuôn đúc và khuôn đúc cục bộ	Xi măng hóa và rửa lũa hạt vụn	Phần trên của Serra 1 giếng khoan B (>30m dưới mặt bất chỉnh hợp carbonate)	0,85
RRT4	Packstone, Mud-lean Packstones, Grainstones	Giữa tinh thể và khuôn đúc	Dolomite hóa và rửa lũa (muộn?)	Trên ranh giới tập Serra 1	0,87
RRT5	Mud-lean Packstones, Grainstones	Giữa hạt, hang hốc, khuôn đúc	Ít xi măng hóa, rửa lũa (muộn)	Trong khoảng 30m dưới mặt bất chỉnh hợp carbonate	0,75
RRT6	Packstone, Mud-lean Packstones, Grainstones	Hang hốc	Rửa lũa không chọn lọc sớm và muộn	Dưới bề mặt bất chỉnh hợp carbonate	0,65


Hình 9. Kết quả dự báo độ thấm tại giếng khoan thăm lượng B

Hình 10. Kết quả kiểm chứng dự báo độ thấm trên giếng khoan thăm lượng C

- Trùng lỗ và ostracode trôi nổi, tảo đỏ grainstone - wackestone.

3.3. Xác định kiểu độ rỗng

Kết quả phân tích mẫu thạch học lát mỏng đã xác định kiến trúc đá vôi dạng hạt như: rudstone, floatstone và grainstone. Tại 2 mẫu nghiên cứu kiến trúc đá packstone chứa tảo đỏ, trùng lỗ

bám đáy có độ hạt trung bình phổ biến ở cỡ 0,18 - 0,71mm nhưng thay đổi trong khoảng khá rộng 0,062 - 30mm. Khi quan sát xác định phân loại độ rỗng của đá carbonate, có thể nhận biết được phát triển độ rỗng thứ sinh do rửa lũa khung xương sinh vật (moldic porosity) và độ rỗng giữa hạt (Hình 6). Ngoài ra, các loại độ rỗng thứ sinh khác như nứt nẻ và dolomite hóa khá phổ biến và đóng vai trò rất quan trọng đối với trầm tích carbonate.

3.4. Xác định đơn vị thủy động lực (HU)

Kết quả phân tích độ thấm trên mẫu lõi các giếng khoan thăm lượng B và C cho thấy chế độ thủy động lực của đá chứa carbonate tuổi Miocene giữa phụ thuộc chủ yếu vào loại độ rỗng hơn là kiểu kiến trúc và tướng đá (Hình 7).

Kết quả phân tích cho thấy 6 kiểu tướng đá (ký hiệu từ RRT1 tới RRT6) với thành phần thạch học và kiểu độ rỗng đặc trưng sẽ tương ứng với 5 quan hệ độ rỗng - độ thấm (HU - Hydraulic unit) (Hình 8).

Các quan hệ độ rỗng - độ thấm được định danh từ 1 - 5 theo mức độ chất lượng vỉa từ kém đến rất tốt và mức độ hàm liên kết chấp nhận được (Bảng 1).

3.5. Kết quả dự báo độ thấm tại các giếng thăm dò, thăm lượng

Phương pháp dự báo được sử dụng là Logic mờ (Fuzzy Logic) trên phần mềm Interactive Petrophysics (IP) trên cơ sở các đường cong: GR, RHOB, NPHI, DT. Kết quả dự báo độ thấm cho thấy rất phù hợp với tài liệu mẫu lõi (Hình 9).

Đặc biệt khi dùng hoàn toàn tài liệu của mô hình

dự báo tại giếng khoan B để áp dụng cho giếng khoan C, sau đó đem kết quả so sánh với tài liệu phân tích độ thấm từ mẫu lõi giếng khoan C cho thấy sự phù hợp trên hầu hết tầng chứa (Hình 10). Điều này đã khẳng định tính đúng đắn của phương pháp xác định quan hệ độ rỗng - độ thấm và dự báo độ thấm đã nghiên cứu ứng dụng.

4. Kết luận

Qua nghiên cứu đặc điểm trầm tích, thạch học và dự báo độ thấm cho vỉa carbonate phía Nam bể Sông Hồng, nhóm tác giả rút ra các kết luận sau:

Kết quả nghiên cứu địa chất, địa vật lý kết hợp với phân tích lát mỏng đã xác định được các tập trầm tích trong vỉa carbonate với các đặc trưng về tuổi địa chất và thạch học riêng biệt: Phần dưới cùng là tập carbonate tuổi Langhian, giữa là tập carbonate tuổi Serravallian với 2 phân tập: phân tập Serravallian 1 (Serra 1) và phân tập Serravallian 2 (Serra 2); trên cùng là tập carbonate tuổi Tortonian.

Kết quả phân tích độ thấm trên mẫu lõi giếng khoan thẩm lượng B và kiểm chứng tại giếng khoan thẩm lượng C cho thấy quan hệ độ rỗng - độ thấm của đá chứa carbonate tuổi Miocene giữa phụ thuộc chủ yếu vào loại độ rỗng hơn là kiểu kiến trúc và tướng đá. Các loại độ rỗng moldic, hang hốc (vuggy), biến đổi dolomite có vai trò quyết định đến quan hệ độ rỗng - độ thấm của đá chứa.

Trong vỉa carbonate đã xác định 6 loại tướng đá với kiểu kiến trúc và loại độ rỗng đặc trưng tương ứng với 5 quan hệ độ rỗng - độ thấm. Mô hình dự báo độ thấm cho thấy sự phù hợp với tài liệu mẫu lõi trên hầu hết tầng chứa. Điều này đã khẳng định tính đúng đắn của phương pháp xác định quan hệ độ rỗng - độ thấm và dự báo độ thấm mà nhóm tác giả đã nghiên cứu ứng dụng.

Tài liệu tham khảo

1. L.A.Zadeh. *Fuzzy sets*. Information and Control. 1965; 8: p. 338 - 353.
2. Lê Hải An, *Xác định phân bố thủy lực từ tài liệu ĐVLGK sử dụng mạng nơ-ron phục vụ đánh giá tầng chứa dầu khí*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2006; 14: trang 4 - 8.
3. Đỗ Bạt, Nguyễn Địch Dĩ, Phan Huy Quỳnh, Phạm Hồng Quế, Nguyễn Quý Hùng, Đỗ Việt Hiếu. *Địa tầng các bể trầm tích Kainozoi Việt Nam*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: trang 141 - 181.
4. Mai Thanh Tân. Bài giảng "Sự phát triển của phương pháp địa chấn địa tầng trong thăm dò dầu khí". 1999.
5. Mai Thanh Tân. *Công nghệ địa chấn trong nghiên cứu đặc điểm tầng chứa dầu khí*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Kỹ thuật Địa vật lý Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: trang 391 - 402.
6. Nguyễn Hiệp (chủ biên). *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2007.
7. Vũ Ngọc Diệp, Hoàng Ngọc Đăng, Trần Mạnh Cường, Nguyễn Trọng Tín. *Quá trình phát triển và thái hóa của đá carbonate tuổi Miocene trên đới nâng Tri Tôn phần Nam bể trầm tích Sông Hồng*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 7: trang 19 - 28.
8. I.A.McIlreath, N.P.James. *Facies models 12. Carbonate slopes*. Facies models. Geoscience Canada Reprint series 1. 1979: p. 133 - 143.
9. Wolfgang Schlager. *Carbonate sedimentology and sequence stratigraphy*. 2005.

Rock typing and depositional environment prediction for carbonate reservoir in the south of Song Hong basin, Vietnam

Do The Hoang, Nguyen Hai An, Tran Huy Du
Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

Carbonate reservoirs have distinct geological characteristics compared to clastic reservoirs due to different formation and diagenesis processes. Rock typing and depositional environment prediction to determine porosity-permeability relationships are a challenging problem for geologists. The authors investigated and proposed 03 sequences in the carbonate reservoir, based on 5 main 3D seismic facies. Based on thin section analysis combined with 3D seismic data, the depositional environment of carbonate rock was predicted as platform margin with 6 rock types corresponding with 5 Hydraulic Units (HU). On that basis, the authors have established permeability prediction model for wells from which core samples could not be taken.

Key words: Carbonate, permeability, hydraulic unit (HU), reservoir, Fuzzy logic.

PHỨC HỆ HÓA THẠCH BÀO TỬ PHẦN HOA TRONG TRẦM TÍCH RIFT LỤC ĐỊA HỆ TẦNG SÔNG BA

ThS. Chu Đức Quang

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: quangcd@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả phân tích phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa 10 mẫu thực địa từ trầm tích rift lục địa hệ tầng Sông Ba tại khu vực cầu Cà Lúi (tuổi cuối Miocene sớm) và cầu Lệ Bắc (tuổi cuối Oligocene muộn đến đầu Miocene sớm). Phức hệ hóa thạch bào tử phần và tương hữu cơ trong đá cho phép xác định môi trường trầm tích là hồ nước ngọt có hiện tượng lợ hóa và độ muối có xu hướng giảm theo tuổi địa chất từ già tới trẻ. Kết quả phân tích cho thấy tuổi của trầm tích cổ hơn các nghiên cứu trước đây, cần nghiên cứu chi tiết cổ sinh địa tầng giếng khoan ENRECA-1 để làm sáng tỏ tuổi và môi trường lắng đọng trầm tích.

Từ khóa: Phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa, hệ tầng Sông Ba, tương bào tử phần, rift Sông Ba, Enreca-1, trầm tích hồ.

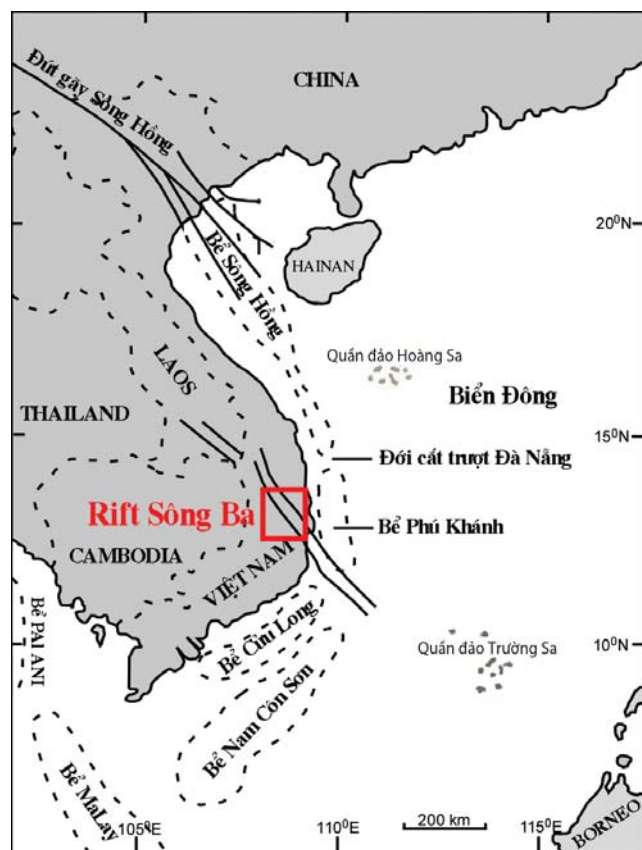
1. Giới thiệu

Trầm tích rift lục địa hệ tầng Sông Ba là cấu trúc dài trên 300km, được thành tạo do hệ thống đứt gãy theo hướng Tây Bắc - Đông Nam kéo dài từ Pô Kô - Sông Ba - Nha Trang (Hình 1), nằm trên đất liền phía Tây bể trầm tích Phú Khánh. Hệ tầng trầm tích rift Sông Ba được lấp đầy các trầm tích Đệ Tam trên diện tích 2.700km², phát triển trong 2 graben (Ayun Pa và Krông Pa) và ngăn cách

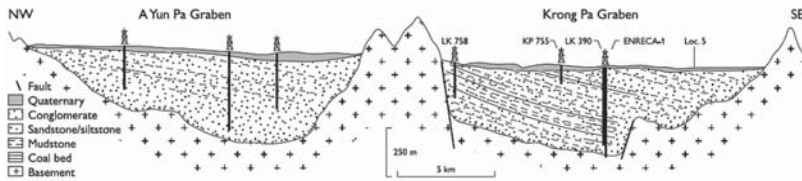
bởi móng nội sinh nổi cao (Hình 2). Trầm tích rift Sông Ba phân lớp mỏng có xu hướng là các đơn nghiêng có hướng dốc theo hướng Đông Nam. Trầm tích rift Sông Ba đã được nghiên cứu bởi nhiều giếng khoan nông và đặc biệt có giếng khoan ENRECA-1 sâu 480m đã khoan thủng các trầm tích phủ Đệ Tam tại trung tâm graben Krông Pa.

Hệ tầng Sông Ba có diện phân bố trong các vùng Cheo Reo và Phú Túc thuộc thung lũng Sông Ba đoạn từ cầu Bắc Lệ đến thị trấn Phú Túc đã được nhiều nhà địa chất nghiên cứu và xác lập tên gọi là điệp Sông Ba hoặc hệ tầng Sông Ba và xác định tuổi địa chất tương đối cũng khác nhau. Điệp Sông Ba: các tác giả Trịnh Dánh, Vũ Khúc và nnk (1984) [9]; Trịnh Dánh (1985 và 1993) xác định tuổi địa chất Miocene muộn [10]. Hệ tầng Sông Ba: các tác giả Trần Tính và nnk (1998) [13]; Trịnh Dánh, Vũ Khúc và nnk (2000) xác định tuổi địa chất Miocene muộn [14]. Hệ tầng Sông Ba: các tác giả Trịnh Dánh, Phan Cự Tiến và nnk (1989) [11]; Vũ Khúc, Bùi Phú Mỹ và nnk (1990) xác định tuổi địa chất Miocene muộn [12].

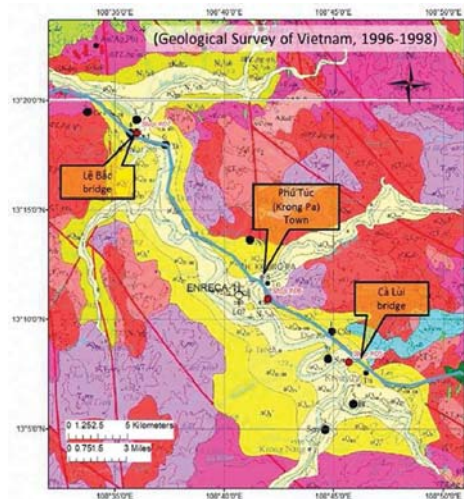
Theo nghiên cứu “Các phân vị địa tầng Việt Nam” năm 2005 của Tổng Duy Thanh và Vũ Khúc xác định hệ tầng Sông Ba nằm không chính hợp trên loạt Bản Đôn tuổi Jura sớm - giữa, trên rhyolite hệ tầng Mang Yang tuổi Trias giữa hoặc granite tuổi Jura - Creta và xác định hệ tầng Sông Ba là Oligocene theo hóa thạch thực vật gắn gũi với hệ thực vật Nà Dương [1]. Trong nghiên cứu của Trần Ngọc Khai và nnk [2], hệ tầng Sông Ba được xếp vào tuổi Miocene từ kết quả đo vẽ bản đồ địa chất và điều tra khoáng sản tỷ lệ 1:50.000 nhóm tờ Krông Pa. Trong nghiên cứu “Địa tầng Kainozoi tại các đồng bằng ven biển Nam Trung Bộ”, Nguyễn Địch Dĩ và nnk cho rằng hệ tầng Sông Ba có tuổi Miocene giữa - muộn [8]. Như vậy, còn nhiều quan điểm



Hình 1. Vị trí trùng Sông Ba trên bản đồ Việt Nam



Hình 2. Mặt cắt dọc theo trục trầm tích rift Sông Ba theo phương Tây Bắc - Đông Nam [4]

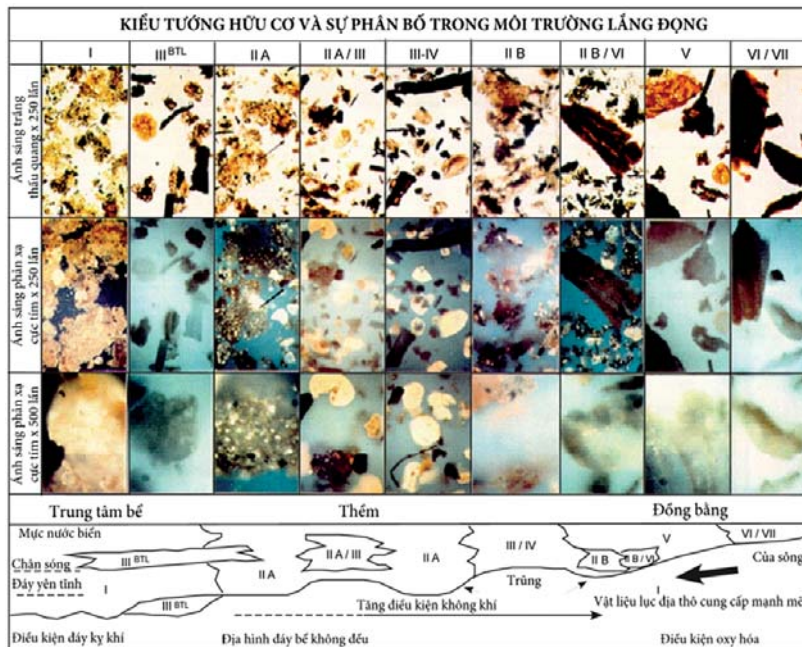


Hình 3. Vị trí lấy mẫu tại cầu Cà Lúi và cầu Lê Bắc

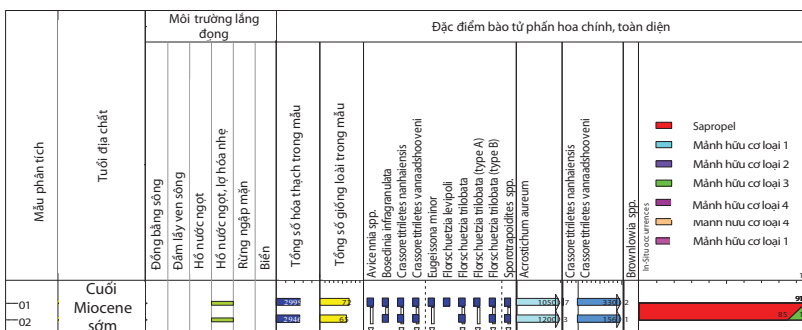
Số hiệu	Mô tả thạch học
01	Bùn kết Xám sẫm
02	Bùn kết Light grey, Mầu xám nhạt
03	Bột kết Light grey, coal fragments
04	Bột kết Xám nhạt chứa than phân lớp mỏng gợn sóng
05	Bùn kết Xám sẫm chứa than
06	Bột kết Xám nhạt chứa than thực vật
07	Cát-bột Xám sẫm chứa than và mảnh thực vật phân lớp mỏng
08	Bột kết Xám sẫm chứa than và mảnh thực vật phân lớp mỏng
09	Bột kết Xám sẫm chứa than và mảnh thực vật phân lớp mỏng
10	Bột kết Xám sẫm chứa than và mảnh thực vật

Các mẫu 01-02: Dọc bờ phải sông Ba
Cách cầu Cà Lúi khoảng 1km về hạ lưu
(13° 8' 2.47" N, 108° 45' 41.39" E)

Các mẫu 03-10: điểm lộ bên trái của cầu Lê Bắc
về thượng lưu (13° 18' 32.00" N, 108° 35' 59.20" E)



Hình 4. Quy luật phân bố các mảnh hữu cơ trong môi trường lắng đọng



Hình 5. Đặc điểm bào tử phấn hoa các mẫu cách cầu Cà Lúi 1km bờ hữu ngạn, hạ lưu Sông Ba

chưa thống nhất về tuổi địa chất của trầm tích hệ tầng Sông Ba, thay đổi từ Oligocene đến Miocene muộn.

2. Phân tích phức hệ hóa thạch bào tử phấn hoa trong trầm tích rift lục địa hệ tầng Sông Ba

2.1. Phương pháp nghiên cứu

Phân tích 10 mẫu thực địa tại 2 điểm dọc Sông Ba tại khu vực cầu Cà Lúi và Lê Bắc (Hình 3). Các chỉ tiêu phân tích cổ sinh địa tầng gồm vi cổ sinh, tảo carbonate và bào tử phấn hoa toàn diện (palynology plus palynofacies). Kết quả phân tích vi cổ sinh và tảo carbonate không tìm thấy hóa thạch. Nhưng kết quả phân tích bào tử phấn hoa cho tất cả các mẫu phân tích chứa rất phong phú hóa thạch kể cả vật chất hữu cơ.

Quy trình gia công mẫu bào tử phấn hoa theo tiêu chuẩn lấy 10g mẫu giã dập nhỏ kích thước 0,5 - 1,0mm, phá các thành phần vô cơ carbonate và silicate bằng các acid HCl (10%) và HF (40%). Sau đó, tách mẫu bằng dung dịch nặng tỷ trọng 2,2g/cm³. Mẫu được dán cố định 1 tiêu bản phủ lamén 22 x 22mm dùng cho phân tích bào tử phấn và tương hữu cơ. Phần hữu cơ còn lại được oxy hóa bằng acid HNO₃ (65%) để làm giàu hóa thạch và dán 2 tiêu bản cố định phủ lamén 22 x 40mm cho phân tích bào tử phấn hoa. Phân tích và nhận dạng hóa thạch trên hệ thống kính hiển vi sinh vật AXIO Imager A2 của hãng Zeiss với vật kính x 20 hoặc x 100 và thị kính x 10. Tổng hóa thạch bào tử phấn được phân tích từ tất cả các tiêu bản cố định của mỗi mẫu (3 tiêu bản). Tương hữu cơ trong trầm tích được phân tích thành phần các mảnh vụn hữu cơ trong đá nhằm xác định môi trường trầm tích cụ thể hơn (Hình 4).

2.2. Kết quả phân tích

Tất cả 10 mẫu được phân tích các chỉ tiêu cổ sinh địa tầng gồm: vi cổ sinh (foraminifera), tảo vôi (nannofossil) và bào tử phấn hoa toàn diện (palynology và palynofacies). Các phân tích vi cổ sinh và

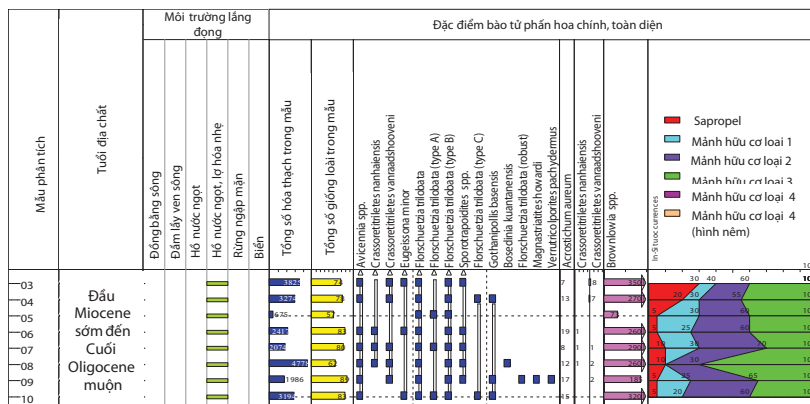
tảo vôi không phát hiện được các di tích sinh vật biển tồn tại trong mẫu, bước đầu có thể kết luận các trầm tích của hệ tầng Sông Ba được lắng đọng trong môi trường lục địa.

Kết quả phân tích bào tử phần hoa toàn diện đã phát hiện được các phức hệ hóa thạch trong tất cả 10 mẫu rất giàu hóa thạch và vật chất hữu cơ.

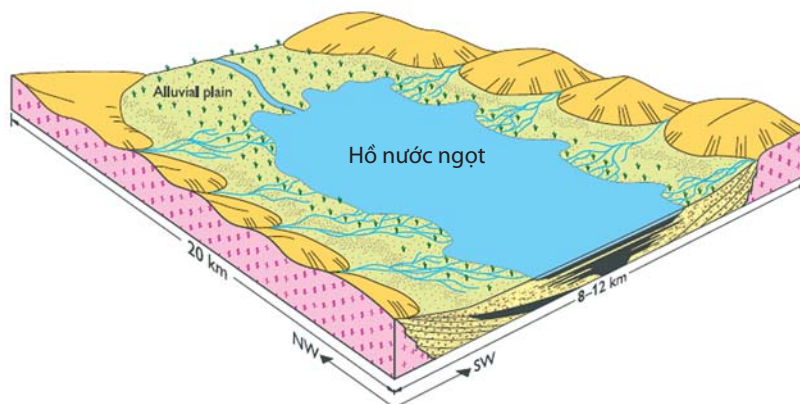
2.2.1. Nhóm mẫu lấy tại khu vực cầu Cà Lúi (gồm mẫu 1 và 2)

Phức hệ hóa thạch phát hiện trong mẫu tại khu vực cầu Cà Lúi chứa từ 2.946 - 2.999 hạt bào tử phần với 65 - 72 giống loài (Hình 5). Các hóa thạch chủ yếu trong phức hệ bào tử phần tìm thấy gồm *Acrostichum aureum*, *Crassoretitrites nanhaiensis*, *Crassoretitrites vanraadshooveni*, *Gleichennidites* spp., *Lygodiumsporites* spp., *Pinuspollenites* spp., *Piceapollenites* spp., *Brownlowia* spp., *Calophyllum* spp., *Caryapollenites* spp., *Combretocarpus rotundatus*, *Cupuliferoipollenites* spp., *Euphorbiaceae undiff.*, *Eugeissona minor*, *Florschuetzia levipoli*, *Florschuetzia trilobata*, *Florschuetzia trilobata* (type A), *Florschuetzia trilobata* (type B), *Lagerstroemia* spp., *Retitricolporites* spp., *Retitricolpites* spp., *Shorea* spp., *Sporotrapoidites* spp., *Tricolporopollentes*, *Tricolporites* spp., *Verrutricolporites* spp., *Botryococcus braunii*, *Botryococcus* spp., *Bosedinia infragranulata*, *Tasmanites* spp...

Tuổi địa chất của mẫu 1 và 2 là Miocene sớm được chứng minh bằng tập hợp hóa thạch đặc trưng tìm thấy như: *Sporotrapoidites* spp., *Bosedinia infragranulata*, *Florschuetzia levipoli*, *Avicennia* spp., *Calophyllum* spp., *Eugeissona minor* và *Combretocarpus rotundatus*. Sự phát triển mạnh của *Crassoretitrites nanhaiensis* và *Crassoretitrites vanraadshooveni* trong cả 2 mẫu này theo nghiên cứu của J.H.Germeraad, C.A.Hopping và



Hình 6. Đặc điểm bào tử phần hoa các mẫu tại cầu Lê Bắc phía tả ngạn, thượng lưu Sông Ba



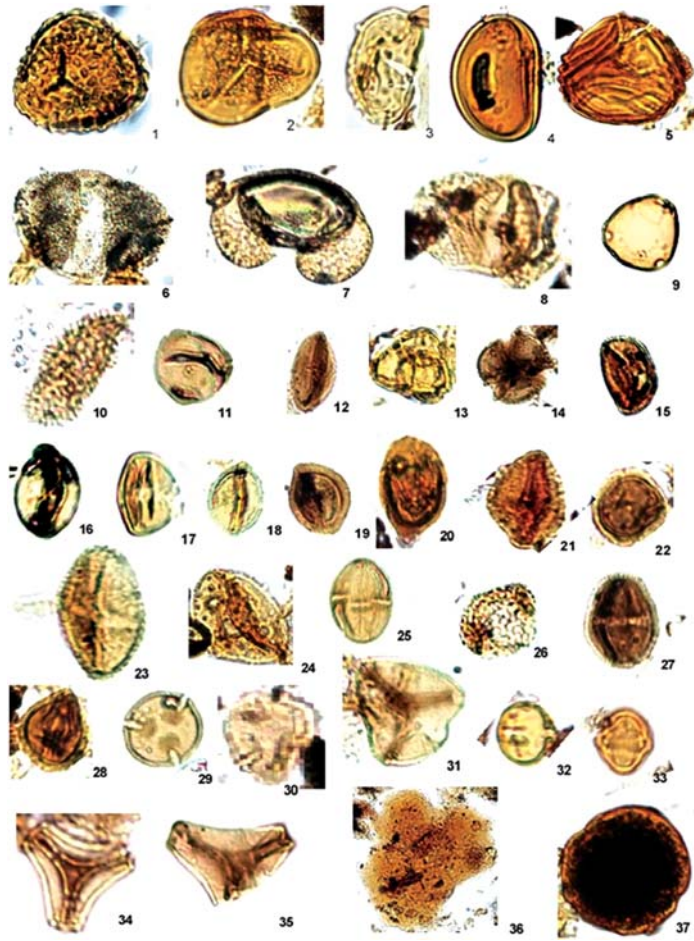
Hình 7. Mô hình trầm tích hồ áp dụng cho trầm tích rift địa Sông Ba [4]

J.Muller [5] có thể xếp vào đới thực vật vùng nhiệt đới *Crassoretitrites vanraadshooveni* thuộc tuổi cuối Miocene sớm.

Môi trường trầm tích là hồ nước ngọt bị lợ hóa nhẹ nước sâu được nhận biết bằng phức hệ hóa thạch *Botryococcus* spp., *Botryococcus braunii*, *Bosedinia infragranulata*, *Acrostichum aureum*, *Brownlowia* spp. và thành phần sapropel (80 - 90%) trong tổng hàm lượng vật chất hữu cơ.

2.2.2. Nhóm mẫu tại khu vực cầu Lê Bắc (gồm 8 mẫu, số hiệu từ 3 đến 10)

Phức hệ hóa thạch phát hiện trong mẫu tại khu vực cầu Lê Bắc chứa từ 675 - 4.778 hạt bào tử phần với 57 - 89 giống loài (Hình 6). Phức hệ hóa thạch bào tử phần đặc trưng gồm: *Acrostichum aureum*, *Polypodiisporites perruacatus*, *Stenochlaena palustris*, *Pinuspollenites* spp., *Piceapollenites* spp., *Alangiopollis* spp., *Alnipollenites verus*, *Avicennia* spp., *Barringtonia* spp., *Brownlowia* spp., *Calophyllum* spp., *Caryapollenites* spp., *Combretocarpus rotundatus*, *Cupuliferoipollenites* spp., *Durio* spp., *Euphorbiaceae undiff.*, *Florschuetzia trilobata*, *Florschuetzia trilobata* (type A), *Florschuetzia trilobata* (type B), *Florschuetzia trilobata* (type C), *Florschuetzia trilobata* (robust), *Gothanipollis basensis*, *Jarandersonia* spp., *Lagerstroemia* spp., *Loranthaceae undiff.*, *Pterospermum* spp., *Sporotrapoidites* spp., *Retitricolpites* spp., *Retitricolporites* spp., *Tricolporopollentes* spp., *Tricolporites* spp., *Verrutricolporites pachydermus*, *Botryococcus* spp., *Bosedinia infragranulata*, *Tasmanites* spp...



Hình 8. Một số hóa thạch bào tử phần hoa trong trầm tích rift lục địa hệ tầng Sông Ba

(1. *Crassoretitrites vanraadshooveni*; 2. *Acrostichum aureum*; 3. *Stenochlaena palustris*; 4. *Poly-podiaceasporites undiff.*; 5. *Magnastriatites howardi*; 6. *Piceapollenites spp.*; 7. *Pinuspollenites spp.*; 8. *Podocarpidites spp.*; 9. *Caryapollenites spp.*; 10. *Racemonocolpites hians*; 11. *Casuarina cainozoicus*; 12. *Euphorbiaceae undiff.*; 13. *Ericipites spp.*; 14. *Barringtonia spp.*; 15. *Combretocarpus rotundatus*; 16. *Florschuetzia trilobata*; 17. *Florschuetzia trilobata* (type A); 18. *Florschuetzia trilobata* (type B); 19. *Florschuetzia trilobata* (type C); 20. *Sporotrapoidites spp.*; 21. *Avicennia spp.*; 22. *Lagerstroemia spp.*; 23. *Calophyllum spp.*; 24. *Pterospermum spp.*; 25. *Rhus spp.*; 26. *Cephanomappa spp.*; 27. *Retitricolporites spp.*; 28. *Verrutricolporites pachydermus*; 29. *Brownlowia spp.*; 30. *Jarandersonia spp.*; 31. *Loranthaceae undiff.*; 32-33. *Zonocostites ramonae*; 34-35. *Gothanipollis basensis*; 36. *Botryococcus spp.*; 37. *Tasmanites spp.*).

Tuổi địa chất từ cuối Oligocene muộn đến đầu Miocene sớm được luận giải trên cơ sở tìm thấy tập hợp hóa thạch đặc trưng *Gothanipollis basensis*, *Sporotrapoidites spp.*, *Combretocarpus rotundatus*, *Calophyllum spp.*, *Avicennia spp.* và *Eugeissona minor*.

Môi trường lắng đọng trầm tích của cả 8 mẫu là hồ nước ngọt bị lợ hóa được nhận biết bằng phức hệ hóa thạch *Botryococcus spp.*, *Bosedinia infragranulata*, *Magnastriatites howardi*, *Barringtonia spp.*, *Brownlowia spp.* với thành phần sapropel (5 - 30%) và mảnh hữu cơ loại 3 (30 - 40%, thậm chí 70%). Như vậy, môi trường lắng đọng trầm tích hồ xác định cho các mẫu phân tích này là phù hợp với mô hình thành tạo các trầm tích rift Sông Ba (Hình 7).

So sánh kết quả phân tích bào tử phần từ 2 khu vực cầu Lệ Bắc và cầu Cà Lúi cho thấy nhóm mẫu khu vực cầu Cà Lúi là cuối Miocene sớm, trẻ hơn tuổi địa chất của nhóm mẫu khu vực cầu Lệ Bắc là phù hợp với cấu trúc địa chất trầm tích rift Sông Ba (Hình 2). Sự phát triển thực vật ngập mặn *Brownlowia spp.* trong các mẫu khu vực cầu Lệ Bắc được chuyển lên thực vật ngập mặn *Acrostichum aureum* có độ muối nhạt hơn trong nhóm mẫu khu vực cầu Cà Lúi. Ranh giới địa chất Miocene sớm và Oligocen muộn có thể tìm thấy trong các giếng khoan khi nghiên cứu cổ sinh địa tầng và đặc biệt là giếng khoan ENRECA-1 tại Phú Cần (tọa độ VN2000: 145, 87, 99 - 24, 81, 53) thuộc graben Krông Pa. Do vậy, cần phải nghiên cứu chi tiết cổ sinh địa tầng mặt cắt trầm tích giếng khoan ENRECA-1.

Kết quả phân tích tương hữu cơ (palynofacies) cho thấy tổng vật chất hữu cơ trong đá cao với thành phần sapropel và spore-pollen-cutinite (hóa thạch bào tử phần và mảnh hữu cơ loại 3) khá cao, phù hợp với các kết quả phân tích địa hóa TOC trong giếng khoan ENRECA-1 [3].

3. Kết luận và kiến nghị

Kết quả phân tích cổ sinh địa tầng 10 mẫu thực địa từ 2 khu vực trong trầm tích rift lục địa hệ tầng Sông Ba được lắng đọng trong môi trường hồ nước ngọt bị lợ hóa, chứa phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa rất phong phú có tuổi địa chất tương đối là cuối Miocene sớm (tại khu vực cầu Cà Lúi) và cuối Oligocene muộn đến đầu Miocene sớm (tại khu vực cầu Lệ Bắc). Tuổi địa chất của các trầm tích rift lục địa khác nhau ở khu vực cầu Cà Lúi và cầu Lệ Bắc phù hợp mô hình địa chất rift lục địa hệ tầng Sông Ba.

Kết quả nghiên cứu khác với các công trình nghiên cứu địa chất về hệ tầng Sông Ba đã được công bố trước đây. Ranh giới địa chất Oligocene và Miocene trong hệ tầng Sông Ba có thể được làm rõ khi nghiên cứu chi tiết cổ sinh địa tầng mặt cắt trầm tích giếng khoan ENRECA-1 sâu 480m đã xuyên thủng trầm tích Đệ Tam rift lục địa Sông Ba. Trên cơ sở đó, cần có các nghiên cứu địa chất địa vật lý chi tiết để làm sáng tỏ cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí các trầm tích rift lục địa hệ tầng Sông Ba.

Tài liệu tham khảo

1. Tống Duy Thanh, Vũ Khúc, Đặng Trần Huyền, Đoàn Nhật Trường, Đỗ Bạt, Nguyễn Địch Dĩ, Nguyễn

Hữu Hùng, Phạm Huy Thông, Phạm Kim Ngân, Tạ Hòa Phương, Trần Hữu Dân, Trần Tất Thắng, Trần Văn Trị, Trịnh Văn Long. *Các phân vị địa tầng Việt Nam*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội. 2005: trang 381 - 383.

2. Trần Ngọc Khai, Nguyễn Hùng Cường, Nguyễn Huy Dũng. *Một số thông tin mới về hệ tầng Sông Ba qua kết quả đo vẽ bản đồ địa chất và điều tra khoáng sản tỷ lệ 1:50.000 nhóm từ Krông Pa*. Liên đoàn Bản đồ Địa chất miền Nam. 2009.

3. Lê Văn Hiên, H.I.Petersen, L.H.Nielsen. *Kết quả nghiên cứu địa hóa giếng khoan Enreca-1 ở trũng Sông Ba: Một bằng chứng của đá mẹ sinh dầu tuổi Miocen và ý nghĩa của nó đối với các bể trầm tích ở Việt Nam*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ 30 năm Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005; 1: trang 380 - 386.

4. L.H.Nielsen, H.I.Petersen, N.D.Thai, N.A.Duc, M.B.W.Fyhn, L.O.Boldreel, H.A.Tuan, S.Lindstrom, L.V.Hien. *A Middle-upper Miocene fluvial-lacustrine rift sequence in the Song Ba rift, Vietnam: An analogue to oil-prone, small-scale continental rift basins*. Petroleum Geoscience. 2007; 13(2): p. 145 - 168.

5. J.H.Germeraad, C.A.Hopping, J.Muller. *Palynology of tertiary sediments from tropical areas*. Review of Palaeobotany and Palynology. 1968; 6(3-4): p. 189 - 348.

6. R.J.Morley. *Tertiary stratigraphic palynology in Southeast Asia: Current status and new direction*. Bulletin of the Geological Society of Malaysia. 1991; 28: p. 1 - 36.

7. J.M.Cole. *Freshwater dinoflagellate cysts and acritarchs from Neogene and Oligocene sediments of the South China sea and adjacent areas*. Neogene and Quaternary Dinoflagellate Cysts and Acritarchs. 1992: p. 181 - 196.

8. Nguyễn Địch Dĩ, Đinh Văn Thuận, Nguyễn Trọng Tấn, Vũ Văn Hà, Lê Đức Lương, Phan Đông Pha. *Địa tầng Kainozoi tại các đồng bằng ven biển Nam Trung Bộ*. Tạp chí các Khoa học Trái đất. 2010; 32(1) trang 1 - 7.

9. Vũ Khúc (chủ biên). *Hóa thạch đặc trưng ở miền Nam Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 1984.

10. Trịnh Đánh. *Những nét cơ bản về trầm tích Đệ tam ở Việt Nam*. Tạp chí Địa chất và Khoáng sản. 1985; 2: trang: 43 - 59.

11. Phan Cự Tiễn (chủ biên). *Địa chất Campuchia, Lào, Việt Nam: Thuyết minh bản đồ địa chất Campuchia, Lào, Việt Nam tỷ lệ 1: 1.000.000*. Tổng cục Mỏ - Địa chất. 1989.

12. Vũ Khúc, Bùi Phú Mỹ. *Địa chất Việt Nam. Tập I. Địa tầng*. Tổng cục Mỏ Địa chất. Hà Nội. 1990.

13. Trần Tính (chủ biên). *Địa chất và khoáng sản từ Kon Tum - Buôn Ma Thuột: từ Măng Đen - Bồng Sơn, từ Kon Tum, từ Quy Nhơn, từ An Khê, từ Pleiku, từ Tuy Hòa, từ Buôn Ma Thuột, từ bản đồ tỷ lệ 1:200.000*. Cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam. 1997.

14. Vũ Khúc. *Sách tra cứu các phân vị địa chất Việt Nam*. Cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam. 2000.

Palynomorph assemblages in the Song Ba continental rift sediments

Chu Duc Quang

Vietnam Petroleum Institute

Summary

The article presents the results of analysis of palynomorph assemblages from ten outcrop samples of Song Ba continental rift sediments of Ca Lui and Le Bac bridges areas, of Earliest Miocene and Latest Oligocene respectively. The palynomorph assemblage and palynofacies made it possible to determine that the depositional environments of all analytic outcrop samples are freshwater lacustrine with slight brackish water conditions and salt decreasing trends from old to young geological age. These analytical results indicated that the age of Sông Ba continent rift sediments is older than concluded in previous studies. Thus, the biostratigraphy in ENRECA-1 well needs to be studied in detail to clarify the age and the depositional environment.

Key words: Palynomorphs, Song Ba formation, palynofacies, Song Ba rift, Enreca-1, lacustrine sediments.

KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO, ĐÁNH GIÁ VÀ THỬ NGHIỆM HỆ VI NHŨ TƯƠNG ACID CHO XỬ LÝ VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG VỈA CÁT KẾT

KS. Nguyễn Thị Ngọc Bích, ThS. Trịnh Thanh Sơn, ThS. Hoàng Linh
ThS. Phan Vũ Anh, ThS. Hoàng Thị Phương, KS. Lương Văn Tuyên
ThS. Kiều Anh Trung, CN. Cù Thị Việt Nga, KS. Ngô Hồng Anh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: bichntn@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu một số kết quả về nghiên cứu chế tạo hệ vi nhũ tương acid cho xử lý vùng cận đáy giếng; kích thước hạt và độ bền của hệ vi nhũ. Hệ vi nhũ có tốc độ ăn mòn thấp hơn dung dịch acid ở cùng nồng độ. Kết quả thử nghiệm trên mô hình vỉa cho thấy hệ vi nhũ tổng hợp được có khả năng phục hồi độ thấm trên 90% đối với mẫu lõi tầng Miocene và Oligocene mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: Hệ vi nhũ tương acid, vỉa cát kết, độ thấm.

1. Giới thiệu

Hiện nay, sản lượng dầu của nhiều giếng khai thác bị sụt giảm do hiện tượng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng bởi sự hình thành, bám dính và tích tụ các cặn hữu cơ và vô cơ. Trong giai đoạn 1988 - 2012, có 776 lần xử lý vùng cận đáy giếng tại mỏ Bạch Hổ và khai thác thêm được 6,08 triệu tấn dầu. Nhiều phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã được thử nghiệm và ứng dụng rộng rãi với mức độ thành công khác nhau. Trên thực tế, xử lý acid là phương pháp phổ biến nhất nhằm cải thiện độ thấm cho vùng cận đáy giếng. Tùy vào tình trạng cụ thể của vùng cận đáy giếng cần xử lý, có thể áp dụng nhiều quy trình và thành phần hệ acid phù hợp như: sử dụng hỗn hợp acid đơn thuần, nhũ tương acid, tiền xử lý bằng dung môi hydrocarbon (diesel), dầu thô nóng kết hợp với dung dịch acid... Mục tiêu của phương pháp xử lý acid là hòa tan các tích tụ vô cơ bít nhét hoặc tạo kênh dẫn mới giúp cải thiện hoặc phục hồi độ thấm cho vùng cận đáy giếng. Tuy nhiên, hệ nhũ tương acid vẫn tồn tại tính ăn mòn cao, hiệu quả xử lý không kéo dài, thời gian duy trì ngắn do bán kính xâm nhập của acid không sâu khiến tình trạng ngập nước của vỉa ngày càng tăng. Quá trình xử lý acid lặp lại, hiệu quả xử lý giảm dần.

Khắc phục hiện trạng trên, nhóm tác giả thuộc Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu chế tạo hệ vi nhũ tương kết hợp 2 nhóm hóa phẩm xử lý đồng thời cặn lắng đọng hữu cơ và vô cơ. Với kích thước nhỏ, các hạt vi nhũ tương có thể thâm nhập sâu vào vùng có độ thấm thấp mà các dung dịch acid khác không thể xâm nhập, giúp tăng phạm vi xử lý và nâng cao hiệu quả cải thiện độ thấm vùng cận đáy giếng.

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu kết quả tối ưu hóa thành phần hệ vi nhũ tương và đánh giá, thử nghiệm hệ vi nhũ tương acid ứng dụng cho xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng vỉa cát kết.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu và thiết bị

2.1.1. Nguyên liệu

Các hóa chất để pha chế nên hệ vi nhũ tương gồm: dầu diesel, xylen, acid formic, K₂EDTA, 2 chất hoạt động bề mặt không ion ký hiệu là HDBM 1, HDBM 2, butanol. Đây là kết quả của quá trình khảo sát lựa chọn dựa trên thành phần của lắng đọng hữu cơ (nhựa, asphaltene, paraffin rắn,...) và lắng đọng vô cơ (CaCO₃ và CaSO₄...). Mẫu lõi được thử nghiệm được lấy từ tầng Miocene và Oligocene mỏ Bạch Hổ do Phòng thí nghiệm Mô hình hóa và Vật lý vỉa - Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) chuẩn bị.

2.1.2. Thiết bị

Ống chịu nhiệt (Ace Glass Incorporated Vineland New Jersey - USA); tủ gia nhiệt (MRC - Israel); máy đo kích thước hạt (LA-950V2 HORIBA - Nhật Bản); máy đo độ nhớt (Fann Viscometer Model 35 SA - USA).

2.2. Phương pháp nghiên cứu

- Xây dựng giản đồ pha: Ba giản đồ pha được xây dựng tương ứng với các tỷ lệ khối lượng của chất hoạt động bề mặt (S) và chất đồng hoạt động bề mặt (Co) là 1:1, 2:1 và 3:1 theo phương pháp chuẩn độ.

- Phương pháp quy hoạch thực nghiệm: Phần mềm Modde 5.0. được sử dụng để xác định các giá trị tối ưu.

2.3. Đánh giá một số chỉ tiêu chất lượng của hệ vi nhũ tương

- Đo kích thước hạt vi nhũ bằng thiết bị LA-950V2 HORIBA (Nhật Bản).
- Độ bền pha và thời gian tách pha của hệ vi nhũ ở điều kiện vỉa: Độ bền pha được tiến hành theo phương pháp Bottle test [7, 8]. Ở điều kiện nhiệt độ cao, mẫu vi nhũ tương được đựng trong ống chịu nhiệt chuyên dụng đặt trong tủ gia nhiệt ở nhiệt độ vùng cận đáy giếng trong thời gian 4 giờ. Quá trình tách pha của hệ vi nhũ được quan sát sau mỗi khoảng thời gian xác định (30 phút).
- Đo độ nhớt của hệ vi nhũ tương tại nhiệt độ phòng bằng thiết bị Fann Viscometer Model 35 SA.
- Tốc độ ăn mòn của hệ vi nhũ được đánh giá và so sánh với dung dịch acid formic cùng nồng độ theo tiêu chuẩn ASTM G31-72 và ASTM G1-03 [2,3].

2.4. Thử nghiệm khả năng phục hồi độ thấm trên mô hình vật lý vỉa tương ứng với điều kiện mẫu lõi tầng Miocene và Oligocene

Để đánh giá khả năng xử lý cận lắng đọng vùng cận đáy giếng vỉa cát kết, nhóm tác giả đã phối hợp với các



Hình 1. Thiết bị đánh giá khả năng phục hồi độ thấm của hệ vi nhũ tương trên mô hình dòng chảy đa pha

cán bộ NIPI (Vietsovpetro) đánh giá khả năng phục hồi độ thấm trên thiết bị mô hình dòng chảy đa pha theo quy trình của Vietsovpetro [1].

2.4.1. Quy trình phân tích, đánh giá khả năng phục hồi độ thấm của mẫu lõi sau khi xử lý bằng hệ vi nhũ tương

- Thiết lập các mô hình vỉa đối với mẫu lõi vỉa cát kết và xác định độ thấm ban đầu.
- + Gia công mẫu lõi: Khoan 3 mẫu trụ (1 mẫu tầng Miocene và 2 mẫu tầng Oligocene), sấy khô, bão hòa bằng nước vỉa trước khi thực hiện thí nghiệm;
- + Xác định độ thấm khí, độ rỗng;
- + Tạo bão hòa nước dư S_{wr} ;
- + Đo chiều dài, đường kính 3 mẫu trụ: 1 mẫu tầng Miocene và 2 mẫu tầng Oligocene có chiều dài lần lượt là 4,79cm, 4,98cm và 7,14cm; đường kính 4,94cm, 5,06cm và 5cm.
- Chuẩn bị chất lưu làm việc
- + Nước biển;
- + Dầu vỉa được mô phỏng độ nhớt ở điều kiện vỉa cát kết: 70% dầu thô giếng 27 (MSP-1-BK-7) + 30% dầu hỏa. Đo độ nhớt dầu ở nhiệt độ 110°C và 130°C;
- + Dầu nhiễm bẩn pha thêm paraffin và asphaltene;
- + Nước có độ khoáng hóa cao;
- + Hệ vi nhũ tương - kết quả của phương pháp quy hoạch thực nghiệm khảo sát tối ưu hóa điều kiện tạo vi nhũ tương.

2.4.2. Thử nghiệm đánh giá phục hồi độ thấm trên mô hình dòng chảy đa pha

- Chuẩn bị lắp mẫu lõi vào bộ giữ mẫu, tăng nhiệt độ lên 110°C với mẫu Miocene và 130°C với mẫu Oligocene, áp suất nén hông $P_{nh} = 130\text{atm}$; (tương đương áp suất hiệu dụng P_{hd}), áp suất làm việc $P_{via} = 100\text{atm}$; bơm bão hòa dầu cho mẫu (5 lần thể tích lỗ rỗng) $5V_r$ theo chiều thuận. Xác định độ thấm dầu ban đầu của mẫu trong mô hình vỉa: K_i ;
- Bơm dung dịch nước có độ khoáng hóa cao với thể tích $2V_r$ với $\Delta P = 20\text{atm/m}$ nhằm mục đích kết tủa cận lắng đọng vô cơ. Lưu giữ mẫu tại điều kiện vỉa 2 giờ;
- Bơm đẩy dầu nhiễm bẩn đã được chuẩn bị với $\Delta P = 20 - 24\text{atm/m}$, thể tích bơm $2V_r$, tắt nhiệt ngâm ở nhiệt độ phòng (nhằm lắng đọng paraffin và asphaltene), lưu giữ trong 5 - 8 giờ. Sau đó nâng nhiệt độ lên nhiệt độ vỉa. Bơm

dầu mô phỏng độ nhớt theo chiều thuận ở $\Delta P = 20 \text{ am}/\text{m}$.
Xác định độ thấm dầu K_2 ;

- Bơm hệ vi nhũ tương acid theo chiều ngược với chiều đo thấm với $\Delta P = 20 \text{ am}/\text{m}$, thể tích bơm $2V_r$. Bơm đẩy dầu mô phỏng theo chiều thuận ở $\Delta P = 50 \text{ am}/\text{m}$, thể tích bơm $3V_r$. Xác định độ thấm dầu K_3 .

- Tính hệ số phục hồi độ thấm của mẫu theo công thức:

$$K_{ph} = K_3 / [(K_1 + K_2) / 2]$$

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Xây dựng giản đồ pha

Ba giản đồ pha của ba hệ VNT-1, VNT-2, VNT-3 với tỷ lệ S:Co lần lượt là 1:1, 2:1 và 3:1 được thể hiện ở các Hình 2 - 4. Vùng tạo hệ vi nhũ tương là vùng giới hạn bởi đường cong bên trong giản đồ 3 thành phần.

Các giản đồ pha của 3 hệ vi nhũ tương (Hình 2 - 4) cho thấy các thành phần của hệ VNT-3 (S:Co = 3:1) đã tạo ra một vùng vi nhũ tương trong một khoảng rộng, mở rộng cả về phía pha dầu và pha acid hơn hệ VNT-1 và VNT-2. Hệ VNT-3 được lựa chọn cho các nghiên cứu sau này vì có độ bền pha hơn và các thành phần hệ vi nhũ tương có thể thay đổi linh hoạt hơn khi áp dụng cho từng giếng khai thác cụ thể.

3.2. Kết quả khảo sát điều kiện tối ưu bằng phương pháp quy hoạch thực nghiệm

Thực hiện thí nghiệm theo phương pháp quy hoạch thực nghiệm, tối ưu hóa hàm mục tiêu bằng phương trình hồi quy bậc 2. Dựa trên kết quả thực nghiệm, có thể viết phương trình hồi quy mô tả sự phụ thuộc của kích thước hạt vi nhũ tương (y) vào các nhân tố: tốc độ khuấy (x_1), nồng độ chất hoạt động bề mặt (x_2) và nồng độ acid (x_3) như sau:

$$y = 53,86 + 9,80x_3 + 12,01x_1^2 + 30,04x_2^2 + 26,15x_3^2 - 3,88x_1x_3 - 0,38x_2x_3$$

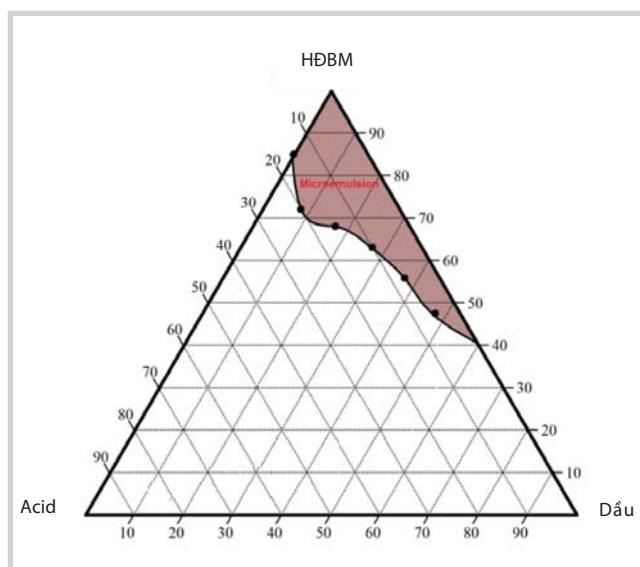
Dựa vào số liệu thực nghiệm thu được, với sự hỗ trợ của phần mềm Modde 5.0, nhóm tác giả tìm ra điều kiện khuấy trộn tối ưu, nồng độ acid HCOOH và các chất hóa nhũ để thu được hệ vi nhũ tương có kích thước hạt phân bố nhỏ nhất. Hệ vi nhũ tối ưu có kích thước hạt phân bố nhỏ nhất $d = 52,96 \text{ nm}$.

- Tiến hành tối ưu hóa bằng cách vẽ bề mặt 3D thể hiện cực trị của hệ tối ưu (Hình 5).

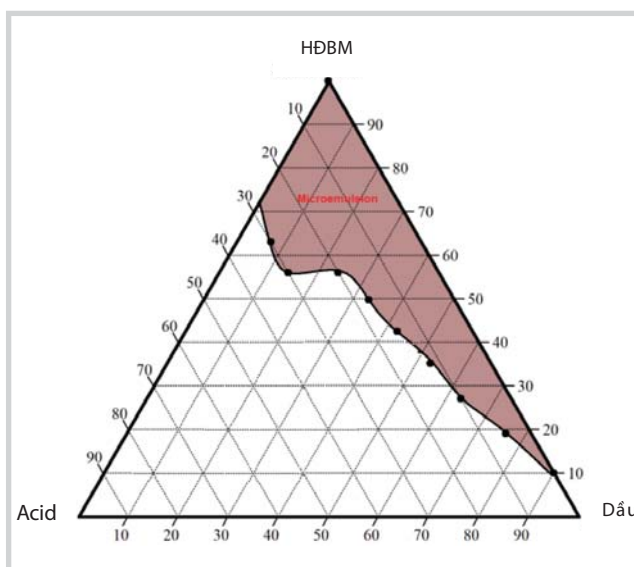
- Phương trình hồi quy phản ánh khá chính xác mô hình thực nghiệm, điều này khẳng định qua các giá trị độ lệch chuẩn $R^2 = 0,993$ và độ tương thích của mô hình $Q^2 = 0,943$.

Bảng 1. Thành phần của vi nhũ tương được lựa chọn để khảo sát

Hệ vi nhũ tương	Tỷ lệ khối lượng			
	Chất hoạt động bề mặt S:Co	HĐBM 1:HĐBM 2	DO:Xylene	HCOOH:K ₂ EDTA:nước
VNT-1	1:1	2:1	5:1	3:1:1
VNT-2	2:1	2:1	5:1	3:1:1
VNT-3	3:1	2:1	5:1	3:1:1



Hình 2. Giản đồ pha của hệ VNT-1 (S:Co = 1:1)

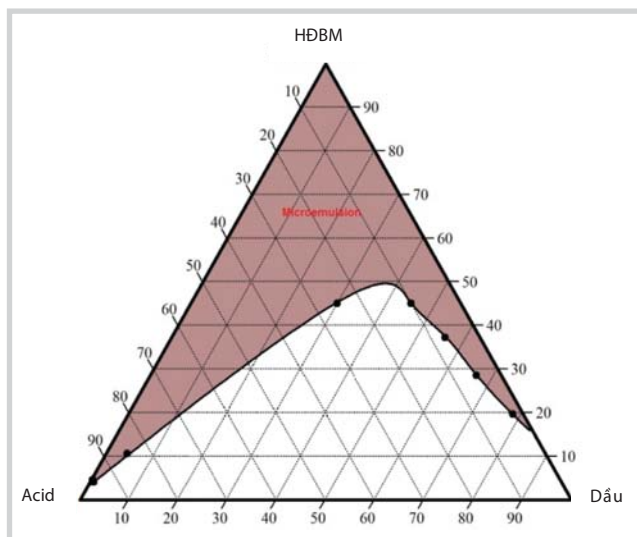


Hình 3. Giản đồ pha của hệ VNT-2 (S:Co = 2:1)

3.3. Đo kích thước hạt

Kết quả đo sự phân bố kích thước hạt theo cường độ của mẫu vi nhũ tương tối ưu (nồng độ chất hóa nhũ 50%, nồng độ acid formic 12%) được biểu diễn bằng đồ thị phân bố kích thước hạt ở Hình 6.

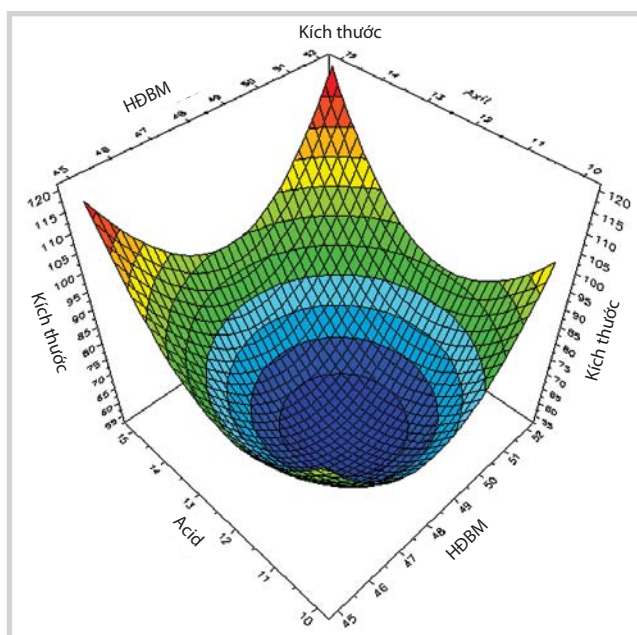
Kết quả đo kích thước hạt của hệ vi nhũ tương tối ưu (Hình 6) cho thấy mẫu vi nhũ tương này chứa các hạt kích



Hình 4. Giản đồ pha của hệ VNT-3 (S:Co = 3:1)

Bảng 2. Bảng kết quả điều kiện tối ưu được tìm ra bằng phương pháp quy hoạch thực nghiệm

Tốc độ khuấy (vòng/phút)	Nồng độ chất hóa nhũ (%)	Nồng độ acid (%)	Kích thước hạt (nm)	Ngoại quan
202	49,51	12,07	52,96	Trong



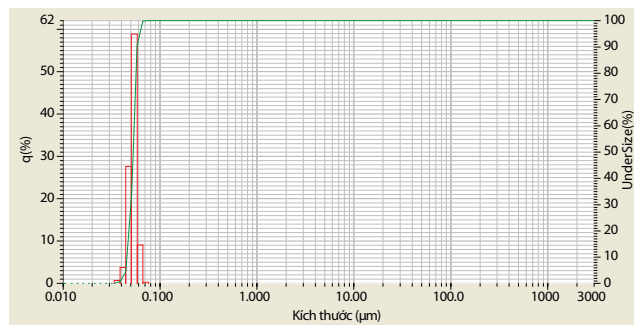
Hình 5. Sự biến thiên kích thước hạt vi nhũ khi nồng độ chất hóa nhũ Surfactant và acid thay đổi với tốc độ khuấy không đổi (tại điểm tối ưu)

thước tập trung là 52,53nm, chứng tỏ phương pháp quy hoạch thực nghiệm ở trên tương đối phù hợp với thực tế. Kết quả này cũng hoàn toàn phù hợp với bản chất của hệ vi nhũ tương đã được đề cập ở mục giới thiệu (kích thước vi nhũ tương trong khoảng 10 - 200nm) và ở mẫu này phần lớn chỉ chứa một loại hạt (theo kích thước) đảm bảo sự phân tán đồng nhất và bền vững, khó bị phá vỡ cấu trúc sau một thời gian bảo quản dài.

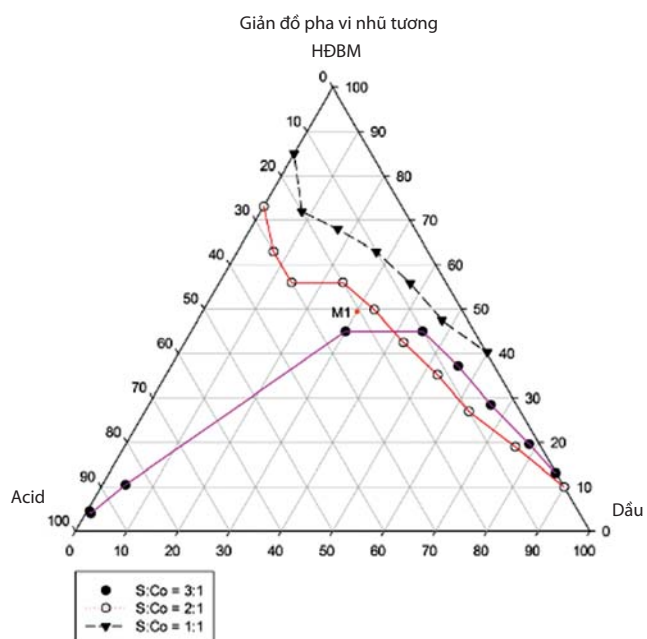
Dựa trên giản đồ pha, điểm M1 được chọn để tiếp tục đánh giá một số chỉ tiêu chất lượng của công thức vi nhũ tương này. Thành phần hệ vi nhũ được lựa chọn thể hiện ở Bảng 3.

3.4. Độ bền pha ở điều kiện thường

Sau 2 tháng thử nghiệm ở điều kiện nhiệt độ phòng, vi nhũ tương acid vẫn trong suốt, không hề bị tách lớp và giữ nguyên màu sắc ban đầu (Hình 8), chứng tỏ hệ vi nhũ thử nghiệm bền về mặt nhiệt động học.



Hình 6. Kết quả đo phân bố kích thước hạt theo cường độ của hệ vi nhũ



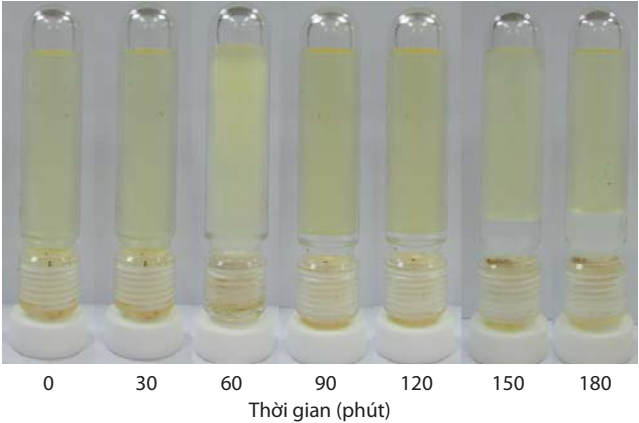
Hình 7. Hệ vi nhũ tối ưu tại điểm M1 trên giản đồ pha so sánh vùng vi nhũ tương của ba hệ VNT-1 (S:Co = 1:1), hệ VNT-2 (S:Co = 2:1), VNT-3 (S:Co = 3:1)

Bảng 3. Thành phần hệ vi nhũ tương M1

Hệ vi nhũ tương M1	Chất hoạt động bề mặt S:Co = 3:1	HĐBM 1: HĐBM 2 = 2:1	DO:Xylene = 5:1	HCOOH:K ₂ EDTA: nước = 3:1:1
Chất hoạt động bề mặt = 50%, Dầu = 30%, acid = 20%				
HĐBM 1 (25%), HĐBM 2 (12,5%), n-Butanol (12,5%), DO (25%), xylene (5%), HCOOH (12%), K ₂ EDTA (4%), nước (4%)				



Hình 8. Hình ảnh hệ vi nhũ tương M1 ở điều kiện nhiệt độ phòng (trong, màu vàng)



Hình 9. Hình ảnh hệ vi nhũ tương M1 trong 4 giờ ở nhiệt độ cao

Bảng 4. Kết quả thử nhiệt trong 4 giờ của hệ vi nhũ tương M1

Thời gian (phút)	0	30	60	90	120	150	180	210	240
Lượng nước tách ra (%)	0	0	0	7	10	15	20	20	20

Bảng 5. Kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn thép của 2 hệ hóa phẩm trong 3 giờ

TT	Hóa phẩm	Nhiệt độ thí nghiệm	Kết quả thí nghiệm				
			S (cm ²)	m ₀ (g)	m ₁ (g)	Δm (g)	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)
1	Formic 12 %	110°C	27,90	19,4561	18,3630	1,0931	145,5431
2		130°C	28,15	19,7491	18,5235	1,2256	161,7258
3	Hệ vi nhũ tương	110°C	27,94	19,2397	19,1511	0,0886	11,7785
4		130°C	27,78	19,2348	19,1197	0,1151	15,3910

3.5. Thời gian tách pha ở điều kiện nhiệt độ cao của hệ vi nhũ tương M1

Mẫu vi nhũ tương acid được đựng trong ống chịu nhiệt chuyên dụng đặt trong tủ gia nhiệt tại 130°C. Quan sát sự tách pha của vi nhũ tương sau 30 phút/lần trong thời gian 4 giờ. Hình 9 và Bảng 4 là kết quả thử nhiệt hệ vi nhũ tương acid ở nhiệt độ cao trong 4 giờ. Mẫu vi nhũ tương acid vẫn giữ được màu sắc ổn định và trong suốt sau 30 phút thử nhiệt. Nhưng sau 1 giờ thử nhiệt, mẫu vi nhũ tương bắt đầu bị vẩn đục và chuyển sang màu trắng sữa, hệ vi nhũ tương bắt đầu bị phá vỡ và tách pha. Pha nước được hình thành từ từ bên dưới đáy ống thử nhiệt.

Trong quy trình xử lý vỉa bằng vi nhũ tương thì sau 3 giờ vi nhũ tương đã thâm nhập được vào vùng có độ thấm thấp (vùng cần tác động) và đủ thời gian tách acid để hòa tan cặn lắng động vô cơ và lắng đọng hữu cơ

(đúng thời điểm). Thời gian 3 giờ để đảm bảo cho hệ vi nhũ tương ổn định, không bị tách lớp trước khi đến được vùng cần tác động. Do đó, kết quả thử nhiệt của hệ vi nhũ tương M1 ở trong Bảng 4 hoàn toàn phù hợp với tiêu chuẩn của Vietsovpetro đối với nhũ tương acid dùng cho xử lý giếng.

3.6. Đánh giá tốc độ ăn mòn của hệ vi nhũ tương M1

Kết quả đo tốc độ ăn mòn thép của 2 hệ hóa phẩm được trình bày ở Bảng 5.

Kết quả Bảng 5 cho thấy hệ vi nhũ tương có độ ăn mòn thép ít hơn rất nhiều so với acid formic riêng lẻ (nồng độ 12%) và trong điều kiện nhiệt độ càng cao thì độ ăn mòn thép của các hóa phẩm càng tăng. Điều này chứng tỏ hệ vi nhũ tương có khả năng ức chế ăn mòn cao và chính sự hiện diện của pha dầu trong hệ vi nhũ đã làm giảm tốc độ phản ứng của acid formic với thép.

Bảng 6. Một số thông số vật lý của mẫu lõi vĩa cát kết

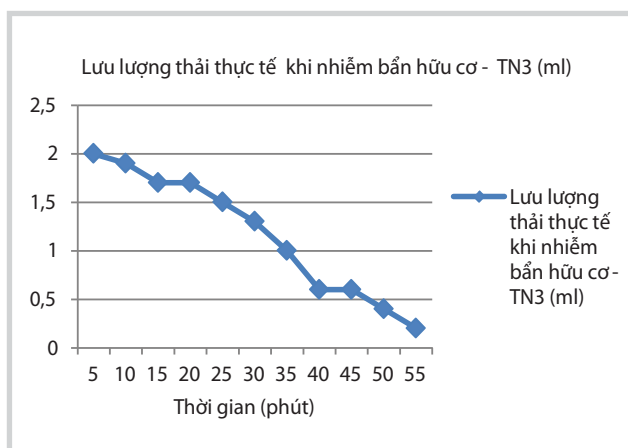
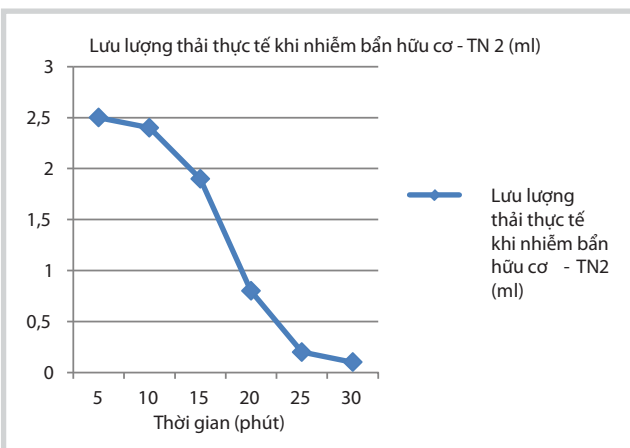
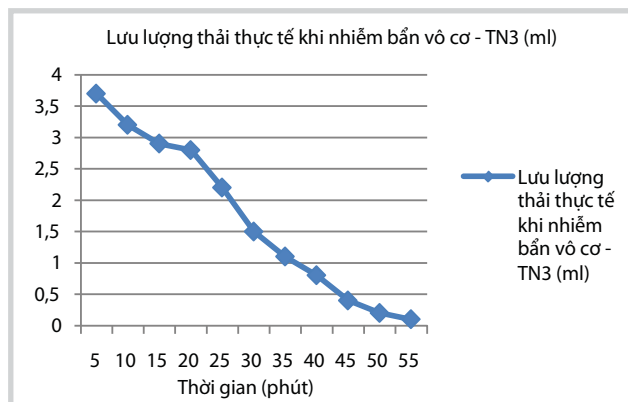
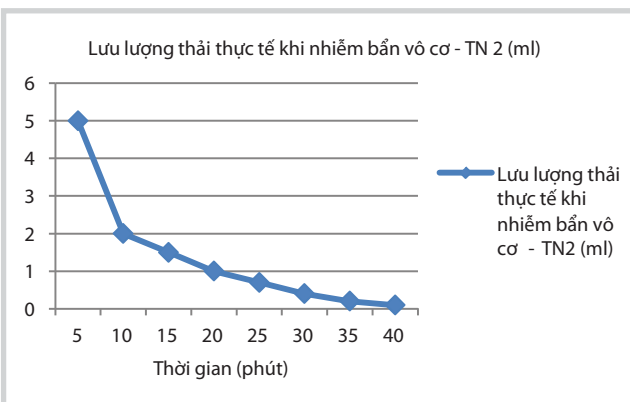
TT	Mẫu lõi cát kết	Số hiệu mẫu	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ sâu (m)	Độ bão hòa nước dư (%)	Thể tích rỗng, (cm ³)	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)
1	Tầng Miocene	BH-74.5-3-40 B	4,79	4,94	2.998,60	34	19,2	21,1	365
2	Tầng Miocene	BH-818.6-2-64	4,98	5,06	3.178,50	27	18,4	18,73	306
3	Tầng Oligocene	BH-16.10-3-95//2	7,14	5,00	3.574,85	28,5	24,0	18,0	333

Bảng 7. Lưu lượng chất thải trong quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn theo thời gian ở thí nghiệm 2

Quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn vô cơ								
Thời gian (phút)	5	10	15	20	25	30	35	40
Lưu lượng thải tích lũy (ml)	5	7	8,5	9,5	10,2	10,6	10,8	10,9
Lưu lượng thải thực tế (ml)	5	2	1,5	1	0,7	0,4	0,2	0,1
Quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn hữu cơ								
Thời gian (phút)	5	10	15	20	25	30		
Lưu lượng thải tích lũy (ml)	2,5	4,9	6,8	7,6	7,8	7,9		
Lưu lượng thải thực tế (ml)	2,5	2,4	1,9	0,8	0,2	0,1		

Bảng 8. Lưu lượng chất thải trong quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn theo thời gian ở thí nghiệm 3

Quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn vô cơ											
Thời gian (phút)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
Lưu lượng thải tích lũy (ml)	3,7	6,9	9,8	12,6	14,8	16,3	17,4	18,2	18,6	18,8	18,9
Lưu lượng thải thực tế (ml)	3,7	3,2	2,9	2,8	2,2	1,5	1,1	0,8	0,4	0,2	0,1
Quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn hữu cơ											
Thời gian (phút)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
Lưu lượng thải tích lũy (ml)	2,0	3,9	5,6	7,3	8,8	10,1	11,1	11,7	12,3	12,7	12,9
Lưu lượng thải thực tế (ml)	2,0	1,9	1,7	1,7	1,5	1,3	1,0	0,6	0,6	0,4	0,2



Hình 10. Đồ thị biểu diễn lưu lượng chất thải thực tế trong quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn theo thời gian ở thí nghiệm 2 và 3

3.7. Thử nghiệm khả năng phục hồi độ thấm trên mô hình vật lý và tương ứng với điều kiện mẫu lõi tầng Miocene và Oligocene

Thí nghiệm 1 (mẫu lõi tầng Miocene):

Khi bơm ép chất nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ, các cán bộ vận hành thiết bị đánh giá khả năng phục hồi độ thấm đã khống chế lưu lượng bơm ép chất nhiễm bẩn ở mức thấp là 10, 20, 30ml/giờ để các dung dịch có độ khoáng cao. Khi có sự chênh áp, dầu nhiễm bẩn sẽ gây kết tủa lắng đọng vô cơ và hữu cơ gây bít nhét các khe nứt, lỗ rỗng của mẫu và làm giảm độ thấm dầu của mẫu lõi. Sau khi ngâm mẫu lõi trong dầu vỉa ở nhiệt độ phòng trong 5 - 8 giờ, tăng nhiệt độ và áp suất ở điều kiện vỉa sau đó mới đo độ thấm dầu.

Thí nghiệm 2 và 3 (1 mẫu lõi tầng Miocene và 1 mẫu lõi tầng Oligocene):

Nhóm tác giả tiến hành bơm ép chất nhiễm bẩn và khống

Bảng 9. Kết quả thí nghiệm

	Thí nghiệm 1	Thí nghiệm 2	Thí nghiệm 3
Mẫu lõi cát kết	Tầng Miocene	Tầng Miocene	Tầng Oligocene
Số hiệu mẫu	BH-74. 5-3-40 B	BH-818. 6-2-64	BH-16. 10-3-95//2
1. Độ thấm dầu ban đầu của mẫu: K1			
Lưu lượng (ml/giờ)	60	100	40
	100	150	80
	140	200	120
Chênh áp (ΔP , kg/cm ²)	0,16	0,29	0,09
	0,25	0,44	0,19
	0,37	0,59	0,28
Độ thấm dầu (K1, mD)	35,64	34,08	47,36
	38,02	33,69	44,87
	35,96	33,50	45,67
Trung bình	36,54	33,75	45,96
2. Độ thấm dầu của mẫu sau khi bơm ép chất nhiễm bẩn: K2			
Lưu lượng (ml/giờ)	10	40	20
	20	60	40
	30	80	60
Chênh áp (ΔP , kg/cm ²)	0,1	0,18	0,3
	0,16	0,26	0,66
	0,24	0,36	1,5
Độ thấm dầu (K2, mD)	9,50	21,96	7,10
	11,88	22,80	6,46
	11,88	21,96	4,26
Trung bình	11,09	22,24	5,94
3. Độ thấm của mẫu sau khi xử lý bằng hệ vi nhũ tương: K3			
Lưu lượng (ml/giờ)	40	40	20
	80	60	40
	120	80	60
Chênh áp (ΔP , kg/cm ²)	0,19	0,16	0,11
	0,35	0,23	0,16
	0,49	0,29	0,23
Độ thấm dầu (K3, mD)	20,01	24,70	19,37
	21,73	25,78	26,64
	23,28	27,26	27,80
Trung bình	21,67	25,91	24,60
K_{phục hồi}	0,91	0,93	0,95

chế áp suất ở mức không đổi để theo dõi và ghi lại lưu lượng chất thải thoát ra (Bảng 7).

Từ các đồ thị biểu diễn lưu lượng chất thải thực tế trong quá trình bơm ép chất nhiễm bẩn theo thời gian ở thí nghiệm 2 và 3 (Hình 10) cho thấy thời gian đầu lưu lượng chất thải thoát ra khỏi mô hình thử nghiệm nhiều và nhanh, càng về sau lưu lượng chất thải thoát ra càng ít, chứng tỏ mẫu lõi đã bị bít nhét bởi các lắng đọng vô cơ và hữu cơ. Đây là nguyên nhân làm giảm độ thấm của đất đá, cản trở khả năng lưu thông của dòng dầu, cho nên sau khi bơm ép chất nhiễm bẩn, độ thấm dầu của mẫu giảm đi rất nhiều.

Mặc dù ở thí nghiệm 2 và 3 có chế độ bơm ép chất nhiễm bẩn tương tự nhau nhưng do cấu trúc mẫu lõi khác nhau nên thời gian gây nhiễm bẩn và độ thấm dầu sau khi bơm ép chất nhiễm bẩn khác nhau. Mẫu lõi tầng Oligocene (TN 3) có độ thấm dầu ban đầu cao hơn mẫu lõi tầng Miocene (TN 2) nên thời gian nhiễm bẩn dài hơn và độ thấm dầu sau khi bơm ép chất nhiễm bẩn thấp hơn.

Kết quả thử nghiệm trên mô hình dòng chảy đa pha cho thấy hệ vi nhũ tương có khả năng phục hồi độ thấm giếng khai thác với kết quả cao (hệ số phục hồi độ thấm đạt trên 90%), chứng tỏ có hiệu quả xử lý tốt với đối tượng đá vôi cát kết mỏ Bạch Hổ.

4. Kết luận

Từ các kết quả nghiên cứu và thảo luận, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

- Đã lựa chọn được các thành phần phù hợp cho pha chế hệ vi nhũ tương gồm các thành phần: HDBM 1 (25%); HDBM 2 (12,5%); n-Butanol 12,5%; DO 25%; xylene 5%; HCOOH 12%; K₂EDTA 4%; nước 4%.

- Kết quả cho thấy hệ vi nhũ tương bền sau 2 tháng bảo quản ở nhiệt độ thường (25°C) trong bình kín. Khả năng tách nhũ xảy ra sau 3 giờ tại nhiệt độ 130°C. Kết quả này phù hợp với tiêu chuẩn của Vietsovpetro đối với nhũ tương acid dùng cho xử lý giếng. Tốc độ ăn mòn của hệ vi nhũ tương nhỏ hơn rất nhiều so với tốc độ ăn mòn của dung dịch acid formic riêng lẻ, chứng tỏ hệ vi nhũ tương có khả năng làm giảm tốc độ ăn mòn trên đường ống.

- Kết quả thử nghiệm khả năng phục hồi độ thấm trên mô hình vỉa cho thấy khả năng phục hồi độ thấm của mẫu sau khi xử lý bằng vi nhũ tương đạt trên 90%, chứng tỏ có hiệu quả xử lý tốt với đối tượng đá vỉa cát kết mô Bạch Hổ.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Linh và nnk. *Nghiên cứu chế tạo hệ nhũ tương acid trên nền dầu thực vật biến tính để xử lý vùng cận đáy giếng nhằm tăng hệ số sản phẩm*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2011.
2. ASTM International. *Standard practice for laboratory immersion corrosion testing of metals*. ASTM G31-72. www.astm.org.
3. ASTM International. *Standard practice for preparing, cleaning and evaluating corrosion test specimens*. ASTM G1-03. www.astm.org.
4. Aviram Spornath, Abraham Aserin, Nissim Garti. *Fully dilutable microemulsions embedded with phospholipids and stabilized by short-chain organic acids and polyols*. Journal of Colloid and Interface Science. 2006; 299(2); p. 900 - 909.
5. Enam Khalil, Shorouq T.Al-Sotari, Mutasem O.Taha. *Formulation and characterization of IPM/water/nonionic-ionic surfactant microemulsions*. Journal of Chemical and Engineering Data. 2012; 6: p. 187 - 198.
6. Eskandar Moghimipour, Anayatollah Salimi, Masoud Karami, Sara Isazadeh. *Preparation and characterization of dexamethasone microemulsion based on pseudoternary phase diagram*. Jundishapur Journal of Natural Pharmaceutical Products. 2013; 8(3): p.105 - 112.
7. George J.Hirasaki, Clarence A.Miller, Olina G.Raney, Michael K.Poindexter, Duy T.Nguyen, John Hera. *Separation of produced emulsions from surfactant enhanced oil recovery processes*. Energy Fuels. 2011; 25(2); p. 555 - 561.
8. M. Abdulkadir. *Comparative analysis of the effect of demulsifiers in the treatment of crude oil emulsion*. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2010; 5(6): p. 67 - 73.
9. Saiyu Zhang, Fang Wang, Yandong Chen, Bo Fang, YongJun Lu. *Preparation and properties of diesel oil microemulsified acid*. Chinese Journal of Chemical Engineering. 2008; 16 (2): p. 287 - 291.

Research on preparation and evaluation of acid microemulsion system for near-well bore treatment in sandstone formation

Nguyen Thi Ngoc Bich, Trinh Thanh Son, Hoang Linh Phan Vu Anh, Hoang Thi Phuong, Luong Van Tuyen Kieu Anh Trung, Cu Thi Viet Nga, Ngo Hong Anh
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The paper presents some research results on preparation and evaluation of acid microemulsion system for near-well bore treatment in sandstone formation, droplet size and thermal stability of the microemulsion. The microemulsified acid is much less corrosive to steel than pure acid solution (mass concentration 12%). Results of microemulsified acid flooding test on core samples from Miocene and Oligocene of Bach Ho field are also presented in this paper.

Key words: Acid microemulsion system, sandstone formation, permeability.

NGHIÊN CỨU PHA CHẾ CHẤT PHÂN TÁN DẦU TỪ CÁC HÓA CHẤT HOẠT ĐỘNG BỀ MẶT TỔNG HỢP PHÙ HỢP VỚI ĐẶC TRƯNG CỦA DẦU THÔ VIỆT NAM

TS. Phạm Thị Lê Na¹, TS. Vũ Công Thắng², ThS. Nguyễn Minh Khoa¹
ThS. Nguyễn Phương Thảo¹, TS. Nguyễn Anh Đức¹, TS. Lê Xuân Đại³
KS. Trần Hồng Phong⁴

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Dầu khí Việt Nam

³Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

⁴Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"

Email: naptl.cpse@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Dầu thô Việt Nam có hàm lượng paraffin rắn và nhiệt độ đông đặc khá cao nên một số chất phân tán thương mại đang sử dụng tại Việt Nam chưa thật sự hiệu quả trong xử lý dầu tràn. Bài báo giới thiệu nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các chất hoạt động bề mặt phổ biến cho hiệu quả phân tán cao hơn các chất phân tán thương mại hiện có (tối thiểu đạt 40%) đối với dầu thô của Việt Nam (đại diện là dầu thô khai thác từ mỏ Bạch Hổ, Đại Hùng, Trường Sơn - Sông Đốc), đồng thời thân thiện với môi trường. Nhóm tác giả cũng đánh giá sơ bộ về hiệu quả kinh tế của chất phân tán pha chế được để bước đầu có cơ sở sản xuất với số lượng lớn phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung và các nhà thầu hoạt động dầu khí nói riêng.

Từ khóa: Chất hoạt động bề mặt, chất phân tán, ứng phó sự cố tràn dầu.

1. Giới thiệu

Sự cố tràn dầu gây thiệt hại nghiêm trọng về kinh tế - xã hội, trở thành mối đe dọa đối với môi trường nói chung và các hệ sinh thái nói riêng. Dầu tràn làm thay đổi tính chất lý hóa của môi trường nước, tăng độ nhớt, giảm nồng độ oxy hấp thụ vào nước... dẫn đến thiệt hại nghiêm trọng về sinh vật biển, đặc biệt là các rạn san hô và các loại sinh vật nhạy cảm với sự thiếu oxy. Do vậy, việc giảm thiểu ô nhiễm môi trường do sự cố tràn dầu là mối quan tâm lớn mang tính toàn cầu.

Chất phân tán có thành phần chủ yếu gồm các chất hoạt động bề mặt, dung môi và chất ổn định. Mỗi phân tử của chất hoạt động bề mặt có 1 đầu ưa nước (bị các phân tử nước hút) và 1 đầu kỵ nước (vừa đẩy nước vừa hút dầu). Khi phun chất phân tán lên dầu tràn, dung môi giúp chất hoạt động bề mặt thâm nhập vào dầu. Khi ở trong dầu, chất hoạt động bề mặt di chuyển đến nơi mà dầu gặp nước và định hướng tại giao diện của dầu - nước làm giảm sức căng bề mặt giữa dầu và nước, giúp cho dầu có thể phân tán vào trong nước dưới dạng các hạt nhũ tương. Các chất hoạt động bề mặt anion hay không ion hay được dùng làm chất phân tán, tiêu biểu như: các ester của các acid béo, của sorbitan, các muối của acid sulfosuccinic... Các chất hoạt động bề mặt cation không được sử dụng do thường chứa các muối amoni bậc 4 vốn

độc hại đối với nhiều sinh vật. Tham số quan trọng nhất của chất hoạt động bề mặt là hệ số cân bằng ưa nước - ưa dầu (HLB). Các chất hoạt động bề mặt có thể dùng làm chất phân tán cần có HLB từ 9 - 11. Nhiều chất hoạt động bề mặt được phối hợp với nhau theo tỷ lệ nhất định để tạo thành chất phân tán có HLB mong muốn có hiệu quả cho một nhóm đối tượng dầu, sản phẩm dầu nhất định. Các dung môi tiêu biểu gồm phân đoạn chưng cất dầu nhẹ, dầu hỏa, ethylene glycol, dipropylene glycol monobutyl ether, nước biển.

Các cơ sở ứng phó sự cố tràn dầu và các nhà thầu hoạt động dầu khí tại Việt Nam cũng dự trữ một lượng chất phân tán dầu nhất định. Tuy nhiên, một số chất phân tán dầu đang được cho phép sử dụng tại Việt Nam có hiệu quả phân tán không cao đối với một số loại dầu thô Việt Nam, đặc biệt là với dầu thô Bạch Hổ - loại dầu có trữ lượng lớn nhất và có hàm lượng paraffin lớn, nhiệt độ đông đặc cao (33 - 34°C). Chất phân tán được dùng nhiều nhất ở Việt Nam là Superdispersant 25 (SD-25) và Seagreen 805 cho hiệu quả phân tán 30 - 31% đối với dầu Bạch Hổ - Rồng. Hiệu quả phân tán của SD-25 đối với dầu Chim Sáo chỉ đạt 7% (bằng phương pháp bình lắc), trong khi đó theo tiêu chuẩn của Cục Bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ (EPA) để có trong danh sách sử dụng để ứng cứu sự cố tràn dầu, hiệu quả phân tán phải đạt tối thiểu 45%.

Đề tài nghiên cứu cấp Ngành “Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các hóa chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng dầu thô Việt Nam” được Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện với mục tiêu nhằm tạo ra chất phân tán dầu có hiệu quả phân tán cao hơn các chất phân tán thương mại đang sử dụng tại Việt Nam và thân thiện với môi trường, phù hợp với đặc trưng dầu thô Việt Nam, góp phần nâng cao hiệu quả công tác ứng phó sự cố tràn dầu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

2. Thực nghiệm

2.1. Hóa chất, thiết bị

- Tween 80, Span 80, Tween 85, AOT-75;
- Propylene glycol (PG), dipropylene glycol monobutyl ether (DPGMBE), kerosene, cyclohexane;
- Nước biển, sodium sulphate (Na_2SO_4), dichloromethane (DCM);
- Dầu thô Bạch Hổ, Đại Hùng, Trường Sơn - Sông Đốc.
- Thiết bị xác định hiệu quả phân tán dầu: Máy lắc với tốc độ 0 - 300 vòng/phút;
- Bình tam giác có vòi 250ml, bình định mức 50ml, ống đong 50ml, micropipet 10 - 100 μl , phễu chiết, xi lanh
- Máy UV-Vis.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

- *Phương pháp thu thập, tổng hợp tài liệu:* Tổng hợp tài liệu, thu thập thông tin về chất phân tán sử dụng ở Việt Nam và trên thế giới để biết được tỷ lệ và vai trò của các thành phần có trong chất phân tán. Tổng hợp các nghiên cứu liên quan đến đặc trưng của dầu thô Việt Nam để biết được sự khác biệt giữa dầu thô Việt Nam và dầu thô thế giới, từ đó có hướng cải thiện hiệu quả phân tán bằng cách thay đổi nồng độ các chất trong thành phần hay thay đổi dung môi.

- *Phương pháp quy hoạch, tối ưu hóa thực nghiệm bằng mô phỏng thống kê:*

Sử dụng phương pháp tối ưu hóa thống kê dựa trên quy hoạch ma trận nhiều yếu tố để tìm kiếm hệ chất hoạt động bề mặt cho hiệu quả phân tán cao đối với mẫu dầu thô. Thành phần thể tích của các chất hoạt động bề mặt được xem như là các biến thực nghiệm và hàm mục tiêu sẽ là giá trị hiệu quả phân tán dầu của hỗn hợp chất hoạt động bề mặt. Thành phần tối ưu của hệ chất hoạt động bề mặt được xác định khi hàm mục tiêu hiệu quả phân tán đạt giá trị cực đại.

Bài toán tối ưu được giải theo các bước sau:

- + Tiến hành một số thí nghiệm thăm dò nhằm xác định miền giá trị của các biến theo tiêu chí cho hiệu quả phân tán dầu cao;
- + Xác định phương trình hồi quy theo quy hoạch ma trận yếu tố toàn phần bằng phần mềm thống kê viết bằng ngôn ngữ Matlab;
- + Thu hẹp vùng khảo sát của các yếu tố để thực hiện quy hoạch tối ưu hóa theo phương án quay bậc 2 của Box - Hunter bằng phần mềm thống kê viết bằng ngôn ngữ Matlab;
- + Sử dụng phần mềm *Statistica 10* để vẽ mặt tối ưu và xác định thành phần của hệ tối ưu.

- *Phương pháp nghiên cứu thực nghiệm:*

+ Phương pháp xác định hiệu quả phân tán dầu: sử dụng phương pháp bình lắc của EPA. Cho nước biển vào bình thử nghiệm, thêm dầu lên bề mặt nước biển bằng xilanh sau đó dùng micropipet cho chất phân tán đều trên bề mặt dầu, lắc trong 10 phút. Sau đó, để yên mẫu trong 10 phút, hứng bỏ 2ml nước đầu, lấy 30ml tiếp theo để chiết với dichloromethane, hứng phần chiết, định mức đến 25ml. Đo độ hấp thụ trên máy UV ở 3 bước sóng 340nm, 370nm, 400nm, xác định lượng dầu phân tán vào nước và tính toán hiệu quả phân tán.

+ Phương pháp thử nghiệm độc trên ấu trùng tôm sú: Sinh vật thử nghiệm được tiếp xúc với môi trường có các nồng độ chất phân tán khác nhau. Đồng thời, thực hiện một mẫu đối chứng (không chứa chất thử nghiệm) để so sánh, sức khỏe nhẹ và không cho ăn trong thời gian thử nghiệm. Xác định số sinh vật sống sót sau mỗi 24 giờ cho đến khi kết thúc thí nghiệm (96 giờ). Dựa trên các số liệu thu được từ thử nghiệm, tính toán tỷ lệ ức chế ở các nồng độ thử nghiệm và các giá trị LC_{50} 96 giờ. Sử dụng chương trình “*BioStat 2008*” để tính toán các giá trị LC_{50} , khoảng tin cậy và vẽ đồ thị mối tương quan giữa nồng độ độc chất và tỷ lệ ức chế theo phân tích hồi quy. Độ tin cậy 95% của LC_{50} được xác định bằng phương pháp kiểm tra số dư.

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

3.1. Tối ưu hóa hệ chất hoạt động bề mặt cho các mẫu dầu thô bằng quy hoạch thực nghiệm

3.1.1. Tối ưu hóa hệ chất hoạt động bề mặt cho dầu Bạch Hổ

Hệ chất hoạt động bề mặt gồm có (AOT, Span 80, Tween 80, Tween 85). Dựa trên tiêu chí về hiệu quả phân

tán cao khi tiến hành một số thí nghiệm thăm dò tỷ lệ hỗn hợp các chất hoạt động bề mặt, cố định tỷ lệ AOT : Span 80 = 1 : 4. Để đơn giản, trong hệ 4 chất hoạt động bề mặt (AOT, Span 80, Tween 80, Tween 85), AOT và Span 80 được gộp lại thành một nhóm để tiến hành khảo sát bài toán tối ưu 3 yếu tố (3 cấu tử) theo hai mức.

Thí nghiệm theo quy hoạch ma trận yếu tố toàn phần

Để thực hiện quy hoạch cần ít nhất $2^3 = 8$ thí nghiệm của ma trận yếu tố toàn phần và 3 thí nghiệm ở tâm. Thực hiện 11 thí nghiệm với các thể tích khác nhau của các chất hoạt động bề mặt, xác định hiệu quả phân tán của hỗn hợp chất hoạt động bề mặt bằng phương pháp bình lắc.

- Yếu tố Z1 là thể tích của hỗn hợp {AOT : Span = 1 : 4};
- Yếu tố Z2 là thể tích của Tween 80;
- Yếu tố Z3 là thể tích của Tween 85;

Mỗi yếu tố Z biến thiên theo 2 mức (mức trên và mức dưới). Sau khi mã hóa biến thực nghiệm Z thành biến mã X thì mức trên là +1, mức dưới là -1.

Ma trận mã hóa và các giá trị thực nghiệm của quá trình phối trộn hệ chất hoạt động bề mặt theo phương pháp yếu tố toàn phần được tóm tắt như sau:

Tiến hành tối ưu hóa hệ chất hoạt động bề mặt trên phần mềm thống kê viết bằng ngôn ngữ Matlab và kết quả của quy hoạch tuyến tính theo ma trận toàn phần 3 yếu tố 2 mức cho phương trình:

$$Y = 111,9625 - 2,1875Z_1 + 2,4225Z_2 - 3,5275Z_3 - 0,0075 Z_1Z_2 + 0,1015 Z_1Z_3 - 0,0805 Z_2Z_3$$

Phương trình này được tự động kiểm tra là tương thích với thực nghiệm (theo chuẩn Fisher).

Như vậy, với quy hoạch ma trận yếu tố toàn phần đã kiểm chứng kết quả thực nghiệm tương thích với phương trình lý thuyết trong vùng khảo sát được chọn ban đầu. Từ đó, có thể thu hẹp vùng khảo sát của các yếu tố để thực hiện quy hoạch tối ưu hóa theo phương án quay bậc 2 của Box - Hunter.

Thí nghiệm theo quy hoạch tối ưu hóa theo phương án quay bậc 2 của Box- Hunter

Nhóm tác giả tiếp tục thực hiện 20 thí nghiệm khác nhau (Bảng 3) theo phương án quay (dãy thí nghiệm ma trận yếu tố toàn phần gồm 8 thí nghiệm; dãy thí nghiệm ma trận ở cánh tay đòn gồm 6 thí nghiệm; dãy thí nghiệm ma trận ở tâm phương án gồm 6 thí nghiệm).

Chọn các khoảng giá trị của biến thực nghiệm tại miền dừng:

$$Z1 = 55 - 45\text{ml}; Z2 = 15 - 25\text{ml}; Z3 = 25 - 35\text{ml}$$

Giá trị cánh tay đòn và các thành phần phối trộn đều do chương trình tính toán và đưa ra.

Bảng 1. Ma trận mã hóa của quá trình phối trộn hệ chất hoạt động bề mặt dành cho dấu thô Bạch Hồ theo phương pháp yếu tố toàn phần

TT	X1	X2	X3	Hiệu quả phân tán (%) = Y
1	-	-	-	45,9
2	+	-	-	37,7
3	-	+	-	46,2
4	+	+	-	38,1
5	-	-	+	43,8
6	+	-	+	46,6
7	-	+	+	36,9
8	+	+	+	38,1
9	0	0	0	46,7
10	0	0	0	46,3
11	0	0	0	46,5

Bảng 2. Điều kiện thí nghiệm cho quá trình tối ưu hóa

Mức	Các yếu tố ảnh hưởng		
	AOT + Span 80 (ml)	Tween 80 (ml)	Tween 85 (ml)
Mức trên (+1)	55	25	35
Mức cơ sở (0)	50	20	30
Mức dưới (-1)	45	15	25
Khoảng biến thiên	10	10	10

Bảng 3. Kết quả thí nghiệm theo phương pháp quay bậc 2 Box - Hunter đối với hệ chất hoạt động bề mặt tối ưu với dấu thô Bạch Hồ

TT	X1	X2	X3	Hiệu quả phân tán (%) = Y
1	+	+	+	41,3
2	+	+	-	43,6
3	+	-	+	42,7
4	+	-	-	44,5
5	-	+	+	42,9
6	-	+	-	45,4
7	-	-	+	41,8
8	-	-	-	40,5
9	$-\alpha$	0	0	42,7
10	$+\alpha$	0	0	44,1
11	0	$-\alpha$	0	40,2
12	0	$+\alpha$	0	43,4
13	0	0	$-\alpha$	42,8
14	0	0	$+\alpha$	43,1
15	0	0	0	46,3
16	0	0	0	46,2
17	0	0	0	46,4
18	0	0	0	46,3
19	0	0	0	46,4
20	0	0	0	46,3

Tiến hành tối ưu hóa hệ chất hoạt động bề mặt trên phần mềm thống kê viết bằng ngôn ngữ Matlab và kết quả của quy hoạch tối ưu hóa theo phương án quay bậc 2 của Box - Hunter cho phương trình:

$$y = 6,3058 + 0,2822 x_1 + 0,6650 x_2 - 0,3511 x_3 - 1,0375 x_1 x_2 - 0,3625 x_1 x_3 - 0,5375 x_2 x_3 - 0,9596 x_1^2 - 1,5251 x_2^2 - 1,1186 x_3^2 \quad (1)$$

Phương trình này được tự động kiểm tra là tương thích với thực nghiệm.

Chuyển phương trình trong hệ biến mã hóa về phương trình trong hệ biến thực nghiệm với công thức liên hệ giữa biến mã hóa và biến thực nghiệm:

$$x_i = \frac{Z_i - Z_i^0}{\Delta Z_i} \quad (2)$$

$$\text{Trong đó: } Z_i^0 = \frac{Z_i^{\max} + Z_i^{\min}}{2} \quad (3)$$

$$\text{và } \Delta Z_i = \frac{Z_i^{\max} - Z_i^{\min}}{2} \quad (4)$$

Thay các giá trị mã hóa vào, từ phương trình (1) tìm được phương trình theo biến thực Z:

$$y = -193,8523 + 5,1598 Z_1 + 5,2932 Z_2 + 3,7695 Z_3 - 0,0415 Z_1 Z_2 - 0,0145 Z_1 Z_3 - 0,0215 Z_2 Z_3 - 0,0384 Z_1^2 - 0,0610 Z_2^2 - 0,0447 Z_3^2$$

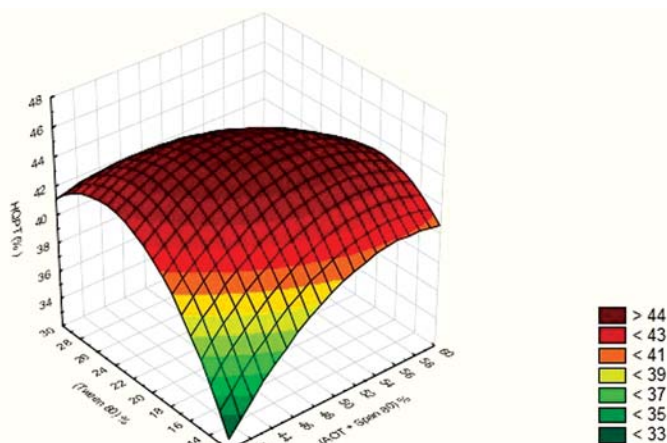
Phần mềm thống kê cho giá trị cực trị của hiệu quả phân tán là $Y = 46,43\%$ tại:

$$Z_1 = 50,30\text{ml}; Z_2 = 21,18\text{ml}; Z_3 = 28,88\text{ml}$$

Kết quả tính toán tương thích với thực nghiệm khi tiến hành thêm một số thí nghiệm để kiểm tra.

Như vậy, tỷ lệ hệ chất hoạt động bề mặt tối ưu đối với dầu thô Bạch Hổ được thể hiện trong Bảng 4.

Phương trình hồi quy cho thấy sự tương tác giữa các chất hoạt động bề mặt và vai trò của từng chất hoạt động bề mặt với hiệu quả phân tán. Đối với dầu thô Bạch Hổ, dầu nhóm paraffin thì AOT và Tween 80 đóng vai trò chủ đạo trong quá trình phân tán dầu.



Hình 1. Bề mặt tối ưu của hệ chất hoạt động bề mặt dành cho dầu thô Bạch Hổ

Xây dựng bề mặt tối ưu

Sử dụng phần mềm Statistica để vẽ mặt tối ưu (Hình 1).

Phần mềm Statistica cho kết quả về hệ tối ưu tương thích với kết quả tính toán trên.

3.1.2. Tối ưu hóa hệ chất hoạt động bề mặt cho dầu thô Đại Hùng

Tiến hành tương tự các bước quy hoạch thực nghiệm đối với dầu thô Đại Hùng.

Phương trình hồi quy thu được cho hệ chất hoạt động bề mặt của dầu thô Đại Hùng như sau:

$$y = -187,3263 + 5,5560 Z_1 + 5,2209 Z_2 + 3,7073 Z_3 - 0,0390 Z_1 Z_2 - 0,0210 Z_1 Z_3 - 0,0130 Z_2 Z_3 - 0,0399 Z_1^2 - 0,0689 Z_2^2 - 0,0435 Z_3^2$$

Phương trình hồi quy thể hiện mức độ tương tác giữa các thành phần trong chất phân tán cho thấy, AOT là chất hoạt động bề mặt đóng vai trò quan trọng đối với khả năng phân tán của chất phân tán đối với dầu thô Đại Hùng do hệ số trước Z_1 trong phương trình hồi quy cao so với các hệ số còn lại.

Hiệu quả phân tán tối ưu tại các giá trị: $Z_1 = 52,51\text{ml}$; $Z_2 = 20,49\text{ml}$; $Z_3 = 26,91\text{ml}$. Hiệu quả phân tán tối ưu đạt $61,89\%$.

Tỷ lệ hệ chất hoạt động bề mặt tối ưu cho dầu thô Đại Hùng được thể hiện trong Bảng 4.

3.1.3. Tối ưu hóa hệ chất hoạt động bề mặt cho dầu thô Trường Sơn - Sông Đốc

Các bước quy hoạch thực nghiệm được tiến hành tương tự như đối với dầu thô Bạch Hổ

$$y = -136,4238 + 3,5433 Z_1 + 6,7855 Z_2 + 1,2685 Z_3 - 0,0960 Z_1 Z_2 + 0,0250 Z_1 Z_3 + 0,0250 Z_2 Z_3 - 0,0133 Z_1^2 - 0,0529 Z_2^2 - 0,0628 Z_3^2$$

Phương trình hồi quy thu được cho hệ chất hoạt động bề mặt của dầu Trường Sơn - Sông Đốc như sau:

Phương trình hồi quy cho thấy, đối với dầu thô Trường Sơn - Sông Đốc là dầu thuộc nhóm dầu trung gian paraffin-naphtha thì trong mối tương quan giữa các thành phần chất phân tán, chất hoạt động bề mặt Tween 80 có vai trò chủ đạo trong quá trình phân tán dầu.

Hiệu quả phân tán cực đại tại các giá trị: $Z_1 = 42,26\text{ml}$; $Z_3 = 31,66\text{ml}$; $Z_2 = 24,81\text{ml}$; $HQPT_{\max} = 61,60\%$

Tỷ lệ hệ chất hoạt động bề mặt tối ưu cho dầu thô Trường Sơn - Sông Đốc được thể hiện trong Bảng 4.

3.2. Xác định dung môi phù hợp, nồng độ dung môi và chất ổn định tối ưu

Dung môi và chất ổn định được lựa chọn gồm: Kerosene; Cyclohexane; Propylene glycol (PG), Dipropylene glycol monobutyl ether (DPGMBE).

Nhóm tác giả đã tiến hành một số thí nghiệm thăm dò để xác định khoảng nồng độ tối ưu của các chất như:

- Xác định hiệu quả phân tán của hệ chất hoạt động bề mặt với Kerosene;
- Xác định hiệu quả phân tán của hệ chất hoạt động bề mặt với Cyclohexane;
- Xác định hiệu quả phân tán của hệ chất hoạt động bề mặt với DPGMBE;
- Xác định hiệu quả phân tán của hệ chất hoạt động bề mặt với DPGMBE, PG;
- Xác định hiệu quả phân tán của hệ chất hoạt động bề mặt với Kerosene, cyclohexane;
- Xác định hiệu quả phân tán của hệ chất hoạt động bề mặt với Kerosene, cyclohexane, DPGMBE.
- Kết quả các thí nghiệm thăm dò cho thấy khoảng biến thiên về tỷ lệ của các chất như sau:
 - Kerosene (5 - 10%);
 - Cyclohexane (5 - 10%);
 - PG, DPGMBE (5 - 15%), tỷ lệ các chất trong hệ tối ưu khi DPGMBE : PG = 2:1.

Để xác định thành phần tối ưu của chất phân tán, nhóm tác giả sử dụng phương pháp tối ưu hóa bằng quy hoạch thực nghiệm tương tự như trên, xây dựng phương trình hồi quy cho hệ:

- Chất hoạt động bề mặt: 70 - 80%;
- Dung môi, chất ổn định:
 - Kerosene (5 - 10%);
 - Cyclohexane (5 - 10%);
 - PG, DPGMBE (5 - 15%).

3.2.1. Tối ưu thành phần chất phân tán cho dầu thô Bạch Hổ

Bảng 5 thể hiện kết quả thực nghiệm tối ưu thành phần chất phân tán cho dầu thô Bạch Hổ.

Với Z_1 = Thể tích hệ hoạt động bề mặt, khoảng biến thiên 70 - 80ml;

Z_2 = Thể tích Kerosene, khoảng biến thiên 5 - 10ml;

Z_3 = Thể tích Cyclohexane, khoảng biến thiên 5 - 10ml;

Z_4 = Thể tích hệ (DPGMBE : PG), khoảng biến thiên 5 - 15ml;

Phương trình hồi quy về mối liên hệ giữa thành phần chất phân tán với hiệu quả phân tán dành cho dầu thô Bạch Hổ thu được như sau:

$$y = 109,0062 - 0,8712 Z_1 - 2,5025 Z_2 - 2,9225 Z_3 - 0,2925 Z_4 + 0,0475 Z_1 Z_2 + 0,0255 Z_1 Z_3 + 0,0018 Z_1 Z_4 - 1,6061 Z_2 Z_3 - 0,0795 Z_2 Z_4 + 0,0605 Z_3 Z_4$$

Từ kết quả tính toán của phần mềm toán học, hiệu quả phân tán đạt giá trị lớn nhất là 47,80%.

Tỷ lệ tối ưu của các chất trong thành phần chất phân tán cho dầu thô Bạch Hổ được thể hiện trong Bảng 6.

3.2.2. Tối ưu thành phần chất phân tán cho dầu thô Đại Hùng

Phương trình hồi quy cho dầu thô Đại Hùng:

Bảng 4. Tỷ lệ hệ chất hoạt động bề mặt tối ưu cho một số loại dầu thô Việt Nam

TT	Loại dầu thô	Tỷ lệ hệ chất hoạt động bề mặt tối ưu (%)			
		AOT	Span 80	Tween 80	Tween 85
1	Bạch Hổ	40,09	10,02	21,10	28,78
2	Đại Hùng	42,05	10,51	20,51	26,93
3	Trường Sơn - Sông Đốc	34,24	8,56	25,13	32,09

Bảng 5. Kết quả thí nghiệm tìm thành phần tối ưu để pha chế chất phân tán cho dầu thô Bạch Hổ

TT	Z1	Z2	Z3	Z4	Hiệu quả phân tán (%) = Y
1	-	-	-	-	43,4
2	+	-	-	5	39,1
3	-	+	-	-	46,3
4	+	+	-	-	46,7
5	-	-	+	-	41,9
6	-	+	+	-	42,3
7	+	-	+	-	37,4
8	+	+	+	-	38,1
9	-	-	-	+	44,3
10	-	-	+	+	38,6
11	-	+	-	+	39,8
12	+	-	-	+	37,5
13	-	+	+	+	38,7
14	+	-	+	+	37,2
15	+	+	-	+	35,7
16	+	+	+	+	39,1
17	0	0	0	0	47,2
18	0	0	0	0	47,7
19	0	0	0	0	47,5
20	0	0	0	0	47,3

Bảng 6. Tỷ lệ tối ưu của các chất trong thành phần chất phân tán cho một số loại dầu thô Việt Nam

TT	Loại dầu thô	Tỷ lệ tối ưu các chất trong thành phần chất phân tán (%)				
		Chất hoạt động bề mặt	Kerosene	Cyclohexane	DPGMBE	PG
1	Bạch Hổ	70,49	8,83	9,27	7,61	3,80
2	Đại Hùng	73,56	7,05	8,87	7,02	3,51
3	Trường Sơn - Sông Đốc	73,44	5,20	11,41	6,63	3,31

$$y = 138,5000 - 0,9250 Z_1 - 3,9600 Z_2 - 2,1100 Z_3 - 0,2750 Z_4 + 0,0700 Z_1 Z_2 + 0,0210 Z_1 Z_3 - 0,0020 Z_1 Z_4 -$$

$$0,0860 Z_2 Z_3 - 0,0540 Z_2 Z_4 + 0,0630 Z_3 Z_4$$

$$Y_{\max} (\text{HQPT}_{\max}) = 67,33\%$$

Tỷ lệ tối ưu các chất trong thành phần chất phân tán cho dầu thô Đại Hùng được thể hiện trong Bảng 6.

3.2.3. Tối ưu thành phần chất phân tán cho dầu thô Trường Sơn - Sông Đốc

Phương trình hồi quy thu cho dầu thô Trường Sơn - Sông Đốc:

$$y = 194,6738 - 1,5975 Z_1 - 1,7820 Z_2 - 6,7225 Z_3 -$$

$$4,0762 Z_4 + 0,0190 Z_1 Z_2 + 0,0700 Z_1 Z_3 + 0,0525 Z_1 Z_4 +$$

$$0,1080 Z_2 Z_3 - 0,1050 Z_2 Z_4 + 0,0275 Z_3 Z_4$$

$$Y_{\max} (\text{HQPT}_{\max}) = 66,70 \%$$

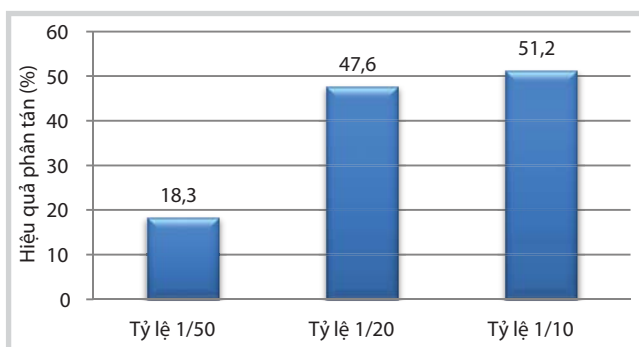
Tỷ lệ tối ưu các chất trong thành phần chất phân tán cho dầu thô Trường Sơn - Sông Đốc được thể hiện trong Bảng 6.

3.3. Ảnh hưởng của tỷ lệ chất phân tán/dầu, tốc độ lắc, nhiệt độ môi trường lên hiệu quả phân tán

Dầu thô Bạch Hổ được lựa chọn để khảo sát ảnh hưởng của các yếu tố lên hiệu quả phân tán.

3.3.1. Khảo sát ảnh hưởng của tỷ lệ chất phân tán/dầu lên hiệu quả phân tán

Thử nghiệm để khảo sát ảnh hưởng của tỷ lệ chất phân tán/dầu lên hiệu quả phân tán được thực hiện với



Hình 2. Ảnh hưởng của tỷ lệ chất phân tán/dầu lên hiệu quả phân tán

dầu thô Bạch Hổ tại nhiệt độ môi trường 30°C, tốc độ lắc 200 vòng/phút.

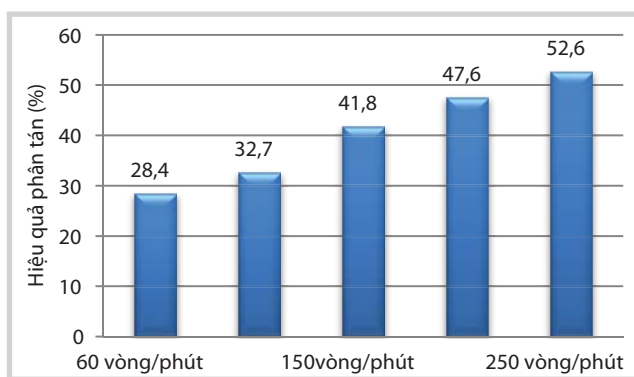
Kết quả khảo sát (Hình 2) cho thấy hiệu quả phân tán tăng khi tăng tỷ lệ chất phân tán/dầu. Tuy nhiên, khi tăng tỷ lệ từ 1/20 lên 1/10, hiệu quả phân tán tăng nhưng không đáng kể. Do đó, để đảm bảo an toàn cho môi trường sinh thái biển nên sử dụng tỷ lệ phun chất phân tán/dầu là 1/20.

3.3.2. Khảo sát ảnh hưởng của tốc độ lắc đến hiệu quả phân tán

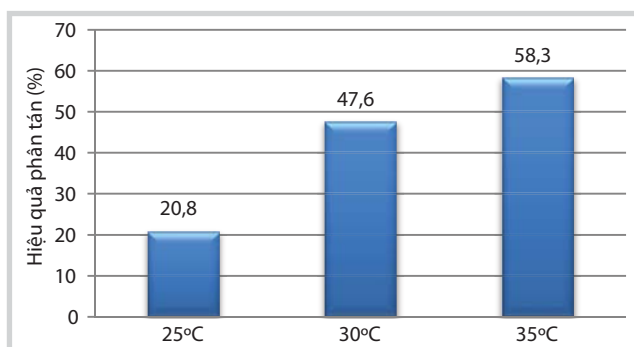
Các tốc độ lắc khác nhau của máy lắc được thiết lập để khảo sát ảnh hưởng của năng lượng khuấy trộn lên hiệu quả phân tán dầu. Năng lượng khuấy trộn cao làm tốc độ phá vỡ các giọt dầu tăng, do đó làm tăng hiệu quả phân tán (Hình 3).

3.3.3. Khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu quả phân tán

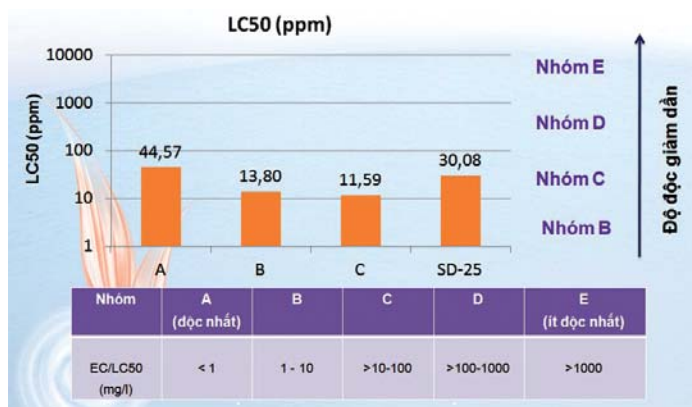
Để khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu quả phân tán, nhóm tác giả đã tiến hành các thử nghiệm



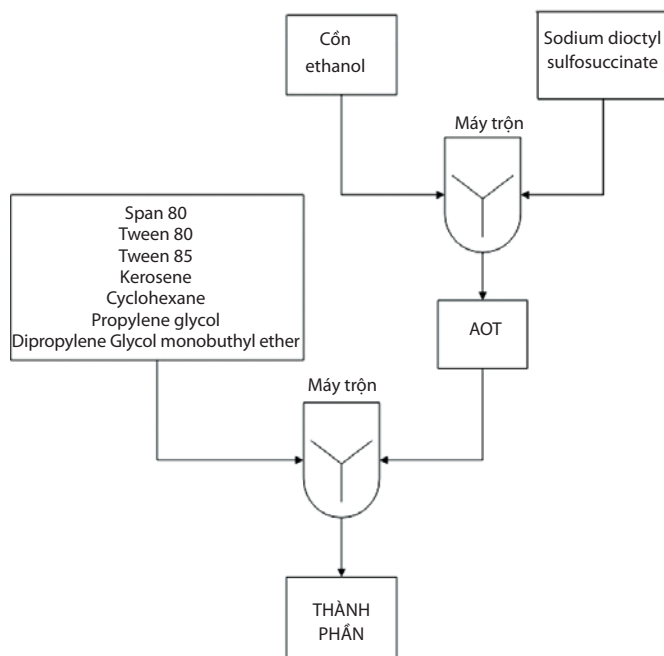
Hình 3. Ảnh hưởng của tốc độ lắc đến hiệu quả phân tán



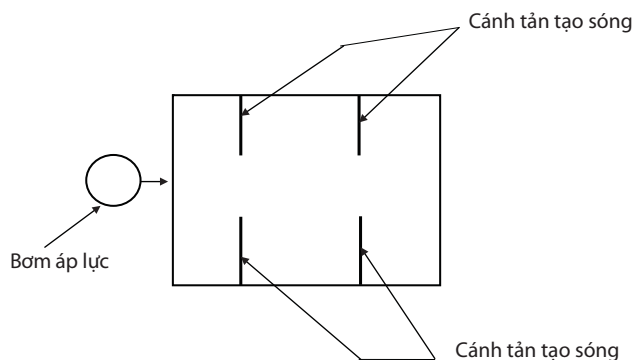
Hình 4. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu quả phân tán



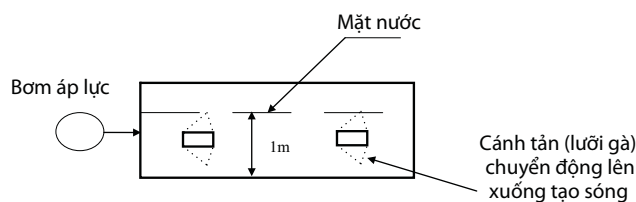
Hình 5. Kết quả thử nghiệm độ độc của một số chất phân tán



Hình 6. Sơ đồ pha chế chất phân tán



Hình 7. Mô hình bể thử nghiệm của Vietsovpetro



Hình 8. Mô hình cắt ngang của bể thử nghiệm

với dầu thô Bạch Hổ ở 3 mức nhiệt độ: 25°C, 30°C, 35°C, tỷ lệ chất phân tán/dầu là 1/20, tốc độ lắc 200 vòng/phút.

3.4. Khảo sát độ độc cấp tính của chất phân tán pha chế được

Lựa chọn 3 chất phân tán cho hiệu quả tối ưu nhất với dầu thô Bạch Hổ với thành phần được xác định từ quy hoạch thực nghiệm ở trên và tiến hành xác định độ độc cấp tính trên ấu trùng tôm sú trên pha nước.

Từ kết quả ghi nhận được, chất phân tán pha chế được cũng như SD-25 thuộc nhóm C - nhóm có độ độc trung bình theo thang phân loại của OCNS. Trong đó thứ tự độ độc được sắp xếp tăng dần như sau: CPT1 < SD-25 < CPT2 < CPT3.

Như vậy, CPT1 có độ độc thấp nhất sẽ được lựa chọn để thử nghiệm ngoài hiện trường. Chất phân tán này có thành phần về thể tích như sau: 7,06% Span 80; 14,87% Tween 80; 28,29% Tween 85; 28,27% AOT; 7,61% DPGMBE; 3,8% PG; 8,83% Kerosene; 9,27% Cyclohexane. Chất phân tán này được đặt tên là CPT-CPSE để tiện theo dõi.

3.5. Dây chuyền công nghệ pha chế chất phân tán

Chất phân tán là hỗn hợp của các chất hoạt động bề mặt, dung môi và chất ổn định. Để pha chế chất phân tán dầu với quy mô nhỏ trong phòng thí nghiệm (từ 200l/mẻ trở xuống), quy trình và dụng cụ để pha chế tương đối đơn giản, chỉ cần sử dụng máy khuấy trộn để pha trộn các chất đã xác định thành phần với nhau trong thùng chứa thích hợp tùy theo dung lượng cần thiết. Máy khuấy giúp các chất dễ dàng trộn lẫn vào nhau tạo thành hỗn hợp đồng nhất. Quá trình pha chế được thực hiện trong phòng có tủ hút để bảo đảm an toàn theo quy trình pha chế như Hình 6.

3.6. Thử nghiệm hiện trường chất phân tán pha chế được và SD-25

Đánh giá hiệu quả phân tán của CPT-CPSE và SD-25 trên dầu thô Bạch Hổ được thực hiện tại bể thử nghiệm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Do dầu thô Bạch Hổ bị vón cục khi nhiệt độ môi trường thấp nên nhóm tác giả tiến hành thử nghiệm trong thời gian từ 10 - 14 giờ.

Bể thử nghiệm của Vietsovpetro có kích thước 4m x 5m, chiều cao 1,5m, nước biển được đổ vào bể

đến độ cao khoảng 50cm. Mô hình bể thử nghiệm hiệu quả phân tán của Vietsovpetro có thể mô phỏng các điều kiện tương đương với điều kiện biển tự nhiên. Sóng và dòng chuyển động mô phỏng dòng chảy được tạo bằng máy bơm cứu hỏa, sử dụng 2 vòi phun bằng lăng giá D19, tấm chắn (cánh tản) dạng lưới gà điều khiển đặt trước dòng phun và được gắn vào 2 thành của bể để tạo sóng. Tại các mức sóng trung bình và mạnh, dưới tác dụng của dòng chảy, dầu khó tập trung thành mảng với diện tích lớn. Do đó, để có thể quan sát hiệu quả phân tán dầu trên diện rộng, nhóm tác giả đã tiến hành thử nghiệm tại mức sóng 0,6 - 1m, tương đương với vận tốc gió 5 - 8m/s, cấp III - IV (theo thang Beaufort). Mô hình bể thí nghiệm được mô tả như Hình 7.

3.6.1. Quy trình thử nghiệm

Bơm 10m³ nước vào bể thử nghiệm. Tạo sóng bằng bơm áp lực, tiến hành đổ khoảng 20l dầu thô Bạch Hổ còn tươi xuống bể, độ dày lớp dầu khoảng 2mm. Chất phân tán được pha loãng với nước biển theo tỷ lệ 1:10 trước khi đưa vào máy phun. Sau khi đã đổ dầu, chất phân tán được phun lên dầu với tỷ lệ chất phân tán/dầu là 1/20. Sau khi phun chất phân tán, quan sát sự biến đổi của lớp dầu trên bề mặt, lấy mẫu dầu phân tán vào cột nước khi kết thúc thử nghiệm (sau 30 phút kể từ lúc phun chất phân tán) và tiến hành rải chất hấp phụ dầu (cellusorb) lên dầu, dùng vợt để thu gom dầu trên bề mặt.

3.6.2. Đánh giá hiệu quả phân tán bằng trực quan

Các chuyên gia của Vietsovpetro trong lĩnh vực ứng phó sự cố tràn dầu quan sát quá trình phân tán dầu trong 20 phút sau khi phun chất phân tán lên bề mặt dầu và đánh giá hiệu quả phân tán theo các thang đánh giá của Vương quốc Anh (cho điểm từ 1 - 4 tương ứng với mức độ dầu bị phân tán).

Kết quả thử nghiệm cho thấy 5 phút sau khi phun chất phân tán SD-25, dầu mới bắt



Bề mặt dầu sau 2 phút khi phun SD-25



Bề mặt dầu sau 2 phút khi phun CPT-CPSE



Bề mặt dầu sau 5 phút khi phun SD-25



Bề mặt dầu sau 5 phút khi phun CPT-CPSE

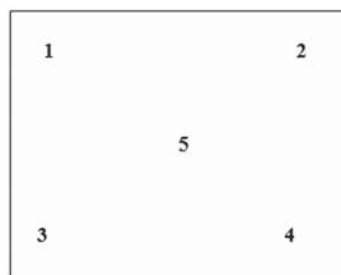


Bề mặt dầu sau 10 phút khi phun SD-25

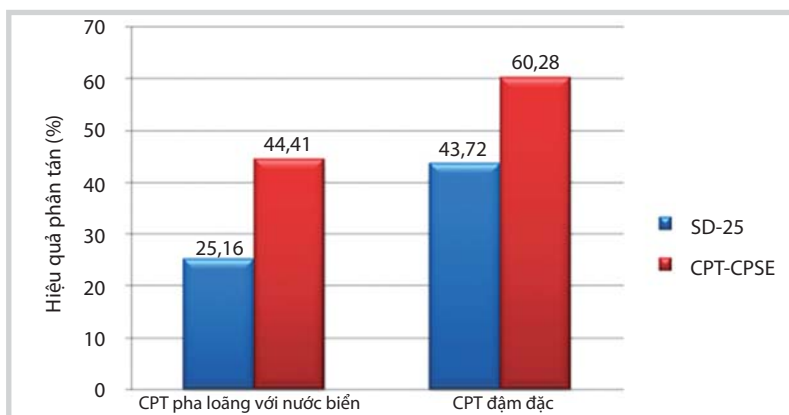


Bề mặt dầu sau 10 phút khi phun CPT-CPSE

Hình 9. Biến đổi bề mặt của lớp dầu theo thời gian sau khi phun chất phân tán



Hình 10. Sơ đồ vị trí lấy mẫu



Hình 11. So sánh hiệu quả phân tán của các chất khí xác định nồng độ dầu phân tán vào trong cột nước

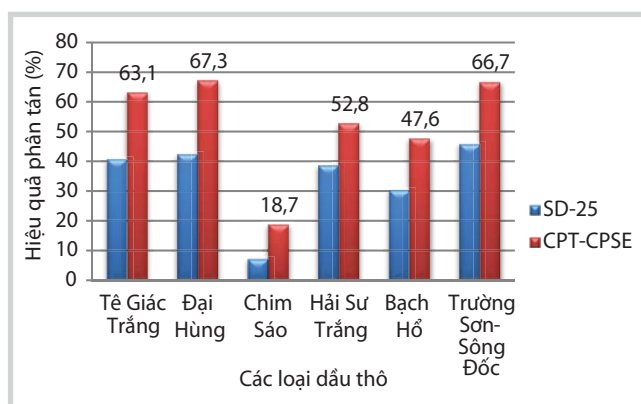
dầu tạo nhũ nâu vàng và bị phân tán thành các hạt nhỏ. Trong khi đó, 2 phút sau khi phun CPT-CPSE, dầu nhanh chóng tạo nhũ vàng và bị phân tán thành những giọt nhỏ, tạo bọt (Hình 9).

Theo đánh giá của Vietsovpetro, tốc độ phân tán của CPT-CPSE nhanh và cao hơn so với chất phân tán SD-25. Nhóm tác giả cũng tiến hành thử nghiệm thêm để so sánh trong điều kiện không pha loãng SD-25 mà phun trực tiếp. Kết quả cho thấy hiệu quả phân tán của SD-25 đậm đặc tương đương với hiệu quả phân tán của CPT-CPSE khi pha loãng 10 lần với nước biển. Như vậy, để phun chất phân tán lên một diện tích dầu như nhau thì lượng SD-25 cần phải dùng lớn hơn lượng CPT-CPSE rất nhiều. Xét về mặt kinh tế và an toàn môi trường, điều này không có lợi.

3.6.3. Xác định hiệu quả phân tán bằng phương pháp định lượng

Hiện nay, chưa có phương pháp nào để xác định chính xác hiệu quả phân tán dầu khi thử nghiệm hiện trường. Mọi kết quả tính toán chỉ mang tính tương đối. Khi phun chất phân tán lên bề mặt dầu, một phần dầu bị phân tán đi vào cột nước dưới lớp dầu. Dùng dụng cụ chuyên dụng để lấy mẫu nước dưới lớp dầu bề mặt tại 5 vị trí của bể (Hình 10).

Mẫu nước được bảo quản và đem về phân tích trong phòng thí nghiệm. Dầu được chiết bằng DCM. Lượng dầu trong phần chiết được xác định bằng cách đo trên máy huỳnh quang RF.



Hình 12. So sánh hiệu quả phân tán của CPT-CPSE với SD-25 trên một số mẫu dầu thô

Hiệu quả phân tán đối với dầu thô Bạch Hổ theo phương pháp xác định nồng độ dầu phân tán vào trong cột nước được trình bày trong Hình 11.

Kết quả phân tích mẫu cho thấy, hiệu quả phân tán của CPT-CPSE đối với dầu thô Bạch Hổ cao hơn so với SD-25 khi phun chất phân tán ở dạng pha loãng với nước biển hay phun đậm đặc từ 1,3 - 1,7 lần.

3.7. So sánh hiệu quả phân tán và giá trị kinh tế của CPT-CPSE với SD-25

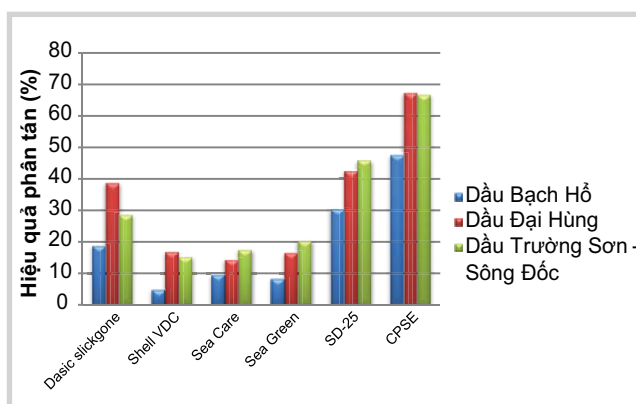
3.7.1. So sánh chất phân tán pha chế được với một số chất phân tán hiện có về hiệu quả phân tán

Để so sánh hiệu quả phân tán của CPT-CPSE với một số chất phân tán hiện có trong phòng thí nghiệm CPSE, nhóm tác giả đã khảo sát hiệu quả phân tán của các chất ở cùng điều kiện thí nghiệm: tốc độ lắc 200 vòng/phút, nhiệt độ môi trường 30°C, tỷ lệ chất phân tán/dầu = 1/20. Kết quả thí nghiệm được biểu diễn trong Hình 12 và Hình 13.

Từ kết quả ghi nhận được có thể thấy chất phân tán do nhóm tác giả nghiên cứu pha chế có ưu thế về hiệu quả phân tán đối với nhiều mẫu dầu so với những chất phân tán khác.

3.7.2. So sánh hiệu quả kinh tế của CPT-CPSE với một số chất phân tán đang sử dụng tại Việt Nam

Tại Việt Nam, Công ty Dầu khí Việt - Nhật dự trữ chất



Hình 13. So sánh hiệu quả phân tán của các chất phân tán hiện có với CPT-CPSE trên mẫu dầu thô Bạch Hổ, Đại Hùng và Trường Sơn - Sông Đốc

Bảng 7. So sánh giá thành và hiệu quả phân tán của giữa SD-25 và CPT-CPSE đối với dầu Bạch Hổ

Chất phân tán	CPT-CPSE	SD-25
Hiệu quả phân tán trong phòng thí nghiệm (tại tỷ lệ chất phân tán/dầu = 1/20) khi tối ưu về mặt kỹ thuật	47,6%	30,3%
Hiệu quả phân tán khi tối ưu về mặt kinh tế	43,6%	30,3%
Đơn giá tối ưu về mặt kỹ thuật (VNĐ/lít)	184.893	185.200
Đơn giá tối ưu về mặt kinh tế (VNĐ/lít)	177.630	185.200

phân tán Seagreen 805 và Seacare OSD để ứng phó sự cố tràn dầu, còn các nhà thầu dầu khí khác chủ yếu dự trữ SD-25 có giá nhập khẩu tương đối cao, khoảng 8,5 - 8,7USD/lít.

Dựa trên tỷ lệ thành phần của các chất phân tán có thể tính toán chi phí hóa chất để pha chế mẻ 200 lít chất phân tán với quy mô phòng thí nghiệm. Chi phí để pha chế chất phân tán gồm: hóa chất, điện, nhân công, marketing và thuế kinh doanh. Giá thành sơ bộ để pha chế 1 lít chất phân tán khi tối ưu về mặt kinh tế (ít tổn chi phí pha chế nhất nhưng vẫn đảm bảo hiệu quả phân tán tối thiểu 40% đối với dầu Bạch Hổ) là 177.630 đồng.

Kết quả Bảng 7 cho thấy CPT-CPSE có ưu thế hơn so với SD-25 cả về mặt kinh tế và kỹ thuật. Mặt khác, SD-25 thường phải sử dụng gần như ở dạng đậm đặc mới cho hiệu quả phân tán dầu thô Bạch Hổ cao tương đương CPT-CPSE đã pha loãng 10 lần với nước biển. CPT-CPSE có thể pha loãng với nước biển theo tỷ lệ (1:10) để phun và cho hiệu quả ngay khi phun lên bề mặt dầu tràn. Do đó, nếu dùng SD-25 sẽ tốn nhiều chất phân tán hơn để phun lên cùng diện tích dầu như nhau, do đó không có lợi về kinh tế và môi trường.

4. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đã pha chế được các chất phân tán phù hợp với dầu thô mỏ Bạch Hổ (đại diện cho bể Cửu Long), dầu thô mỏ Đại Hùng (đại diện cho bể Nam Côn Sơn), dầu thô mỏ Sông Đốc (đại diện cho bể Malay - Thổ Chu) và đạt hiệu quả phân tán tương ứng là 47,6%; 67,3%; 66,7%. Về hiệu quả phân tán đối với dầu Bạch Hổ, chất phân tán pha chế được CPT-CPSE có hiệu quả cao hơn so với SD-25 1,5 lần; cao hơn Sea Care 5 lần, cao hơn Sea Green 5,6 lần, cao hơn Shell VDC 10 lần, cao hơn Dasic Slickgone 2,5 lần. Đối với dầu thô Đại Hùng, hiệu quả phân tán của CPT-CPSE gấp 1,6 lần SD-25, gấp 4,7 lần Sea Care, gấp 4 lần Sea Green và Shell VDC, gấp 1,7 lần Dasic Slickgone. Với dầu thô mỏ Sông Đốc, hiệu quả phân tán của CPT-CPSE cao hơn SD-25 khoảng 1,4 lần, cao hơn Sea Care 3,8 lần, cao hơn Sea Green 3,2 lần, cao hơn Shell VDC 4,4 lần và cao hơn Dasic Slickgone 2,3 lần. Chất phân tán pha chế được thân thiện với môi trường, có độ độc cấp tính thấp hơn SD-25. Giá trị LC_{50} khi thử nghiệm độ độc trên ấu trùng tôm sú của CPT-CPSE là 44,57ppm, trong khi của SD-25 là 30,08ppm. Ngoài ra về hiệu quả kinh tế, tính trên quy mô sản xuất phòng thí nghiệm 2.000 lít/ngày thì giá thành 1 lít chất phân tán CPT-CPSE là 177.630 đồng, thấp hơn giá bán thương mại của SD-25 (185.200 đồng).

Dầu thô Bạch Hổ thuộc nhóm dầu paraffin, AOT là chất hoạt động bề mặt đóng vai trò quan trọng đối với khả năng phân tán của chất phân tán. Và dung môi kerosene, cyclohexane cũng làm tăng khả năng phân tán dầu, có vai trò ưu thế hơn so với các dung môi khác.

Dầu thô Đại Hùng và Trường Sơn - Sông Đốc thuộc nhóm dầu trung gian paraffin-naphtha thì trong mối tương quan giữa các thành phần chất phân tán, chất hoạt động bề mặt Tween 80 có vai trò chủ đạo trong quá trình phân tán dầu. Cyclohexane và DPGMBE chiếm ưu thế hơn so với các dung môi khác.

Tài liệu tham khảo

1. European Maritime Safety Agency (EMSA). *Manual on the applicability of oil spill dispersants (2nd edition)*. 2009.
2. Environmental Protection Agency - Ghana. *Oil spill dispersants guidelines*. 2008.
3. George Sorial, Subhashini Chandrasekar, James W.Weaver. *Dispersant effectiveness data for a suite of environmental conditions - Effects of temperature, volatilization, and energy*. EPA/600/R-04/119. 2004.
4. Janne Lise Myrhaug Resby, Per Johan Brandvik, Per S.Daling, Julien Guyomarch (Cedre) and Ingvar Eide (Statoil). *Effects of time on the effectiveness of dispersants*. SINTEF Materials and Chemistry. 2007.
5. Leigh Stevens. *Guidelines for the use of oil spill dispersants*. Prepared for Maritime New Zealand. Cawthron Report. 2006.
6. Merv Fingas and Elise Decola. *Oil spill dispersant effectiveness testing in OHMSETT*. 2006.
7. Merv Fingas. *A white paper on oil spill dispersant effectiveness testing in large tanks*. 2002.
8. Oil Spill Response. *Role of dispersants in oil spill response*. 2009.
9. Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường. *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*. Quyết định số 395/1998/QĐ-BKHCNMT. 20/4/1998.
10. Bùi Minh Trí. *Xác suất thống kê và Quy hoạch thực nghiệm*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005.
11. Nguyễn Minh Tuyền. *Quy hoạch thực nghiệm*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005.
12. Nguyễn Đức Huỳnh, Hoàng Nguyên. *Nghiên cứu*

lựa chọn chất phân tán dầu (dispersant) thích hợp với môi trường biển Việt Nam nhằm phục vụ cho công tác phòng chống ô nhiễm dầu do các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí gây ra. Báo cáo tổng kết đề tài nghiên cứu khoa học. 1996.

13. Vũ Công Thắng. Sử dụng hiệu quả chất phân tán dầu. Tạp chí Dầu khí. 2010; 12: trang 50 - 56.

14. Vũ Công Thắng, Nguyễn Minh Khoa. Thử nghiệm hiệu quả của chất phân tán đối với dầu thô của mỏ Bạch Hổ - Rồng. Viện Dầu khí Việt Nam. 2007.

Research on oil dispersant preparation from synthetic surfactants suitable for Vietnamese crude oil

Pham Thi Le Na¹, Vu Cong Thang², Nguyen Minh Khoa¹
 Nguyen Phuong Thao¹, Nguyen Anh Duc¹, Le Xuan Dai³
 Tran Hong Phong⁴

¹Vietnam Petroleum Institute

²Petrovietnam University

³Ho Chi Minh City University of Technology

⁴Vietsovpetro

Summary

Vietnamese crude oil has a high content of solid paraffin and a high pour point so some commercial dispersants currently used in Vietnam are not really effective in the cleanup of oil spills. This paper presents a research on preparation of oil dispersants from synthetic surfactants which are more effective (at least 40%) than the existing commercial dispersants on Vietnamese crude oil (especially crude oil from Bach Ho, Dai Hung, and Truong Son-Song Doc fields) and safe to the environment. The authors also made a preliminary assessment of the economic efficiency of the prepared dispersants to get information for big quantity production for oil spill response of Petrovietnam in general and of oil and gas contractors in particular.

Key words: Surface active agents, surfactants, dispersants, oil spill response.

NGHIÊN CỨU TƯƠNG TÁC CỦA LỰC THỦY ĐỘNG CỦA SÓNG LÊN BỂ CHỨA NỔI VÀ TÀU CHỖ KHÍ HÓA LỎNG TRONG TRẠNG THÁI KHAI THÁC CẬP MẠN

TS. Phạm Hiền Hậu

Đại học Xây dựng

Email: phienhau@gmail.com

Tóm tắt

Tàu chở khí hóa lỏng (LNGC) cập mạn với bể chứa khí hóa lỏng nổi (FLNG) là phương án neo phổ biến và hiệu quả nhất để quãng đường xuất khí LNG là ngắn nhất, đảm bảo công nghệ làm lạnh khí hóa lỏng ở nhiệt độ khoảng -160°C . Tuy nhiên, hình thức khai thác này có thể ảnh hưởng bất lợi đến bể chứa nổi và tàu. Bài báo giới thiệu các nghiên cứu lý thuyết và thực nghiệm của hiện tượng tương tác giữa các lực thủy động của sóng với hai vật thể nổi có kích thước lớn trong quá trình khai thác kiểu cập mạn.

Kết quả nghiên cứu đã được ứng dụng cho điều kiện mỏ Bạch Hổ, với các tính toán có sử dụng phần mềm chuyên dụng HydroStar của Hãng kiểm Pháp, để so sánh với trường hợp chỉ có bể chứa nổi để đánh giá mức độ gia tăng của bề mặt sóng biển tại khoảng hở giữa FLNG và LNGC khi đang tiếp nhận khí hóa lỏng ở trạng thái cập mạn. Từ đó, tác giả rút ra kết luận về sự tương tác của sóng đến FLNG - LNGC khi neo kiểu cập mạn và đánh giá ảnh hưởng đến sự an toàn của công trình khai thác.

Từ khóa: Tương tác thủy động học, lực sóng, bể chứa khí hóa lỏng nổi, tàu chở khí hóa lỏng, LNG, khai thác kiểu cập mạn, tương tác nhiều vật thể.

1. Giới thiệu

Nghiên cứu lực thủy động của sóng tương tác lên FLNG và LNGC trong khi đang khai thác cập mạn là những nghiên cứu mới ở Việt Nam, có tính ứng dụng cao trong việc phát triển các dự án nghiên cứu khoa học và phục vụ cho công tác đào tạo chuyên ngành kỹ thuật xây dựng công trình biển. Nghiên cứu này còn có thể áp dụng cho tính toán tương tác lực thủy động của sóng lên hệ thống các tàu bè, phương tiện nổi neo giữ kiểu cập mạn khác.

Tác giả đã giới thiệu tổng quan về FLNG và các trạng thái xuất các sản phẩm dầu khí; cơ sở lý thuyết tính toán tác động của lực thủy động của sóng nhiều xạ bức xạ lên một vật thể kích thước lớn và tương tác của sóng với hai vật thể cập mạn. Trên cơ sở tổng hợp các nghiên cứu trên

thể giới qua kết quả mô hình hóa và thực nghiệm, tác giả đã rút ra hệ số cân sử dụng cho vùng nước tương tác giữa 2 vật thể. Phần áp dụng số thực hiện tại mỏ Bạch Hổ, nơi có độ sâu nước nông (50m nước) so với các nghiên cứu đã thực hiện trên thế giới để xem xét tác động của sóng đến FLNG và LNGC, sự ảnh hưởng đến cao độ bề mặt sóng, các dịch chuyển và lực sóng tại khoảng hở giữa 2 vật thể... Từ đó, tác giả đưa ra khuyến cáo với các chu kỳ sóng gây cộng hưởng, nhạy cảm với hoạt động khai thác của 2 tàu cập mạn.

Phương pháp nghiên cứu:

- Nghiên cứu lý thuyết phân tích thủy động lực học tác động lên bể chứa khí hóa lỏng nổi trong 2 trường hợp: chỉ có FLNG và FLNG - LNGC đang khai thác kiểu cập mạn.



Hình 1. Bể chứa khí hóa lỏng nổi (FLNG)

Từ bài toán hàm thế nhiều xạ bức xạ bậc 1 và bậc 2 của sóng tác động quanh vật thể kích thước lớn để xác định lực thủy động tác dụng lên bể chứa nổi trong 2 trường hợp trên.

- Tổng hợp các nghiên cứu trên thế giới qua kết quả mô hình hóa và thực nghiệm để rút ra hệ số cần sử dụng cho vùng nước tương tác giữa hai tàu.

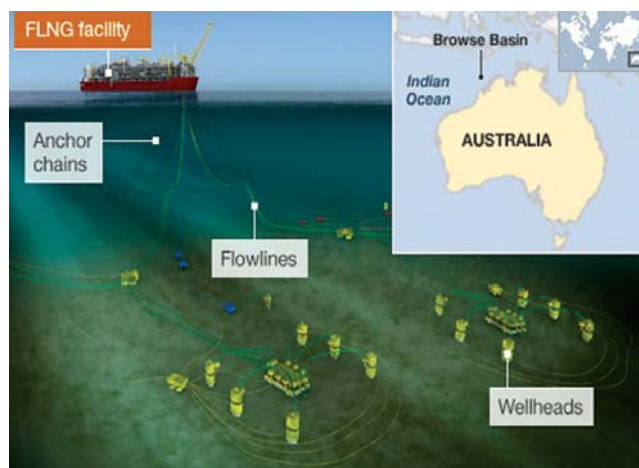
- Tính toán thủy động lực học bằng chương trình HydroStar tính tương tác của lực sóng lên bể chứa khí hóa lỏng nổi trong 2 trường hợp: chỉ có FLNG (BT1) và FLNG - LNGC đang khai thác kiểu cập mạn (BT2).

- Phân tích đánh giá kết quả tính toán: So sánh 2 trường hợp tính toán để đánh giá độ gia tăng của mớn nước giữa 2 vật thể nổi do sóng tương tác với 2 vật thể đứng song song cạnh nhau, đánh giá sự ảnh hưởng đó đến hệ neo giữ công trình.

2. Tổng quan về FLNG và trường hợp khai thác cập mạn

2.1. Vai trò và vận hành FLNG

Việc phát triển các mỏ khí ngoài khơi cần chi phí đầu tư ban đầu rất lớn, do các mỏ khí thường ở sâu trong lòng đại dương và xa bờ. Cách thức truyền thống của việc khai thác khí ở ngoài khơi và vận chuyển khí vào bờ là thông qua hệ thống đường ống. Một giải pháp hiệu quả khác



Hình 2. FLNG khai thác và chế biến khí tại mỏ



Hình 3. Bể chứa khí hóa lỏng Prelude (Shell)

được áp dụng trên thế giới là sử dụng FLNG để khai thác khí tự nhiên từ mỏ mà không cần xây dựng cơ sở hạ tầng cố định như: hệ thống đường ống hoặc nhà máy chế biến khí trên bờ. Khi mỏ khai thác hết khí, chỉ cần nhổ cọc neo và di chuyển FLNG tới mỏ khí khác. Khí khai thác từ mỏ được đưa lên bể chứa, được hóa lỏng bằng công nghệ làm lạnh đến -160°C và nén lại thu nhỏ thể tích của khí tới 600 lần nên có thể vận chuyển được đến các vùng xa. Khí hóa lỏng được chứa trong thùng chứa lớn tại bể chứa, sau đó được chuyển sang tàu LNGC để vận chuyển tới các hộ tiêu thụ.

Công đoạn sản xuất tách lọc chế biến khí được thực hiện trên FLNG ngay tại mỏ khí ngoài biển. FLNG được thiết kế để hoạt động một cách an toàn và luôn được neo giữ tại mỏ ngay cả trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt nhất.

2.2. Bể chứa khí hóa lỏng nổi FLNG trên thế giới

Trên thế giới hiện có nhiều FLNG đang sử dụng để khai thác khí hóa lỏng. Dự kiến vào năm 2017, bể chứa nổi lớn nhất thế giới (Prelude của Shell) sẽ neo ở ngoài khơi cách 200km từ bờ biển phía Tây Bắc của Australia để khai thác khí tự nhiên từ mỏ khí Prelude ở độ sâu 250m nước.

Bể chứa khí hóa lỏng nổi này dài 488m, rộng 75m và cao 105m, Turret cao 93m với 4 cụm dây xích neo và neo bằng cọc mút. Khi chứa đầy tải, Prelude FLNG sẽ nặng 600.000 tấn, gấp 6 lần tàu sân bay lớn nhất của Mỹ. Mặc dù vậy công trình này chỉ bằng $\frac{1}{4}$ kích thước của một nhà máy tương đương trên đất liền. Các kỹ sư đã thiết kế các module xếp theo chiều dọc để tiết kiệm không gian; đồng thời đưa ra các ý tưởng bơm nước lạnh từ sâu trong đại dương để giúp làm mát khí. Khí được hóa lỏng ở nhiệt độ -162°C . Prelude FLNG có khả năng chứa 220.000m³ LNG, 90.000m³ LPG và 126.000m³ condensate, tương đương với khoảng 175 bể bơi Olympic. Ước tính tổng mức đầu tư của Dự án Prelude FLNG khoảng 10,8 - 12,6 tỷ USD [17, 18].

2.3. Phương pháp xuất khí hóa lỏng từ FLNG sang LNGC

Dựa vào chất chứa trong bể chứa nổi là dầu hay khí hóa lỏng để lựa chọn một trong hai cách xuất sản phẩm: kiểu nối đuôi hoặc kiểu cập mạn. Kiểu nối đuôi (tandem) sẽ giảm thiểu ảnh hưởng tương tác của trường sóng giữa 2 tàu tác dụng lên nhau, tuy nhiên quãng đường vận chuyển dài. Cách này phổ biến đối với các bể chứa dầu nổi FPSO. Kiểu cập mạn (side by side) không phổ biến cho FPSO vì trường sóng xung quanh mỗi tàu sẽ ảnh hưởng tương tác lên nhau, gây bất lợi cho cả hệ.

Kiểu xuất sản phẩm phù hợp với khí hóa lỏng (LNG) là kiểu khai thác cập mạn (Hình 4) do yêu cầu công nghệ



Hình 4. Xuất khí hóa lỏng từ FLNG sang LNGC kiểu cập mạn

làm lạnh khí để hóa lỏng ở nhiệt độ -160°C . Cập mạn song song sẽ tăng số lượng ống dẫn và giảm quãng đường vận chuyển để đảm bảo nhiệt độ hóa lỏng của khí trong quá trình vận chuyển.

3. Lực thủy động của sóng tác động lên một vật thể

3.1. Điều kiện xuất phát

Cho 1 hàm thế của vận tốc dòng:

$$\vec{V}(M, t) = \overrightarrow{\text{grad}} \Phi(M, t) \quad (1)$$

$$\Phi = \Phi_0 + \Phi_P = \Phi_0 + (\Phi_J + \Phi_7) \quad (2)$$

Trong đó:

Φ_0 : Hàm thế của vận tốc sóng tới, khi chưa có vật thể (thể hiện trạng thái biển cách xa vật thể);

Φ_P : Hàm thế của dòng chảy nhiễu loạn;

Φ_J : Hàm thế của dòng chảy bức xạ sinh ra do vật thể chuyển động trong môi trường biển lặng không có sóng tới, gồm 6 chuyển động (thẳng và xoay) quanh 3 trục;

Φ_7 : Hàm thế của dòng chảy nhiễu xạ sinh ra do sóng tới đập vào vật thể được giữ cố định không chuyển động.

Theo nghiên cứu [6, 7], hàm thế được viết dưới dạng:

$$\varphi = \iint_H ds \left(-i\omega \sum_{j=1}^6 a_j \sigma_j + a_0 \sigma_7 \right) G + a_0 \varphi_0 \quad \text{i.e} \quad \varphi_j = \iint_H ds \sigma_j G \quad (3)$$

$$\omega^2 A_{kj} + i\omega B_{kj} = -i\omega(i\omega - \mu) \rho \iint_H ds \phi_j n_k \quad (4)$$

$$F_k = -(i\omega - \mu) \rho a_0 \iint_H ds (\phi_0 + \phi_7) n_k \quad (5)$$

Trong đó:

Chỉ số $j = 1 - 6$ thể hiện cho 6 dịch chuyển do sóng bức xạ;

Chỉ số 7 thể hiện lực sóng nhiễu xạ;

Chỉ số 0 là lực sóng tới;

F_k : Lực cường bức gây ra bởi sóng tới và sóng nhiễu xạ.

3.2. Phương trình chuyển động cho một vật thể nổi [6, 7]

Biên độ chuyển động của vật thể nổi được đánh giá bằng cách giải 6 phương trình chuyển động:

$$\sum_{j=1}^6 \left[-\omega^2 (M_{kj} + A_{kj}) - i\omega B_{kj} + C_{kj} + C'_{kj} \right] a_j = F_k \quad (6)$$

Trong đó:

M_{kj} : Ma trận quán tính;

C'_{kj} : Ma trận độ cứng nước kèm;

$k, j = 1, 2, \dots, 6$;

F_k : Lực cường bức gây ra bởi sóng tới và sóng nhiễu xạ.

Dựa vào lời giải cho bài toán nhiễu xạ bậc 1, bậc 2 như trên, Chen [6, 7] đã xây dựng thuật toán ứng dụng trong chương trình tính lực thủy động Hydrostar. Kết quả của phần mềm này là hàm truyền của các thông số phục vụ việc tính toán thiết kế như: lực sóng bậc 1, lực sóng bậc 2, chuyển vị kết cấu, áp lực nước lên bề mặt kết cấu nổi...

3.3. Lực thủy động bậc 1

Từ các hàm thế xác định được lực thủy động bậc 1 theo công thức sau:

$$[F_H]^{(1)} = \rho \iint \frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} \cdot [N] dS \quad (7)$$

Lực F_H gồm các lực gây ra bởi sóng tới (lực Froude - Krilov), các lực nhiễu xạ và lực bức xạ:

$$[F_H]^{(1)} = [F_0]^{(1)} + [F_7]^{(1)} + [F_J]^{(1)} = [F_k]^{(1)} + [F_J]^{(1)} \quad (8)$$

- Lực sóng tới Froude - Krilov được tính bởi:

$$[F_0]^{(1)} = \rho \iint_H \frac{\partial \phi_0^{(1)}}{\partial t} \times [N] dS \quad (9)$$

- Lực nhiễu xạ bậc 1:

$$[F_7]^{(1)} = \Re \left\{ [F_7]^{(1)} \times e^{-i\omega t} \right\} = \rho \iint_H \frac{\partial \phi_7^{(1)}}{\partial t} \times [N] dS \quad (10)$$

- Lực bức xạ bậc 1 được tính như sau:

$$[F_J]^{(1)} = \rho \iint_H \frac{\partial \phi_J^{(1)}}{\partial t} \times [N] dS \quad (11)$$

$$= \Re \left\{ \sum_{j=1}^6 \rho \iint_H \omega^2 x_j \times \phi_j^{(1)} \times e^{-i\omega t} [N] dS \right\} = \sum_{j=1}^6 F_{kj}$$

- Lực bức xạ cũng có thể viết dạng sau:

$$[F_J]^{(1)} = [m_a] \times [\ddot{x}]^{(1)} + [B] \times [\dot{x}]^{(1)} \quad (12)$$

$$= \left\{ -\omega^2 [m_a] - i\omega [B] \right\} \times [x]$$

Trong đó:

+ Ma trận khối lượng nước kèm:

$$[m_a] = m_{kj} = -\rho \iint_H \Re(\phi_j^{(1)}) \times N_i dS = B_w \quad (k, j = 1 \rightarrow 6) \quad (13)$$

+ Ma trận cản:

$$[B] = B_{kj} = -\rho \omega \iint_H \Im(\phi_j^{(1)}) \times N_i dS = B_w \quad (k, j = 1 \rightarrow 6) \quad (14)$$

=> Công thức tính toán lực thủy động bậc 1 như sau:

$$[F_H]^{(1)} = [F_k]^{(1)} + [m_a] \times [\ddot{x}]^{(1)} + [B] \times [\dot{x}]^{(1)} \quad (15)$$

3.4. Lực thủy động bậc 2

Lực bậc 2 có hai dạng tần số ($\omega_1 \pm \omega_2$). Với dạng tần số cao ($\omega_1 + \omega_2$) được ứng dụng trong hệ liên kết cứng (như TLP). Còn đối với dạng tần số thấp ($\omega_1 - \omega_2$) được ứng dụng trong hệ liên kết mềm như bài toán tính dịch chuyển ngang của các kết cấu nổi neo xiên (lực trôi dạt chậm của FPSO, FPU), trong đó chu kỳ dao động riêng của công trình được tính bằng phút.

Lực thủy động bậc 2 gây ra bởi sóng song sắc được tính bởi công thức:

$$[F_H]^{(2)} = [F_1]^{(2)} + [F_2]^{(2)} + [F_J]^{(2)} \quad (16)$$

$[F_1]^{(2)}$: Thành phần thứ nhất của lực tác động bậc 2, chỉ phụ thuộc vào hàm thế bậc 1.

$[F_2]^{(2)}$: Thành phần thứ hai của lực tác động bậc 2, phụ thuộc vào hàm thế bậc 2 của sóng tới và của sóng nhiễu xạ.

$[F_J]^{(2)}$ Lực bức xạ bậc 2:

$$[F_J]^{(2)} = [m] \times [\ddot{x}]^{(2)} + [B] \times [\dot{x}]^{(2)} = \left\{ -(\omega_1 \pm \omega_2) [m] - i(\omega_1 \pm \omega_2) [B] \right\} \times [x] \quad (17)$$

Với $[m]$ và $[B]$ tương ứng là các ma trận khối lượng nước kèm và ma trận cản.

3.5. Lực bậc 2 tần số thấp

$$F_k(t)^{(2)} = \Re \left\{ a_j a_k^* F^{(2)}(\omega_j, \omega_k) \times e^{-i(\omega_j - \omega_k)t} \right\} \quad (18)$$

$$F^{(2)}(\omega_j, \omega_k) = F_1^{(2)}(\omega_j, \omega_k) + F_2^{(2)}(\omega_j, \omega_k)$$

Trong đó:

Chỉ số j, k biểu diễn các thông số bậc 1 tương ứng với các tần số sóng ω_j, ω_k ;

Dấu * thể hiện liên hợp phức;

$F^{(2)}$ là hàm truyền bậc 2 (QTF) của lực bậc 2 tần số thấp (Lực này dạng đầy đủ bao gồm 2 phần: Phần thứ 1 chỉ phụ thuộc vào các thông số bậc 1, phần thứ 2 phụ thuộc vào hàm thế vận tốc bậc 2).

3.6. Một số công thức gần đúng tính lực bậc 2 tần số thấp

Lực bậc 2 tần số thấp được biểu diễn nhờ khai triển chuỗi Taylor cho dạng hiệu số của tần số sóng $\Delta\omega = \omega_j - \omega_k$:

$$F^{(2)}(\omega_j, \omega_k) = F^{(2)}(\omega, \Delta\omega) = F_0^{(2)}(\omega) + F_1^{(2)}(\omega) \cdot \Delta\omega + F_2^{(2)}(\omega) \cdot \frac{\Delta\omega^2}{2} + \dots \quad (19)$$

Công thức của Newman (1974) [11]:

$$F^{(2)-}(\omega_j, \omega_k) \approx F_d^{(2)}(\omega_j = \omega_k) \text{ (lực trôi dạt chậm)} \quad (20)$$

Công thức của Pinkster (1975) [17]:

$$F^{(2)-}(\omega_j, \omega_k) \approx F_d^{(2)}\left(\frac{\omega_j + \omega_k}{2}\right) \quad (21)$$

4. Lực thủy động của sóng tương tác lên nhiều vật thể cập mạn

4.1. Phương pháp trường trung gian [6, 7, 15]

Với bài toán 2 tàu cập mạn, dù trong vùng nước sâu hay nông, vấn đề chính là phải mô tả đầy đủ chuyển động tần số thấp của hệ thống, trong đó có tải trọng sóng trôi dạt của sóng. Có 3 phương pháp tính toán tải trọng sóng trôi dạt tần số thấp: Phương pháp trường gần của Pinkster [13], trường xa của Maruo - Newman [8,10] và mới nhất là trường trung gian của Chen [6, 7]. Áp dụng trực tiếp các cải biến của lý thuyết Stokes và ứng dụng lý thuyết hàm Green, phương pháp "Trường gần" mới được tạo ra và được Chen phát triển thành **Phương pháp trường trung gian**, được viết cho bề mặt giới hạn tại một khoảng cách nhất định từ vật thể. Trường trung gian này có các ưu điểm như trường xa, có độ hội tụ số nhanh đối với lực trôi dạt ngang. Trong trường hợp nhiều vật thể, trường trung gian có thể tạo ra bề mặt giới hạn bao quanh từng vật thể và tính toán được các tải trọng sóng tác dụng lên vật thể được bao quanh đó, trong khi trường xa chỉ cung cấp tổng các tải trọng sóng trên tất cả các vật thể. Bài toán tương tác nhiều vật thể cập mạn là ứng dụng quan trọng của phương pháp trường trung gian. Trạng thái cập mạn làm gia tăng tương tác động của sóng trong khu vực khoảng hở giữa 2 vật thể.

4.2. Tương tác nhiều vật thể cập mạn [1, 2, 5, 7, 12]

Tương tác của nhiều vật thể gồm: tương tác cơ học và thủy động lực học. Tương tác cơ học được định nghĩa bởi các đặc trưng cơ học của liên kết giữa các vật thể, chỉ phụ thuộc vào thiết kế và quá trình vận hành. Tương tác

thủy động lực học phức tạp hơn và yêu cầu giải pháp đầy đủ có kể đến tương tác giữa các vật thể. Trong bài toán cập mạn tàu, trong vùng khoảng hở giữa 2 tàu, tương tác thủy động lực học có thể *triệt tiêu chuyển động sóng* ở một vài tần số sóng nào đó, nhưng lại *tạo ra chuyển động dữ dội của trường sóng* ở các tần số sóng khác. Do đó, cần đặc biệt chú ý tới *hiện tượng cộng hưởng* này. Một phương pháp mới được phát triển dựa trên giả thiết chất lỏng lý tưởng có tính đến cơ chế cản trong chất lỏng.

Phương trình chuyển động cho nhiều vật thể nổi:

Phương trình chuyển động cho nhiều vật thể (M là số vật thể) có các hình thức tương tự như công thức (6) và (4) với những thay đổi nhỏ:

$$\sum_{m=1}^M \sum_{j=1}^6 \left[-\omega^2 (\delta_{nm} M_{kj}^{nm} + A_{kj}^{nm}) - i\omega B_{kj}^{nm} + \delta_{nm} C_{kj}^{nm} + C_{kj}^{'nm} \right] a_j^m = F_k^n \quad (22)$$

$$\omega^2 A_{kj}^{nm} + i\omega B_{kj}^{nm} = -i\omega (\omega - \mu) \rho \iint_{Hn} ds \phi_j^m n_k \quad (23)$$

Trong đó được xác định tương tự công thức (5):

$$F_k^n = -(\omega - \mu) \rho a_0 \iint_H ds (\phi_0 + \phi_7) n_k \quad (24)$$

Chuyển động cộng hưởng của chất lỏng tại khoảng hở giữa 2 tàu là do tương tác thủy động lực học. Chuyển động sóng có thể được triệt tiêu hoặc bị khuếch đại phụ thuộc vào sự phân tán phức tạp giữa các vật thể. Với lý thuyết hàm dòng tuyến tính cổ điển, không có bất kỳ giới hạn nào để dự đoán chiều cao sóng ở bề mặt nước, trong khi chuyển động cộng hưởng trong thực tế phải bị cản bởi các cơ chế tiêu tán năng lượng khác nhau. Sự chuyển động không có thực này của chất lỏng làm khuếch đại tải trọng sóng trên các vật thể.

Để đưa chuyển động sóng cộng hưởng này về gần giống với thực tế, loại bỏ chuyển động sóng không có thực, Buchner và nnk [1] đã phát triển phương pháp đặt một nắp đáy (lid) lên trên vùng nước giữa hai vật thể để ngăn chặn các chuyển động sóng phi thực tế. Tuy nhiên trên thực tế, không có độ cao sóng nào còn tồn tại dưới nắp đáy cứng (rigid lid) này và có thể quan sát được nhiễu loạn xung quanh đầu của nắp do hiệu ứng nhiễu xạ. Do đó, để cho phép xuất hiện chuyển động gợn sóng trên nắp đáy, Newman [12] đưa ra phương pháp tấm thảm mềm (flexible mat) bằng cách sử dụng một tập hợp hàm đa thức của Chebychev sau đó giảm đi bằng cách sử dụng hệ số cản. Theo nghiên cứu của Chen [5], ngoài các phương pháp trên, có thể áp dụng các phương trình chính xác của chất lỏng lý tưởng hoàn toàn, còn sự tiêu tán năng lượng được biểu diễn qua hệ số cản ε . Phần tiêu tán xuất hiện trong điều kiện biên trên bề mặt tự do F:

$$\phi_z - k'\phi - i\varepsilon k'\phi = 0 \quad P \subset F(z=0) \quad (25)$$

Với $k' = \omega^2/g$ và ε là hệ số tiêu tán.

Theo nghiên cứu của Chen [5], ta có:

$$\phi(P) = \iint_S ds \sigma(Q) G(P, Q) \quad S = H \cup F' \cup F \quad (26)$$

và các phương trình tích phân để xác định các nguồn phân phối σ là:

$$2\pi\sigma(P) + \iint_S ds \sigma(Q) G_n(P, Q) = v_n \quad P \subset H \quad (27a)$$

$$4\pi\sigma(P) - \iint_S ds \sigma(Q) G_n(P, Q) = 0 \quad P \subset F' \quad (27b)$$

$$4\pi\sigma(P) + i\varepsilon k' \iint_S ds \sigma(Q) G(P, Q) = 0 \quad P \subset F \quad (27c)$$

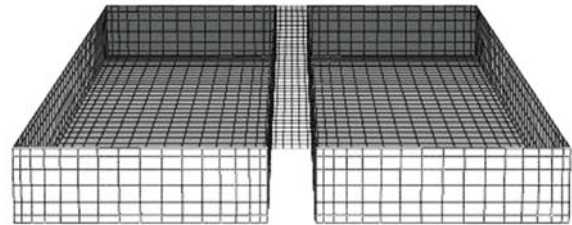
F' là diện tích bên trong của phần giao với mặt đường nước, công thức (27b) để loại bỏ các tần số không đều, công thức (27c) viết cho bề mặt tự do F. Điều quan trọng là cần sử dụng hệ số cản $\varepsilon \neq 0$ ở những vùng chuyển động của chất lỏng nhạy cảm với cộng hưởng (giữa hai tàu).

4.3. Ví dụ về chia lưới cản tại vùng không gian giữa 2 tàu [2, 5]

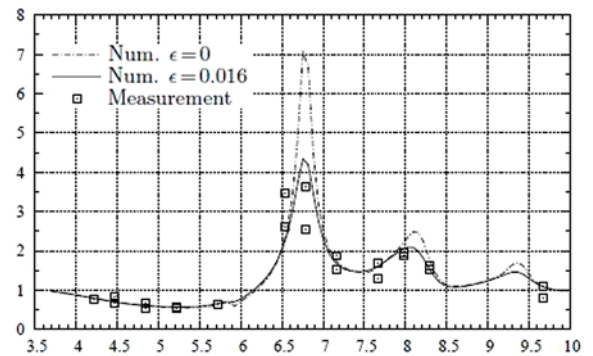
Hai sà lan trong trạng thái cập mạn có cùng kích thước: $L \times B \times T = 2,47 \times 0,6 \times 0,18$ (m) với tính chất cơ học $z_g = 0,02$, nổi tự do. Lưới của sà lan và vùng khe hở được chia như vùng cản ($\varepsilon = 0,016$).

Kết quả Hình 6 cho thấy:

- Chiều cao bề mặt tự do lớn đáng chú ý ở 3 tần số sóng;
- Kết quả tính toán số với giá trị $\varepsilon = 0$ (không cản) lớn hơn nhiều so với thực nghiệm trong khi với hệ số cản $\varepsilon = 0,016$ tương thích tốt với kết quả đo thực nghiệm;



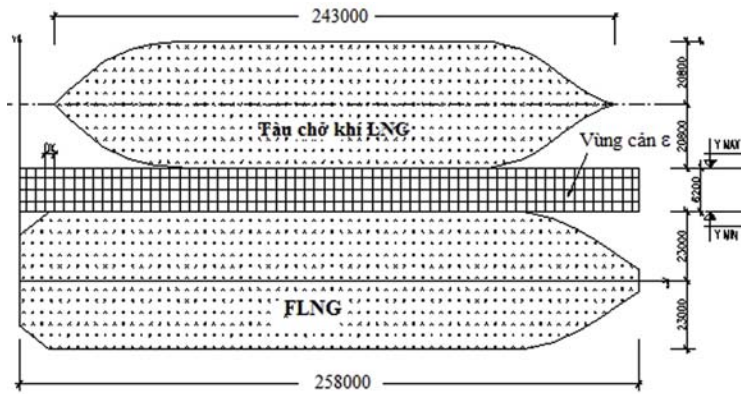
Hình 5. Hai sà lan cập mạn và vùng cản giữa 2 sà lan



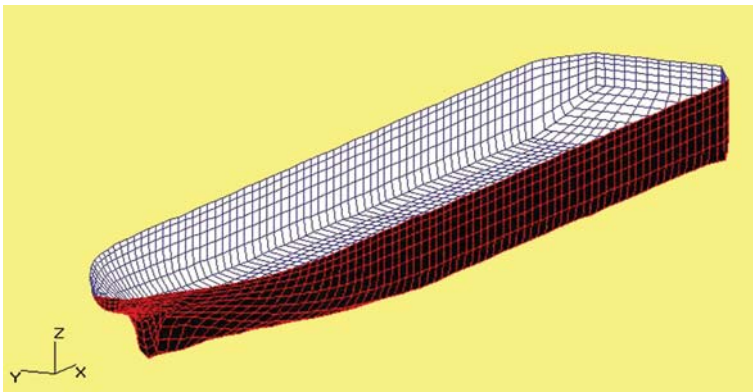
Hình 6. Cao độ mặt nước tại tâm khoảng hở [2]

Bảng 1. Các thông số kỹ thuật của FLNG và LNGC

Thông số	Đơn vị	FLNG	LNGC
Chiều dài Lpp	m	258	243
Chiều rộng B	m	46	41,6
Lượng chiếm nước đẩy tải	tấn	171.930	52.019
Mớn nước đẩy tải T	m	16,84	6,75



Hình 7. Sơ đồ FLNG và LNGC cập mạn



Hình 8. Hình ảnh chia lưới phần ngập nước của FLNG (BT1) và FLNG - LNGC cập mạn (BT2)

- Xa miễn cộng hưởng (nơi xảy ra sự tăng chiều cao bề mặt tự do lớn), hệ số cản ε (để tiêu tán năng lượng trên bề mặt tự do) không ảnh hưởng đến phản ứng chuyển động của sóng.

Qua các phân tích các nghiên cứu trước đây về bài toán cập mạn, cần thiết phải thêm vào mô hình tính một hệ số cản $\varepsilon \neq 0$ (theo Chen [2] thì $\varepsilon = 0,016$) để cho kết quả tính theo mô hình tương thích với

đo thực nghiệm. Hệ số cản ε mục đích để tiêu tán năng lượng trên bề mặt tự do vì trong mô hình tính coi chất lỏng là lý tưởng. Tác giả sẽ áp dụng kết quả nghiên cứu này cho phần ví dụ số trong điều kiện biển Việt Nam.

5. Áp dụng tính lực thủy động cho 2 tàu cập mạn song song so sánh với trường hợp một tàu

5.1. Giới thiệu phần mềm tính toán

HydroStar là một phần mềm tính toán thủy động lực học, đối tượng là các tàu thuyền hay các công trình biển mềm như: FPSO, TLP, giàn bán chìm, Spar... HydroStar được phát triển bởi Đăng kiểm Pháp (Bureau Veritas - BV) từ năm 1991. Hiện nay, HydroStar được phát triển thành phần mềm số 3D để đánh giá các bài toán nhiễu xạ và bức xạ bậc 1, bậc 2 ở độ sâu nước rất lớn hoặc ở độ sâu nước hữu hạn.

Các vấn đề được giải quyết: Tác động của sóng bậc 1, bậc 2 lên kết cấu (các bài toán nhiễu xạ và bức xạ), chuyển vị của kết cấu dưới tác dụng của sóng, áp lực sóng tại các điểm trên bề mặt kết cấu, loại bỏ các tần số không đều, bài toán tương tác nhiễu xạ vật thể, sự thay đổi tác động của sóng trong bể cảng, kết nối chương trình con Gnuplot, BV-Vship cho phép kiểm tra và hiển thị kết quả tính, tương thích sử dụng kết quả cho các chương trình tính dây neo Ariane-3D, chương trình PTHH NASTRAN cho tính kết cấu nổi.

5.2. Số liệu đầu vào

Số liệu môi trường lấy ở mỏ Bạch Hổ [15]: Sóng ngẫu nhiên ở đây được đặc trưng bởi phổ sóng JONSWAP với các thông số sóng: $H_s = 8,6\text{m}$; $T_p = 13,5\text{s}$, $\omega_{\min} = 0,3 \text{ rad/s}$, $\omega_{\max} = 1,1 \text{ rad/s}$, $\gamma = 1,45$. Gió và dòng chảy coi là lực tính không sử dụng trong nghiên cứu này. Độ sâu nước 50m ở mỏ Bạch Hổ được coi là vùng nước nông so với các vùng biển khác trên thế giới đã được nghiên cứu.

Khi tính toán lực thủy động của sóng bằng chương trình HydroStar cần tính toán cho mọi hướng sóng và sóng tính toán là sóng đơn vị (sóng ngẫu nhiên là tập hợp của N con sóng

đơn Airy có biên độ $a = 1\text{m}$) để cho ra kết quả là hàm truyền RAO phản ứng của kết cấu dưới tác dụng của lực sóng đơn vị. Các thông số kỹ thuật của FLNG và LNGC được thể hiện trong Bảng 1.

5.3. Tính toán lực thủy động cho FLNG cực trị (BT1)

Trong nghiên cứu này, tác giả thiết lập và so sánh 2 bài toán: FLNG trong điều kiện cực trị không khai thác (BT1) theo [16] và FLNG đang khai thác xuất khí hóa lỏng cho LNGC ở trạng thái cập mạn (BT2).

Mỗi bài toán cần thiết lập các file data cho từng module tính toán riêng theo sơ đồ thuật toán của chương trình HydroStar. Phần hiển thị kết quả sử dụng Gnuplot để xem các hình ảnh RAO và BV-Vship để mô phỏng chuyển động của công trình dưới tác dụng của các loại tải trọng sóng.

Sau khi lập file dữ liệu cho các module và chạy module: Hsmsh, Hslec, Hschk, Hvisu, tác giả thu được hình ảnh chia lưới phần tử phần ngập nước của 2 bài toán để tính toán lực thủy động (Hình 8). Tiếp tục các bước tính toán theo các module Hsrdif, Hstat, Hsmec, Hsdft, Hsrao lần lượt tính lực nhiễu xạ, bức xạ, giải phương trình chuyển động để tính các dịch chuyển của tàu, lực tác động bậc 1 của sóng (sóng tới + sóng nhiễu xạ), lực trôi dạt bậc 2 của sóng theo 3 lý thuyết, xuất kết quả RAO...

Các kết quả được xuất dưới dạng text hoặc đồ thị RAO gồm: Chuyển động của tàu theo 3 phương dọc trục và 3 phương quay quanh 3 trục x, y, z , ma trận cản và ma trận khối lượng kèm, các lực sóng bậc 1 (nhiễu xạ, lực sóng tới), lực tác động của sóng bậc 2, lực trôi dạt, xuất kết quả RAO, QTF, added mass cho chương trình Ariane...

Nhận xét kết quả tính BT1 (bể chứa FLNG đứng độc lập):

- Chuyển vị: trong 3 thành phần chuyển vị thẳng thì chuyển vị dọc OY (sway) là lớn nhất vì có diện tích chắn sóng lớn nhất, chuyển vị xoay quanh OX (roll) có chuyển vị bất lợi nhất vì tàu dễ bị mất ổn định theo phương này. Tần số sóng thấp (chu kỳ dài) (Hình 10a) thì sẽ cho chuyển vị lớn, cho thấy chuyển vị phụ thuộc chủ yếu vào lực trôi dạt, lực này có chu kỳ dài.

- Lực sóng: So sánh các kết quả tương đương của sóng bậc 2 và sóng bậc 1 cho thấy, lực sóng bậc 2 rất nhỏ so với lực sóng bậc 1 (ví dụ với cùng một hướng sóng là 90° so sánh F_y do sóng bậc 2 chỉ bằng 2% so với F_y do sóng bậc 1 (chênh lệch gần 50 lần) (Hình 11a, 12a). Các kết quả của chuyển vị, lực sóng sẽ ảnh hưởng tới kết quả thiết kế hệ thống neo của FLNG.

5.4. Lực thủy động cho FLNG - LNGC trong trạng thái khai thác kiểu cập mạn (BT2)

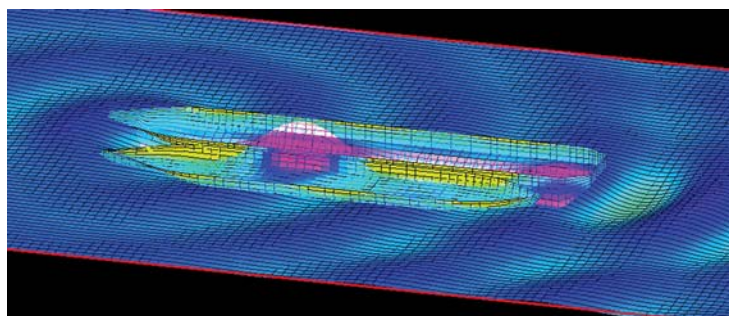
Để có thêm cơ sở lựa chọn kết quả phục vụ thiết kế, cần phải nghiên cứu tính toán lực thủy động cho FLNG trong trường hợp khai thác cập mạn (xuất khí hóa lỏng). Xét sự tương tác thủy động giữa 2 tàu thì trường hợp cập mạn (FLNG và LNGC) quan trọng hơn trường hợp nối đuôi. Tại vùng nước giữa 2 tàu sẽ có hiện tượng bề mặt sóng tăng đột ngột. Theo nghiên cứu mô hình tính toán và thực nghiệm thấy rằng trên thực tế hiện tượng cộng hưởng bị tiêu tán mất đi nhanh hơn so với mô hình tính trong phần mềm. Do vậy, trong chương trình tính phải thêm vào một hệ số giảm chấn ($\varepsilon = 0,016$) tại vùng cộng hưởng giữa 2 tàu để cho kết quả tính gần với số liệu đo thực nghiệm.

- Tạo file cho BV-Vship

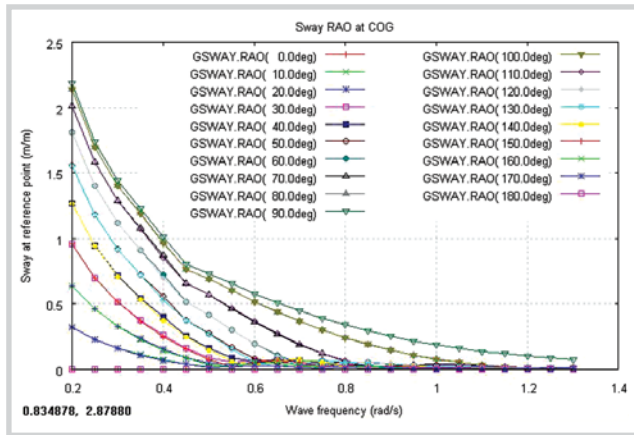
Có thể quan sát được dao động của mô hình và áp lực sóng lên tàu trên phần mềm tương tác BV-Vship. Cần phải khai báo lưới phần tử của khu vực xung quanh tàu sao cho có thể dễ nhìn thấy 2 đối tượng tính toán. Hình 9 cho thấy mơn nước tăng đột ngột trong khoảng hở giữa 2 tàu cập mạn.

So sánh kết quả RAO trường hợp cực trị (1 tàu) và trường hợp khai thác 2 tàu cập mạn: một vài kết quả chuyển vị dọc trục Y, lực sóng bậc 1 dọc trục Y, lực sóng trôi dạt bậc 2 dọc trục Y:

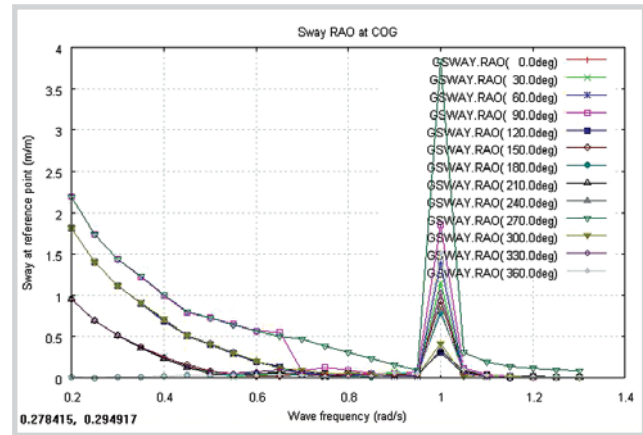
- Chuyển vị dọc OY: trường hợp cập mạn, dịch chuyển dọc Y tăng đột ngột quanh $\omega = 1\text{rad/s}$ (Hình 10);
- Lực tác động của sóng bậc 1 (FK và lực nhiễu xạ): trường hợp cập mạn, F_y cộng hưởng quanh $\omega = 0,8\text{rad/s}$ (Hình 11);
- Lực trôi dạt bậc 2: trường hợp cập mạn, lực trôi dạt bậc 2 F_y tăng đột ngột quanh $\omega = 1\text{ rad/s}$ (giá trị âm) (Hình 12).



Hình 9. Cộng hưởng của chuyển động sóng trong vùng nước giữa 2 tàu

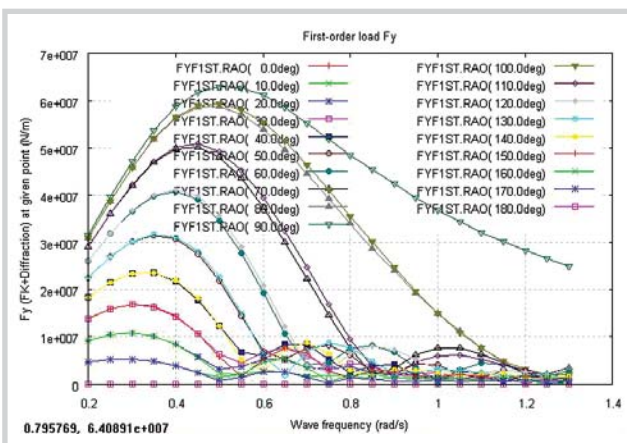


(a)

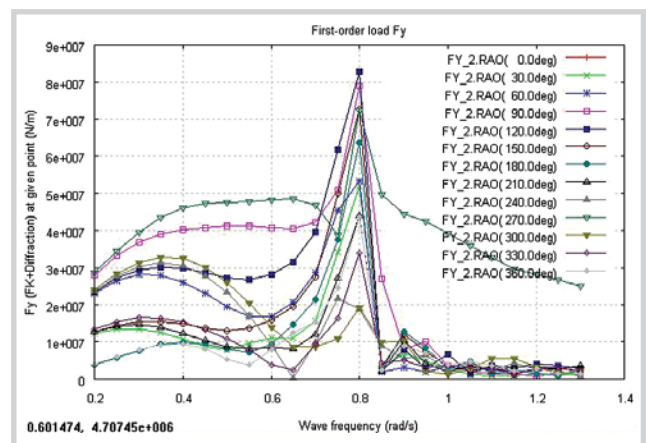


(b)

Hình 10. RAO chuyển vị theo phương dọc trục OY Sway: một tàu (a) - hai tàu cặp mạn (b)

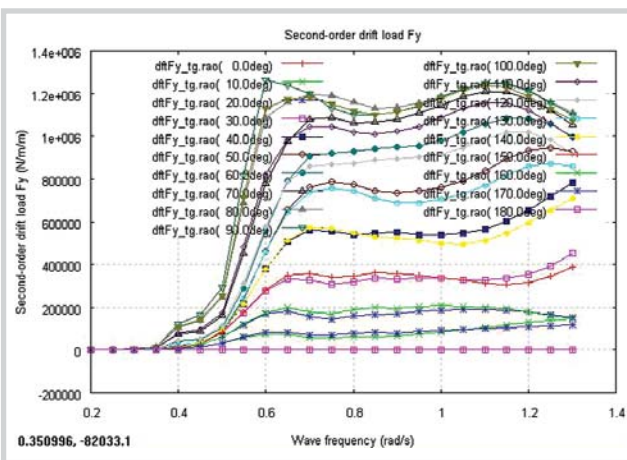


(a)

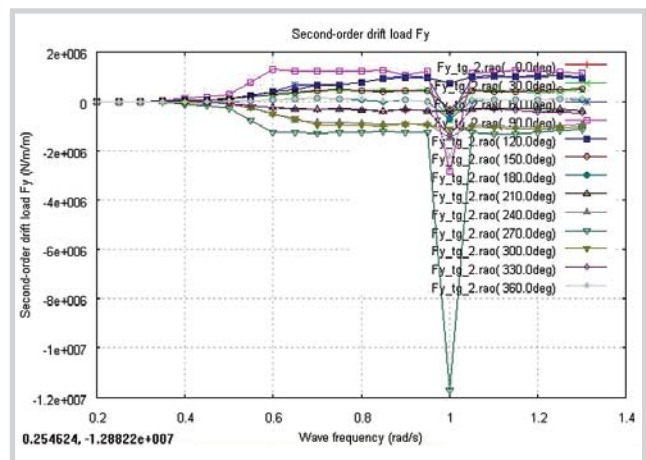


(b)

Hình 11. RAO lực sóng bậc 1 F_y : một tàu (a) - hai tàu cặp mạn (b)



(a)



(b)

Hình 12. RAO lực trôi bậc 2 F_y theo lý thuyết trường trung gian: một tàu (trái) - hai tàu cặp mạn (phải)

5.5. Nhận xét kết quả trường hợp nghiên cứu tại mỏ Bạch Hổ

Các đồ thị hàm truyền RAO đều cho thấy rõ ảnh hưởng của cộng hưởng tại khoảng hở giữa bể chứa và tàu (vùng cản damping zone) đối với trường hợp cặp mạn, đặc biệt với các dao động dọc OY, lực sóng F_y bậc 1 và lực trôi bậc 2 F_y

của sóng bậc 2 là lớn nhất. Ở ngoài vùng cộng hưởng hình dạng các đồ thị RAO cặp mạn tương đối giống với cực trị (do đầu vào đều là sóng đơn vị $a = 1$ m). Đặc biệt, tại tần số quanh $\omega = 1$ rad/s có sự tăng đột ngột về hình dáng đồ thị. Do đó, cần phải xem xét trong khoảng tần số $\omega = 0,95 - 1,05$ rad/s, tức là chu kỳ khoảng $T = 6$ (s). Do chu kỳ của sóng $T_s = 3 - 20$ (s) nên khi thiết kế phải tránh hiện tượng

cộng hưởng với tần số sóng gây nguy hiểm cho công trình. Quan sát hình ảnh chuyển động của 2 tàu (Hình 9) cho thấy mớn nước tăng đột ngột trong vùng nước giữa 2 tàu. Kết quả RAO cho thấy cộng hưởng trong khoảng hở giữa 2 tàu cập mạn không chỉ ảnh hưởng trường sóng địa phương mà còn làm gia tăng chuyển động bậc 1 cũng như lực trôi dạt trung bình.

6. Kết luận

Cộng hưởng trong vùng khoảng hở giữa 2 tàu cập mạn tại mỏ Bạch Hổ ảnh hưởng đến việc tính toán các chuyển động tương đối tại vị trí giữa 2 tàu để xác định tải trọng thiết kế tác dụng lên dây neo và quyết định độ nhạy cảm của hoạt động dỡ tải. Trong khi tính bài toán cập mạn, cần thiết phải thêm vào mô hình tính một hệ số cản $\varepsilon \neq 0$ (nghiên cứu này $\varepsilon = 0,016$) để cho kết quả tính theo mô hình tính tương thích với đo thực nghiệm. Hệ số cản ε mục đích để tiêu tán năng lượng trên bề mặt tự do vì trong mô hình tính coi chất lỏng là lý tưởng. Sự khác biệt đột ngột giữa tương tác thủy động học trong bài toán cực trị và bài toán khai thác cập mạn khi xảy ra hiện tượng chuyển động của bề mặt sóng tăng đột ngột (cộng hưởng) trong vùng nước giữa 2 tàu, ảnh hưởng đến độ an toàn của cả hệ thống.

Kết quả nghiên cứu trên sẽ góp phần bổ sung thêm vào các bài toán tính toán thiết kế cho FLNG trong trường hợp khai thác xuất khí hóa lỏng cho tàu LNG và mở rộng cho tính toán các loại tàu cập mạn khác. Tuy ở Việt Nam chưa có FLNG nhưng với tiềm năng các mỏ khí rất lớn, trong tương lai sẽ phát triển hướng khai thác mới và hiệu quả này. Hiện tại, nghiên cứu có thể ứng dụng cho tính toán thiết kế neo giữ các loại tàu, phương tiện nổi, sà lan dịch vụ, phục vụ thi công, khai thác ở trạng thái cập mạn. Nghiên cứu này có thể áp dụng cho bài toán thiết kế hệ thống neo giữ, liên kết hai tàu, từ đó đánh giá độ an toàn của hệ thống trong khi neo giữ kiểu cập mạn.

Tác giả trân trọng cảm ơn cơ quan Đăng kiểm Pháp (BV) đã cho phép sử dụng các phần mềm chuyên dụng (HydroStar, BV-Vship) và Đại học Xây dựng đã tạo điều kiện để tác giả thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

1. Bas Buchner, Adri Van Dijk, Jaap De Wilde. *Numerical multiple-body simulation of side-by-side mooring to an FPSO*. Proceeding of 11th International Offshore and Polar Engineering (ISOPE) Conference, Stavanger, Norway. 17 - 22 June, 2001: p. 343 - 353.

2. X.B.Chen, F.Rezende, S.Malenica, J.R.Fournier. *Advanced hydrodynamic analysis of LNG terminals*. 10th International Symposium on Practical Design of Ships and Other Floating Structures, Texas, ABS. 2007.

3. X.B.Chen. *Hydrodynamic analysis for offshore LNG terminals*. 2nd International Workshop on Applied Offshore Hydrodynamics, Brazil. 2005.

4. X.B.Chen. *Approximation on the quadratic transfer function of low-frequency loads*. Proceeding of 7th International Conference Behavior Offshore Structures. 1994; 2: p. 289 - 302.

5. X.B.Chen. *New formulations of the second-order wave loads*. Rapp. Technique, NT2840/DR/XC, Bureau Veritas, Paris, France. 2004.

6. X.B.Chen. *Hydrodynamics in offshore and naval applications*. 6th International Conference on Hydrodynamics, Perth, Australia. 2004.

7. X.B.Chen. *Offshore hydrodynamics and applications*. The IES Journal Part A: Civil & Structural Engineering. 2011; 4(3): p. 124 - 142.

8. H.Maruo. *The drift of a body floating on waves*. Journal of Ship Research. 1960; 4: p. 1 - 10.

9. Bernard Molin. *Second-order diffraction loads upon three-dimensional bodies*. Applied Ocean Research. 1979; 1(4): p. 197 - 202.

10. J.N.Newman. *The drift force and moment on ships in waves*. Journal of Ship Research. 1967; 11: p. 51 - 60.

11. J.N.Newman. *Second-order, slowly-varying forces on vessels in irregular waves*. Proceedings of the Symposium on the Dynamics of Marine Vehicles and Structures in Waves, London. 1974: p. 182 - 186.

12. J.N.Newman. *Progress in wave load computations on offshore structures*. 23rd OMAE Conference, Vancouver, Canada. 2004.

13. J.A.Pinkster. *Low frequency second order wave exciting forces on floating structures*. 1980.

14. J.A.Pinkster. *Low-frequency phenomena associated with vessels moored at sea*. Society Petroleum Engineers Journal. 1975; 15(6): p. 487 - 494.

15. Vietsovpetro. *Environmental design criteria extreme conditions for the Bach Ho - Rong fields - South - East offshore Vietnam*. 2000.

16. Pham Hien Hau. *Estimation de la fiabilité du*

ystème d'ancrage des FPSO/FSOs au Vietnam, avec prise en compte de l'accumulation du dommage de fatigue. Thèse de Doctorat en Science de l'ingénieur. Université de Liège, Belgique. 2010.

17. Shell. *Prelude FLNG in numbers*. www.shell.com.au.
18. Chris Summers. *The gas platform that will be the world's biggest "ship"*. www.bbc.com. 15/7/2011.

Study of the hydrodynamic interaction of wave loads on the floating facility and the liquefied natural gas carrier during side-by-side offloading operation

Pham Hien Hau

National University of Civil Engineering

Summary

Liquefied Natural Gas Carrier (LNGC) is moored side-by-side to the Floating Liquefied Natural Gas facility (FLNG), the most effective and popular mooring method for obtaining the shortest way to transfer gas, and ensuring the frozen technology for liquefied gas at temperature of about -160°C. However this side-by-side offloading operation can create disadvantages for the FLNG facility and LNG carrier. This paper presents the theoretical and experimental studies of the hydrodynamic interaction of wave loads on two floating bodies with large dimension during side-by-side offloading operation.

The obtained study results were applied to Bach Ho field conditions using the HydroStar Software of French Bureau Veritas Register, in order to compare with the case of only one floating facility to evaluate the increase of the wave surface elevation in the gap between the FLNG and the LNGC. Finally, the interaction between the wave and the floating facility and tanker in the side-by-side mooring which causes adverse effects for the safety of the exploitation platform was concluded.

Key words: Hydrodynamic interaction, wave loads, floating liquefied natural gas facility, liquefied natural gas carrier, LNG, side-by-side offloading mooring, multiple-body simulations.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ĐẦU TƯ NHÀ MÁY SẢN XUẤT ETHYL ACETATE TỪ ETHANOL

ThS. Phan Gia Tiểu Cẩm, ThS. Lê Dương Hải, KS. Trần Hồng Loan
KS. Trương Minh Huệ, KS. Nguyễn Đại Long, ThS. Nguyễn Thị Hoài Ân
ThS. Phạm Ngọc Kiên, ThS. Trần Nam Thanh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: campgt@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Ethyl acetate là hóa chất chủ yếu được dùng làm dung môi trong sản xuất các chất phủ bề mặt và làm dung môi cho ngành mực in. Bài báo giới thiệu khả năng đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất ethyl acetate từ nguồn nguyên liệu ethanol được sản xuất từ các nhà máy nhiên liệu sinh học do các đơn vị thành viên thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia đầu tư. Nhóm tác giả nghiên cứu hai phương án: độc lập và tích hợp với các nhà máy nhiên liệu sinh học, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Đạm Phú Mỹ (tại các địa điểm Phú Thọ, Quảng Ngãi, Bình Phước và Phú Mỹ), dựa trên các tiêu chí về thị trường nguyên liệu, sản phẩm, công nghệ, vốn đầu tư và hiệu quả kinh tế - xã hội. Kết quả nghiên cứu cho thấy việc tiến hành đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất ethyl acetate tại Quảng Ngãi, tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, có thể được xem như một phương án để nâng cao khả năng tiêu thụ ethanol sinh học tại thị trường trong nước.

Từ khóa: Nhà máy ethyl acetate, tiêu thụ ethanol, đa dạng hóa sản phẩm.

1. Giới thiệu

Thực hiện “Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025” của Thủ tướng Chính phủ [1], các đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham gia góp vốn, đầu tư 3 nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học tại Phú Thọ, Quảng Ngãi và Bình Phước với tổng công suất 300.000 m³/năm. Thực hiện Lộ trình của Chính phủ về áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống [22], năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phối hợp với Bộ Công Thương, Ủy ban Nhân dân một số tỉnh và Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam triển khai phân phối thay thế hoàn toàn xăng Mogas 92 truyền thống bằng xăng E5 tại Quảng Ngãi từ ngày 1/9/2014, tại Đà Nẵng từ ngày 1/11/2014, tại Quảng Nam từ ngày 31/12/2014. Tuy nhiên, sản lượng tiêu thụ ethanol vẫn ở mức thấp. Năm 2014, sản lượng ethanol của Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất đạt 17.590m³. Trong khi đó, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) chỉ sử dụng 1.225m³ để phối trộn 19.367 tấn xăng E5 [23].

Nhiều giải pháp đã được đề xuất nhằm đảm bảo nguồn tiêu thụ cho ethanol như: Thực hiện đúng Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống; các chính sách ưu đãi cho sản xuất nhiên liệu sinh học; đẩy mạnh truyền thông nhằm nâng cao nhận thức cộng đồng về nhiên liệu sinh học. Ngoài ra, một số phương án sử dụng ethanol làm nguyên liệu sản xuất

các sản phẩm khác (methyl ethylene glycol, acid acetic, ETBE, di-ethyl ether, butadien, ethylene và ethyl acetate) cũng được xem xét.

Đánh giá ban đầu về tương quan giữa quy mô công suất tối thiểu để đạt hiệu quả kinh tế và khả năng cung cấp nguyên liệu, tiêu thụ sản phẩm cũng như đánh giá về hiệu quả tài chính sơ bộ cho thấy 2 sản phẩm thích hợp để sản xuất từ ethanol sinh học là ETBE và ethyl acetate. Trong đó, việc nghiên cứu tính khả thi của việc đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE đã được Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện năm 2011 và được đăng tải trên Tạp chí Dầu khí năm 2012 [23].

Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate để tìm giải pháp tiêu thụ ethanol cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học.

Trên cơ sở nghiên cứu thị trường nguyên liệu, sản phẩm, công nghệ sản xuất và phương án đầu tư xây dựng nhà máy ethyl acetate độc lập hoặc kết hợp với các nhà máy sản xuất ethanol, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hay Nhà máy Đạm Phú Mỹ, nhóm tác giả rút ra kết luận về khả năng đầu tư nhà máy sản xuất ethyl acetate từ nguồn nguyên liệu trong nước, đồng thời đề xuất hướng sử dụng ethanol phù hợp tại mỗi địa điểm.

2. Nội dung

2.1. Thị trường nguyên liệu và sản phẩm

2.1.1. Thị trường ethanol

Hiện nay, Việt Nam có 6 nhà máy sản xuất ethanol phục vụ cho phát triển nhiên liệu sinh học với tổng công suất thiết kế là 512 triệu lít ethanol/năm. Do khó khăn trong việc tìm kiếm thị trường tiêu thụ cho sản phẩm, các nhà máy hiện đang trong tình trạng sản xuất cầm chừng hoặc tạm dừng sản xuất, sản lượng tiêu thụ đạt thấp so với công suất thiết kế ban đầu. Khoảng 80% sản lượng ethanol trong nước được xuất khẩu sang Nhật Bản, Hàn Quốc và Philippines [7 - 11].

Sự dư thừa công suất ethanol phụ thuộc vào tiến độ áp dụng Lộ trình phối trộn xăng E5 và E10. Chỉ trong trường hợp 100% xăng tiêu thụ trên thị trường được thay thế bằng E10 từ năm 2017, nhu cầu ethanol nhiên liệu mới vượt khả năng cung cấp của các nhà máy ethanol. Việc sử dụng ethanol để sản xuất ethyl acetate sẽ được xem là giải pháp để nâng cao khả năng tiêu thụ ethanol sinh học.

2.1.2. Thị trường ethyl acetate

Năm 2012, Việt Nam nhập khẩu khoảng 37.000 tấn ethyl acetate từ Trung Quốc (69%), Singapore (21%), Đài Loan (9%) và Hàn Quốc (1%), chủ yếu vào khu vực miền Nam (91%), phục vụ cho các ngành công nghiệp sơn (64%), công nghiệp mực in (24%) và sản xuất da nhân tạo, chất kết dính...

Nguồn cung ethyl acetate từ các nhà máy sản xuất tập trung ở các khu vực gần nguồn nguyên liệu và có nhu cầu tiêu thụ cao. Đặc biệt, các nhà máy sản xuất ethyl acetate trực tiếp từ ethanol thường được xây dựng tại nơi có nhu cầu sử dụng hydro, sản phẩm phụ của quá trình sản xuất ethyl acetate, để làm nhiên liệu hoặc nguyên liệu cho các nhà máy hóa chất có công suất trung bình.

Hiện nay, Việt Nam vẫn chưa có dự án xây dựng nhà máy sản xuất ethyl acetate. Thị trường ethyl acetate tại Việt Nam vẫn luôn trong tình trạng thiếu hụt (ước đạt khoảng 104.000 tấn năm 2025) và sẽ tiếp tục được bổ sung bằng nguồn nhập khẩu.

Chất lượng ethyl acetate tiêu thụ ở Việt Nam (trong ứng dụng làm dung môi pha sơn) chủ yếu là loại hóa chất tinh khiết nồng độ từ 99,5 - 99,9%, hàm lượng các tạp chất tương đối thấp.

2.1.3. Thị trường hydro

Do sự phát triển mạnh của ngành luyện thép và sản xuất kính nổi, nhu cầu sử dụng hydro tăng trưởng mạnh và đạt mức 11,4 triệu m³ vào năm 2012, được đáp ứng bằng nguồn sản xuất trong nước (hơn 99,9%). Tuy nhiên, các hộ tiêu thụ hydro lớn chủ yếu sử dụng nguồn hydro qua hệ thống đường ống từ xưởng sản xuất nội bộ hoặc từ nhà cung cấp lân cận (83% tổng tiêu thụ). Đối với thị trường hydro bán lẻ, lượng cung cấp bằng xe bồn cao áp và đóng chai chiếm tỷ trọng 27% và 3% trên tổng nhu cầu hydro cả nước, tương đương 3,6 triệu m³ và 0,4 triệu m³ năm 2013, sau đó tăng lên hơn 8 triệu m³ và 0,9 triệu m³ vào năm 2025. Thị trường tiêu thụ hydro cũng tập trung chủ yếu ở khu vực miền Nam (83%).

2.2. Công nghệ và giải pháp kỹ thuật công nghệ

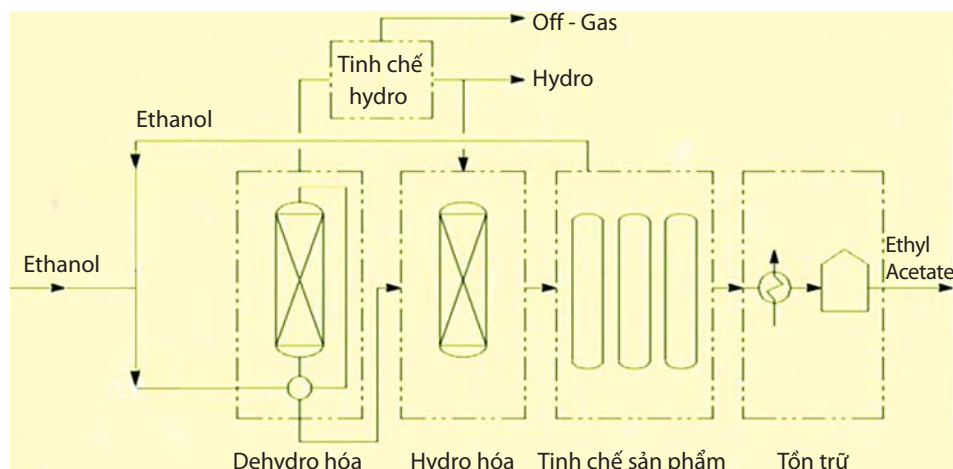
2.2.1. Công nghệ [18 - 20]

Công nghệ sản xuất ethyl acetate hiện đang được áp dụng trên thế giới gồm: công nghệ ester hóa acid acetic và ethanol, công nghệ ngưng tụ acetaldehyde, công nghệ dehydro hóa ethanol, công nghệ dựa trên phản ứng cộng ethylene. Do nguyên liệu nghiên cứu là ethanol nên nhóm tác giả lựa chọn công nghệ ester hóa acid acetic và công nghệ dehydro hóa ethanol để đánh giá, so sánh và tìm ra phương án công nghệ phù hợp.

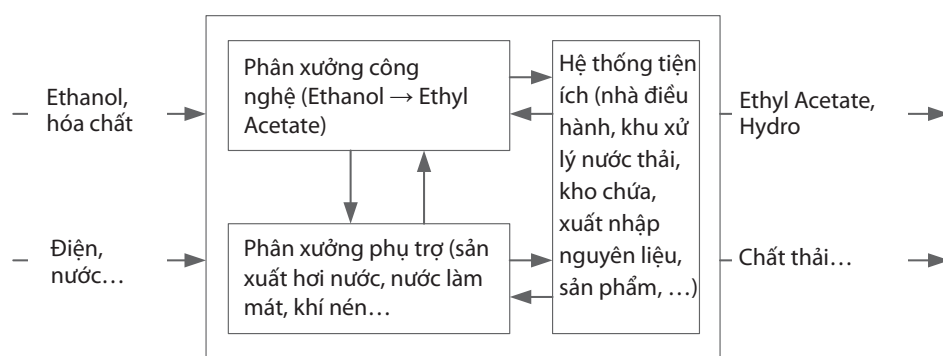
- Công nghệ sản xuất ethyl acetate từ acid acetic và ethanol: Sử dụng nguyên liệu là acid acetic (nồng độ $\geq 98\%$) và ethanol (nồng độ $\geq 95\%$) thực hiện phản ứng ester hóa $\rightarrow$ tách pha $\rightarrow$ tinh chế $\rightarrow$ tạo sản phẩm là ethyl acetate và nước.

- Công nghệ sản xuất ethyl acetate từ ethanol (Hình 1). Với công nghệ này, ethanol là nguyên liệu duy nhất của quá trình còn sản phẩm của quá trình ngoài ethyl acetate còn có hydro.

Ethanol nguyên liệu, đạt tiêu chuẩn ethanol đầu vào của cụm dehydro hóa, sẽ được hóa hơi và nạp vào thiết bị phản ứng dehydro hóa. Vì quá trình dehydro hóa ethanol thu nhiệt nên cần phải gia nhiệt trung gian để duy trì nhiệt độ phản ứng. Sản phẩm dehydro hóa sẽ được làm nguội và phân tách lỏng hơi. Dòng hơi chứa phần lớn hydro sẽ được rửa bởi dòng ethanol nhập liệu để thu hồi một phần ethyl acetate. Dòng sản phẩm lỏng từ cụm dehydro hóa được đưa đến cụm hydro hóa chọn lọc để loại bỏ các hợp chất carbonyl. Dòng sản phẩm rời khỏi cụm hydro hóa chủ yếu chứa ethyl acetate và một phần ethanol chưa phản ứng sẽ được đưa đến một chuỗi thiết bị chưng cất áp suất khác nhau để phân riêng các cấu tử trong hỗn hợp



Hình 1. Sơ đồ tổng quan công nghệ sản xuất ethyl acetate



Hình 2. Sơ đồ khối đơn giản mô tả nhà máy sản xuất ethyl acetate độc lập

đồng phí. Sản phẩm ethyl acetate tinh khiết sau đó được tồn trữ và sử dụng.

- Đề xuất quy trình công nghệ

Xét một cách tổng thể, công nghệ sản xuất ethyl acetate từ ethanol và acid acetic (công nghệ của Trung Quốc) có lợi thế hơn so với chỉ sử dụng ethanol (nhà bản quyền châu Âu) về mặt tiêu hao tiện ích và vốn đầu tư. Tuy nhiên, nhược điểm của công nghệ này là không sử dụng nhiều ethanol so với công nghệ chỉ sử dụng ethanol và cần phải đầu tư hệ thống tiện ích cho việc nhập hoặc đầu tư nhà máy sản xuất acid acetic (từ CO và methanol).

Công nghệ dehydro hóa ethanol được đánh giá là phù hợp với tình hình Việt Nam do lượng ethanol sản xuất ra nhiều hơn so với nhu cầu thực tế và được đảm bảo bởi nhà cung cấp bản quyền công nghệ có uy tín.

2.2.2. Giải pháp kỹ thuật công nghệ

- Phương án xây dựng nhà máy độc lập

Nhà máy sản xuất ethyl acetate độc lập gồm phân xưởng công nghệ, phân xưởng phụ trợ và hệ thống phụ trợ phục vụ cho hoạt động sản xuất kinh doanh. Mọi hoạt động của nhà máy theo phương án này hoàn toàn độc lập với nhà máy sản xuất ethanol.

- Phương án xây dựng nhà máy tích hợp với nhà máy ethanol [8, 12]

Ba nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Phú Mỹ đều có cơ sở hạ tầng và/hoặc có nguồn nguyên liệu hoặc có khả năng sử dụng sản phẩm hydro của nhà máy ethyl acetate. Nhóm tác giả đánh giá sơ bộ về các thuận lợi và khó khăn khi xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate tại từng khu vực (Bảng 1).

2.3. Phương án đầu tư ở các địa điểm

2.3.1. Quy mô công suất

Dựa trên nhu cầu thị trường, khả năng đảm bảo nguồn nguyên liệu cho nhà máy và yêu cầu công nghệ,

nhóm tác giả đề xuất xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate với công suất 50.000 tấn/năm, hoạt động từ năm 2017. Đáp ứng công suất này cần khoảng 56.000 tấn ethanol. Lượng ethanol này hoàn toàn có thể đáp ứng đủ từ nguồn cung trong nước.

Trong quá trình sản xuất, ngoài sản phẩm chính ethyl acetate còn có sản phẩm phụ là hydro với sản lượng khoảng 21 triệu Nm³ hydro/năm (tương đương 1.900 tấn/năm). Dự kiến, hydro sẽ được cung cấp cho các nhà máy tiêu thụ hydro như nhà máy sản xuất hydro đóng chai/xe bồn, nhà máy sản xuất oxy già hoặc Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nâng cấp/mở rộng.

2.3.2. Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của dự án

Tổng mức đầu tư của dự án gồm các khoản mục như chi phí xây dựng, chi phí thiết bị, chi phí khác, chi phí dự phòng và trượt giá.

Hiệu quả kinh tế của các phương án đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất ethyl acetate tại các địa điểm được phân tích và đánh giá dựa trên các giả định sau: vòng đời dự án (20 năm); thời gian xây dựng (2 năm); thời điểm đầu tư dự kiến (năm 2015). Vốn vay và chi phí lãi vay với lãi suất cố định được hoàn trả trong thời gian 5 năm sau thời

Bảng 1. Đánh giá sơ bộ thuận lợi và khó khăn khi đặt xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate tại 4 địa điểm

Phương án tích hợp với các nhà máy	Thuận lợi	Khó khăn
Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất	Có thể sử dụng nguồn điện, hơi nước, nước làm mát từ Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất. Có quỹ đất để xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate.	Nguồn ethanol của Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất đang được sử dụng để pha chế xăng sinh học (E3 và E5). Chi phí giải phóng mặt bằng cao.
Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Có thể sử dụng điện, hơi, khí, nước từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Nguồn hydro có thể được tiêu thụ ở Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong tương lai. Có quỹ đất để xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate.	Nguồn ethanol của Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất đang được sử dụng để pha chế xăng sinh học (E3 và E5).
Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Bình Phước	Có thể sử dụng điện, nước, khí từ Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Bình Phước. Có quỹ đất để xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate.	Không có nơi tiêu thụ sản phẩm hydro ở lân cận.
Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Phú Thọ	Có quỹ đất để xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate.	Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Phú Thọ đang tạm dừng thi công nên việc xác định tính khả thi về nguồn ethanol và hệ thống phụ trợ có thể dùng chung không rõ ràng. Hệ thống nước sử dụng nước sông Hồng gặp bất lợi vào mùa khô.
Nhà máy Đạm Phú Mỹ	Có quỹ đất để xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate. Có khả năng sử dụng nguồn hydro từ Nhà máy sản xuất ethyl acetate.	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí – CTCP (PVFCCo) đang có nhiều dự án sử dụng phân diện tích còn để trống. Dự án sử dụng hydro chưa có quyết định đầu tư. Cách xa nguồn nguyên liệu ethanol.

Bảng 2. Tổng mức đầu tư và hiệu quả tài chính của dự án sản xuất ethyl acetate tại các địa điểm

Đơn vị: tỷ đồng

TT	Hạng mục	Phương án độc lập				Phương án tích hợp			
		Phú Thọ	Quảng Ngãi	Bình Phước	Phú Thọ	Quảng Ngãi	Bình Phước	Phú Mỹ	NMLD Dung Quất
I	Tổng vốn đầu tư	1.561	1.665	1.616	1.359	1.456	1.606	1.582	1.441
1	Chi phí xây dựng	140	191	181	122	167	180	156	164
2	Chi phí thiết bị	1.037	1.065	1.037	903	931	1.031	1.037	922
3	Chi phí khác	177	188	183	154	165	182	179	163
4	Chi phí dự phòng và trượt giá	208	222	215	181	194	214	210	192
II	Hiệu quả tài chính								
	IRR (%)	7,5	12,5	12,4	9,1	14,1	12,5	12,3	14,2
	NPV@WACC	-275	429	360	-74	617	369	334	630
	NPV@IRRmin	-598	-151	-138	-402	35	-129	-150	48
	PP	10 năm 2 tháng	7 năm 6 tháng	7 năm 2 tháng	9 năm 0 tháng	6 năm 11 tháng	7 năm 1 tháng	7 năm 3 tháng	6 năm 10 tháng

gian xây dựng nhà máy. Với giả định tỷ lệ vốn vay: vốn chủ sở hữu là 60:40, vay bằng VNĐ với lãi suất 12%/năm, chi phí vốn chủ sở hữu là 10%/năm thì chi phí sử dụng vốn bình quân (WACC) sẽ là 9,8% và IRRmin sẽ là 13,8% (bằng WACC + 2% + 2% theo Quyết định số 1531/QĐ-ĐKVN ngày 29/2/2012). Lấy tỷ giá VNĐ/USD: 21.300, tỷ lệ trượt tỷ giá 3%/năm. Phân bổ tổng vốn đầu tư: 40% cho năm thứ 1 và 60% cho năm thứ 2. Thuế thu nhập doanh nghiệp: 20%/năm (quy định tại Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật thuế thu nhập doanh nghiệp số 32/2013/QH13 ngày 19/6/2013). Khấu hao: áp dụng mô hình khấu hao đường thẳng, thời gian khấu hao 10 năm.

Giá ethanol được xác định dựa vào giá mua ethanol tại nhà máy sản xuất ethanol cộng thêm chi phí vận chuyển về Nhà máy sản xuất ethyl acetate. Giá ethanol cơ sở áp dụng cho dự án tại các địa điểm gần nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học bằng nhau và bằng với giá ethanol khu vực được dự báo theo giá của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA). Giá sản phẩm ethyl acetate cơ sở áp dụng cho dự án (giá bán tại cổng nhà máy) trong giai đoạn 2017 - 2040 được dự báo dựa vào tương quan với giá ethyl acetate và giá nguyên liệu ethanol tại khu vực châu Á, đồng thời có xét đến chi phí vận chuyển đến thị trường tiêu thụ chính là miền Nam. Giá sản phẩm phụ hydro là

giá hydro tối đa (khi đó dự án có $IRR = IRR_{min}$) mà các nhà máy sản xuất hydro đóng chai/xe bồn, nhà máy sản xuất 20.000 tấn oxy già nồng độ 50%/năm và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể mua được dự báo đến năm 2040 cùng tỷ lệ tương quan với giá thành dự báo của quá trình sản xuất hydro (ước tính dựa trên chi phí khí thiên nhiên, chi phí tiện ích và chi phí khác). Giá nguyên liệu ethanol khu vực Đồng Nam Á được sử dụng để tính hiệu quả tài chính của các dự án, được dự báo đến năm 2040 dựa trên sự tương quan với giá dự báo thế giới theo EIA [15 - 17].

Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của dự án tại các địa điểm được trình bày trong Bảng 2.

Tổng vốn đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate công suất 50.000 tấn/năm ước tính khoảng 1.359 - 1.665 tỷ đồng tùy thuộc vào địa điểm xây dựng và phương án đầu tư độc lập hay tích hợp với các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học. So với phương án độc lập, phương án tích hợp nhà máy sản xuất ethyl acetate tại các địa điểm đem lại hiệu quả tài chính cao hơn khoảng 12,6% tính theo IRR trừ địa điểm Bình Phước nơi hiệu quả của việc tích hợp không đáng kể.

Kết quả tính toán cho thấy việc đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate chỉ có hiệu quả kinh tế theo tiêu chí thẩm định của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nếu tích hợp vào Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất hoặc Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Khi đó, lượng sản phẩm phụ hydro của nhà máy được Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tiêu thụ hết 100%.

Tuy nhiên, trong trường hợp giá ethanol tăng cao hơn 0,5% so với giá cơ sở, tương đương 19.725 đồng/lít (giá năm 2017), hoặc giá ethyl acetate tại cổng nhà máy giảm 0,5% so với giá cơ sở, tương đương 33,3 triệu đồng/tấn (giá năm 2017) thì dự án không còn khả thi về mặt kinh tế. Ngoài ra, dự án cũng sẽ không có hiệu quả kinh tế nếu Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sử dụng ít hơn 89% sản lượng hydro sản xuất đối với trường hợp Nhà máy sản xuất ethyl acetate tích hợp vào Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và thấp hơn 92% với trường hợp Nhà máy sản xuất ethyl acetate tích hợp vào Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất.

Kết quả tính toán này phù hợp với thực tế là các nhà máy sản xuất ethyl acetate trực tiếp từ ethanol trên thế giới chỉ có hiệu quả kinh tế khi được xây dựng gần nguồn cung nguyên liệu ethanol và có thể sử dụng hết nguồn sản phẩm phụ hydro.

Trong trường hợp sử dụng toàn bộ 80.000 tấn ethanol/năm của một nhà máy nhiên liệu sinh học để sản

xuất ethyl acetate công suất của nhà máy sản xuất ethyl acetate tương ứng là 70.000 tấn/năm, lúc này dự án sản xuất ethyl acetate sẽ có hiệu quả kinh tế theo tiêu chí thẩm định của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khi tích hợp với Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất, Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Bình Phước hay tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

3. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy việc tiến hành đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ethyl acetate từ nguồn ethanol sản xuất tại các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học có phần vốn góp của các đơn vị thành viên thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có thể được xem như một phương án tham khảo để nâng cao khả năng tiêu thụ ethanol. Trong đó, phương án sản xuất ethyl acetate khả thi nhất khi tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Để tối đa hóa hiệu quả kinh tế cho Nhà máy sản xuất ethyl acetate, lượng sản phẩm phụ hydro của Nhà máy cần được Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sử dụng toàn bộ (góp phần làm giảm nhu cầu tiêu thụ LPG/naphtha để sản xuất hydro khi nâng cấp/mở rộng) và Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất cung cấp nguyên liệu ethanol cho Nhà máy sản xuất ethyl acetate với giá tương đương giá ethanol khu vực.

Tài liệu tham khảo

1. Thủ tướng Chính phủ. *Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025*. Quyết định số 177/2007/QĐ-TTg. 20/11/2007.
2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Kế hoạch và chương trình triển khai các dự án nhiên liệu sinh học của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025*. Quyết định số 1156/QĐ-DKVN. 24/2/2009.
3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Kế hoạch nghiên cứu áp dụng và phát triển công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025*. Quyết định số 3592/QĐ-DKVN. 24/2/2009.
4. Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL). *Báo cáo công tác kinh doanh và hệ thống phân phối nhiên liệu sinh học của PV OIL*. Công văn số 6815/DVN-NLSH. 22/8/2013.
5. Công ty CP Nhiên liệu sinh học Dầu khí miền Trung (BSR-BF). *Báo cáo tình hình công tác sản xuất nhiên liệu sinh học của Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất*. 13/8/2013.
6. Công ty CP Nhiên liệu sinh học Dầu khí miền Trung (BSR-BF). *Báo cáo nghiên cứu khả thi chi tiết Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất*. 2010.

7. Công ty TNHH Nhiên liệu sinh học Phương Đông (OBF). Báo cáo với đoàn kiểm tra liên ngành của các bộ về nhiên liệu sinh học của Nhà máy ethanol Bình Phước. 8/2013.
8. Công ty TNHH Nhiên liệu sinh học Phương Đông (OBF). Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án Nhà máy ethanol Bình Phước. 12/2009.
9. Công ty TNHH Đại Việt. Báo cáo tổng hợp theo yêu cầu của Đoàn kiểm tra liên ngành các nhà máy sản xuất cồn nhiên liệu sinh học. 8/2013.
10. Tùng Lâm. Nhà máy Cồn Tùng Lâm. 8/2013.
11. Công ty CP Đồng Xanh. Báo cáo về tình hình sản xuất kinh doanh nhà máy ethanol của Công ty Cổ phần Đồng Xanh. 8/2013.
12. Công ty CP Hóa dầu và Nhiên liệu sinh học Dầu khí (PVB). Thiết kế tổng thể (FEED) Nhà máy bio-ethanol Phú Thọ. 2009.
13. Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo). Dự án đầu tư xây dựng công trình xưởng sản xuất nước oxy già. 2012.
14. Bộ Công Thương. Quy hoạch sản xuất cồn nhiên liệu phục vụ cho ngành sản xuất nhiên liệu sinh học đến năm 2020, có xét đến năm 2030. Quyết định số 3042/QĐ-BCT. 13/3/2013.
15. EIA. Petroleum product prices. 2013.
16. Worldbank. Commodity price forecast update. 2012.
17. Merchant Research & Consulting Ltd. Ethyl acetate (ETAC) - 2013 world market outlook and forecast up to 2017. 2013.
18. Davy Process Technology Limited. Ethyl acetate technology overview. 2012.
19. Steve Colley, Mike Tuck. Ethyl acetate from ethanol. 2012.
20. Guangdong Zhongke Tianyuan New Energy Technology Co., Ltd. Ethyl acetate from ethanol and acetic acid. Technology Overview. 2013.
21. Christopher Yang, Joan Ogden. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. Institute of Transportation Studies, Department of Environmental Science and Policy, University of California. 2004.
22. Phan Gia Tiểu Cẩm và nnk. Nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE từ nguồn nhiên liệu trong nước. Tạp chí Dầu khí. 2012; 12: trang 38 - 43.
23. Thủ tướng Chính phủ. Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống. Quyết định số 53/2012/QĐ-TTg. 22/11/2012.
24. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Báo cáo tổng kết công tác năm 2014 và triển khai kế hoạch năm 2015. 2015: trang 100 - 101.

Study on the feasibility of an ethyl acetate plant from ethanol

Phan Gia Tiểu Cẩm, Lê Duong Hai, Trần Hồng Loan
Trương Minh Huệ, Nguyễn Đại Long, Nguyễn Thị Hoài An
Phạm Ngọc Kiên, Trần Nam Thanh
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Ethyl acetate is primarily used as a solvent in the coating and ink industries. This paper presents the feasibility to invest in an ethyl acetate plant from ethanol produced by bio-ethanol plants with capital contributed by PetroVietnam. The authors considered two approaches: independent or integrated with bio-ethanol plants, Phu My fertilizer plant and Dung Quat refinery (in Phu Tho, Quang Ngai, Binh Phuoc and Phu My, respectively) based on the criteria of raw material and product markets, technology, investment capital, economic and social benefits. The study results show that investment in the construction of an ethyl acetate plant integrated with Dung Quat refinery in Quang Ngai province can be considered an option to increase the consumption of bio-fuel in the domestic market.

Key words: Ethyl acetate plant, ethanol consumption, product diversification.

ĐIỀU KIỆN VÀ CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG ĐẾN SỰ HÌNH THÀNH, PHÂN BỐ HYDRATE KHÍ TRONG TỰ NHIÊN

TS. Lê Văn Bình

Đại học Mô - Địa chất

Email: lebinh55@yahoo.com

Tóm tắt

Hydrate khí là nguồn năng lượng tự nhiên sạch rất có tiềm năng trong tương lai. Theo dự báo trữ lượng khí hydrocarbon chứa trong hydrate khí tự nhiên đạt $7,6 \times 10^{18} \text{m}^3$. Do chỉ được thành tạo trong điều kiện nhiệt độ thấp và áp suất cao nên 98% lượng khí hydrate nằm dưới đáy thềm lục địa và hồ, chỉ 2% ở vùng băng vĩnh cửu trên lục địa. Trong đó, Canada, Biển Đen, hồ Baikal... là các khu vực có trữ lượng hydrate khí lớn nhất thế giới. Bài báo giới thiệu các yếu tố ảnh hưởng đến sự hình thành và phân bố hydrate khí trong tự nhiên; trữ lượng và phân bố trữ lượng khí hydrate trên thế giới.

Từ khóa: Hydrate khí, sự phân bố hydrate khí, trữ lượng khí hydrate trong tự nhiên.

1. Điều kiện và các yếu tố ảnh hưởng đến sự hình thành, phân bố hydrate khí

1.1. Điều kiện hình thành hydrate khí

1.1.1. Nước chứa khí hòa tan ở mức độ nhất định

Kết quả nghiên cứu lý hóa phân tử cho thấy: các nguyên tử hydro và oxy trong phân tử nước kết hợp và phân bố gần như nằm ở đỉnh của tam giác cân. Góc tại đỉnh có nguyên tử oxy là $109,5^\circ$, hai góc còn lại là $37,5^\circ$ (Hình 1). Đôi điện tử dùng chung của nguyên tử hydro và oxy (trong liên kết đồng hóa trị) bị hút lệch về phía nguyên tử oxy tạo nên tính phân cực cho phân tử. Cực âm về phía nguyên tử oxy, cực dương về phía nguyên tử hydro. Hydro trong các phân tử nước có sự "gắn bó" chặt chẽ với các nguyên tử oxy tạo ra mối liên kết không chỉ với nguyên tử oxy trong phân tử (liên kết đồng hóa trị) mà còn tạo mối liên kết tạm thời với các nguyên tử oxy của các phân tử nước khác, thậm chí nó có thể liên kết với oxy trong phân tử khoáng chất tạo đá. Do vậy, các phân tử nước trong tự nhiên luôn "xoay" trong không gian, sao cho mỗi nguyên tử hydro nằm giữa 2 nguyên tử oxy. Liên kết giữa 2 nguyên tử oxy của 2 phân tử nước gần kề, thông qua nguyên tử hydro trung gian tạo ra mối liên kết hydro giúp cho H_2O tồn tại trong trạng thái lỏng ở điều kiện tiêu chuẩn, tạo ra lớp nước liên kết bao quanh mặt đá. Do đặc điểm trên, nước có các tính chất vật lý khác so với hydrua khác nói riêng và các chất lỏng nói chung như: sức căng mặt ngoài lớn, nhiệt dung cao nhất ở điều kiện tiêu chuẩn, khả năng truyền nhiệt lớn nhất, khả năng hòa tan rất lớn, hằng số điện môi lớn, nhiệt hóa hơi cao.

Trong hóa học, liên kết giữa các nguyên tử có 2 thông số đặc trưng là chiều dài liên kết l và góc α giữa hai liên kết. Trong liên kết chuẩn, chiều dài liên kết hydro và góc giữa chúng có giá trị chuẩn: $l \approx 2,7\text{\AA}$ và $\alpha \approx 109,5^\circ$ phân tử sẽ bền vững nhất. Độ dài l và góc liên kết α càng khác với giá trị chuẩn thì càng hao phí năng lượng để tạo nên cấu trúc và cấu trúc càng kém bền vững. Tuy nhiên, liên kết hydro là "liên kết mềm" (độ dài và góc liên kết có thể thay đổi ở mức độ tương đối) nên khi kết tinh các phân tử nước có thể kết hợp với nhau để tạo thành các tinh thể là những khối đa diện khác nhau về số mặt, hình dạng mặt, số cạnh và tương ứng sẽ chứa các khoảng trống khác nhau về kích thước (Hình 2). Đây là nguyên nhân chính dẫn đến sự đa dạng về cấu trúc tinh thể nói riêng cũng như tổ hợp các tinh thể tạo nên cấu trúc hydrate khí nói chung [9].

Công thức chung của hydrate khí là:



Trong đó:

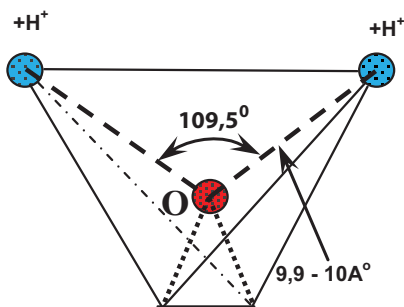
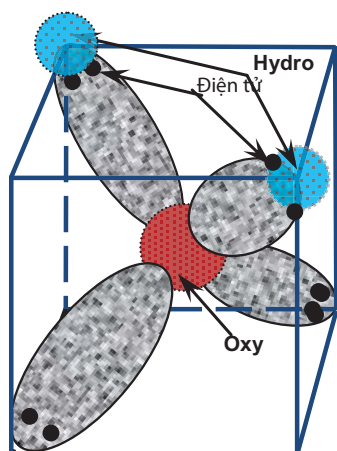
M: Phân tử khí tham gia tạo hydrate;

n: Chỉ số hydrate khí (số phân tử nước tương ứng với 1 phân tử khí, thường dao động trong khoảng $n = 5,75 - 17$). Ví dụ: quan sát thực tế chỉ ra các khí hydrocarbon tạo hydrate khí với tỷ lệ: $\text{CH}_4 \times 7\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \times 12\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_3\text{H}_8 \times 17\text{H}_2\text{O}$ [1].

Từ công thức chung có thể nhận thấy để tạo thành hydrate khí phải cần một lượng lớn nước. Theo V.I.Ermonkin, khi trong khoang trống của đá không đủ lượng nước cần thiết, chỉ một phần khí nằm trong cấu trúc hydrate, phần còn lại vẫn tồn tại trong trạng thái khí "tự

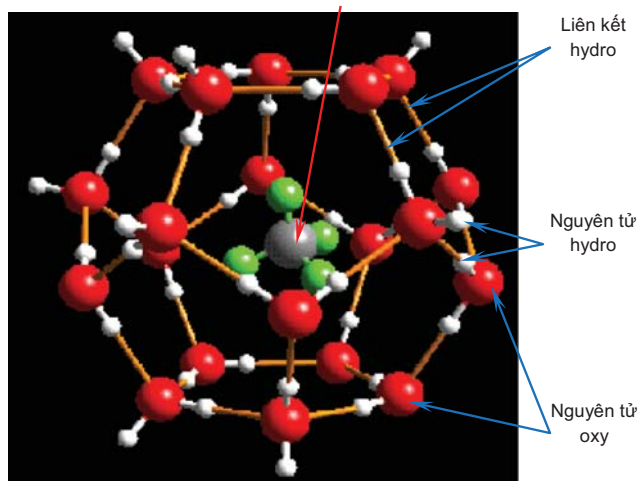
do". Trong khoang trống tồn tại đồng thời 2 pha: pha rắn là hydrate khí nằm bao quanh, pha khí nằm giữa khoang trống [5]. Khi lượng nước trong tích tụ vừa đủ, toàn bộ khí tham gia vào thành phần hydrate khí, khi nước thừa sẽ có một số ngăn trống không được lấp đầy bởi phân tử khí.

Nếu các khoang trống trong tinh thể hydrate không được lấp đầy bởi các phân tử khí thì tinh thể hydrate không bền về nhiệt động, dễ bị phá hủy. Điều kiện tối thiểu để cấu trúc ổn định là > 70% tổng số ngăn phải được lấp đầy (tỷ lệ các ngăn trống được lấp đầy càng cao thì hệ hydrate khí càng bền vững). Điều này giải thích vì sao một trong



Hình 1. Cấu trúc phân tử nước

Phân tử methane



Hình 2. Tinh thể hydrate methane

các điều kiện hình thành hydrate khí bền vững là nước phải có chứa lượng khí hòa tan nhất định.

1.1.2. Nhiệt độ thấp

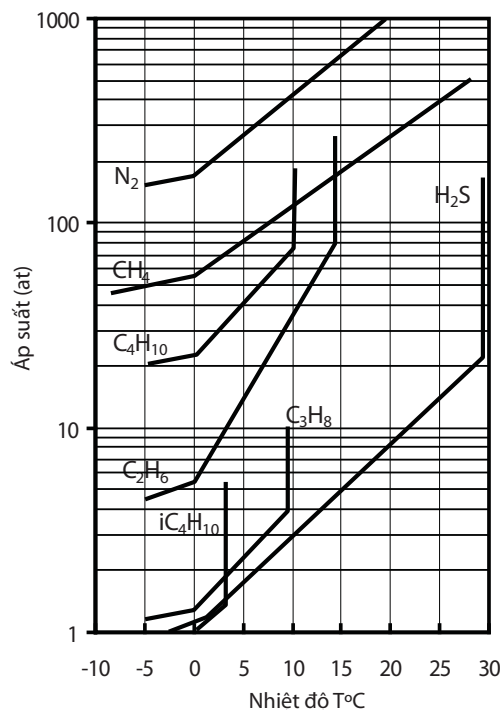
Nước chỉ kết tinh ở nhiệt độ thấp. Ở điều kiện áp suất tiêu chuẩn trên mặt đất ($P = 1 \text{at}$) nước kết tinh ở nhiệt độ 4°C song trong điều kiện áp suất cao, khi chứa nhiều khí hòa tan, nước có thể kết tinh ở nhiệt độ cao hơn nữa. Tuy nhiên, phần lớn khí tự nhiên có nhiệt độ tới hạn (Hình 3).

Nhiệt độ tới hạn tạo hydrate của một loại khí - là nhiệt độ cao nhất còn có thể tạo ra hydrate của khí đó. Nếu nhiệt độ môi trường vượt quá giá trị tới hạn thì dù có tăng áp suất lên mức rất cao cũng không thể tạo ra hydrate khí.

Các khí có kích thước phân tử nhỏ CH_4 , O_2 , N_2 , Ar, Kr, Xe ($d < 0,4n.m$) thường không có nhiệt độ tới hạn và gần như chỉ tham gia lấp đầy các khoang trống nhỏ tạo hydrate khí hệ cấu trúc CS-I (bền vững nhất là hệ cấu trúc chứa khoang trống có kích thước tương đồng với kích thước phân tử khí nằm trong đó). Trong tự nhiên, khí chứa trong hydrate khí hệ cấu trúc CS-I chủ yếu là khí methane.

Các khí có kích thước lớn tham gia tạo hydrate khí các hệ cấu trúc CS-II; TS và HS đều có nhiệt độ tới hạn:

- $\text{C}_3\text{H}_8 - T_{t.h} = 8,8^\circ\text{C}$ dưới áp suất $P \approx 4 \text{at}$;
- $\text{C}_2\text{H}_6 - T_{t.h} = 14,8^\circ\text{C}$ dưới áp suất $P = 80 \text{at}$,
- $\text{H}_2\text{S} - T_{t.h} = 29,5^\circ\text{C}$ dưới áp suất $P = 21 \text{at}$.



Hình 3. Đồ thị nhiệt áp tạo hydrate một số loại khí

Từ đồ thị nhiệt áp tạo hydrate khí (Hình 3) có thể thấy vai trò của nhiệt độ là quan trọng nhất, khi nhiệt độ tăng lên theo tuyến tính thì áp suất tăng theo tỷ lệ logarite (hàm số mũ).

1.1.3. Áp suất cao

Độ bền vững của tinh thể hydrate khí quyết định bởi lực tương tác Van der Waals giữa các phân tử nước “chủ” và các phân tử khí “khách” nằm bên trong khuôn tinh thể. Ở điều kiện nhiệt độ thấp, nước đóng băng tạo tinh thể có chứa ngăn trống, song rất “xốp” và ngăn trống không chứa phân tử khí, không tạo hydrate khí. Khi áp suất tăng cao ép các phân tử lại gần nhau, với khoảng cách nhỏ hơn bán kính Van der Waals của một nguyên tử hay phân tử (bán kính của một hình cầu tưởng tượng, được dùng để mô hình hóa cho nguyên tử hay phân tử đó, là khoảng cách giữa các cặp nguyên tử hay phân tử khí giữa chúng không còn tương tác) - lực tương tác Van der Waals giữa các phân tử nước và các phân tử khí gia tăng đáng kể, “nhốt” các phân tử khí vào trong ngăn trống dẫn đến hình thành hydrate khí. Trước đây, khi nghiên cứu sự hình thành hydrate khí trong điều kiện áp suất không cao ($P < 2\text{ kbar}$) người ta nhận thấy: trong một ngăn trống chỉ chứa không quá một phân tử khí và các khí có bán kính Van der Waals nhỏ như hydro, helium, neon không thể tạo hydrate khí. Hiện nay, khi nghiên cứu sự hình thành hydrate khí trong điều kiện áp suất cao thì thấy không những các khí có bán kính Van der Waals nhỏ có thể tham gia tạo hydrate khí mà trong một ngăn trống có thể “nhốt” 2 phân tử khí với kích thước không lớn. Những điểm trên chứng tỏ vai trò quan trọng của áp suất trong hình thành hydrate khí.

1.2. Các yếu tố ảnh hưởng đến sự hình thành và phân bố hydrate khí

1.2.1. Thành phần khí

Có nhiều loại tinh thể hydrate khí và tương ứng có nhiều loại khoang trống chứa trong các tinh thể, các tinh thể khác nhau kết hợp tạo nên các hệ cấu trúc tinh thể cơ bản CS-I; CS-II; HS và TS [10]. Trong mỗi hệ cấu trúc có từ 2 - 3 loại tinh thể có chứa các ngăn trống với kích thước khác nhau. Các hệ cấu trúc chỉ thực sự bền vững khi các ngăn trống phải được lấp đầy bởi các phân tử khí (> 70%). Như vậy, để tạo hệ cấu trúc hydrate khí bền vững nhất, khí phải đa dạng về thành phần.

Phần lớn khí tự nhiên (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2S , iC_4H_{10} ...) tạo được hydrate khí, song chủ yếu là hydrate methane và dioxide carbon.

Ở cùng điều kiện áp suất, khi kích thước phân tử khí tăng nhiệt độ tạo hydrate khí cũng tăng, ví dụ: dưới áp suất $P = 0,1\text{at}$ nhiệt độ tạo hydrate của CH_4 là $T = -78,6^\circ\text{C}$, C_2H_6 là $T = -31,4^\circ\text{C}$, C_3H_8 là $T = -11,5^\circ\text{C}$.

Trong số các khí hydrocarbon, do độ đàn hồi của khí methane cao (khả năng và xu hướng quay trở lại tồn tại ở trạng thái khí khi bị hòa tan hay hóa lỏng dưới áp suất cao) nên khi tỷ phần khí methane trong hỗn hợp khí càng cao, điều kiện hình thành hydrate khí yêu cầu nhiệt độ càng thấp và áp suất càng cao.

Nghiên cứu thực tế cho thấy khí hydrocarbon tham gia vào quá trình tạo hydrate khí chủ yếu là khí methane sinh hóa do: (i) các tích tụ hydrate khí chỉ có thể hình thành và tồn tại trong điều kiện nhiệt độ và áp suất ở nửa phần trên của đới biến đổi sinh hóa của vật chất hữu cơ ($H < 1.500\text{m}$; $T < 55 - 60^\circ\text{C}$), nơi hình thành chủ yếu khí methane sinh hóa và dioxide carbon từ phân hủy vật chất hữu cơ do tác động của vi khuẩn và men vi sinh; (ii) khí nhiệt (chủ yếu là methane, hình thành do cracking kerogen trong đới biến đổi địa hóa vật chất hữu cơ) chỉ có thể di chuyển từ dưới lên trên với lượng hạn chế, tập trung trong các đới đứt gãy, khe nứt).

1.2.2. Độ khoáng hóa và thành phần hóa học của nước

Nước tinh khiết có thể kết tinh ở nhiệt độ $T = 4^\circ\text{C}$ dưới áp suất khí quyển, song khi nước có chứa các chất hóa học nói chung và các muối vô cơ (độ khoáng hóa) nói riêng thì nhiệt độ kết tinh của nước đòi hỏi thấp hơn. Điều này dẫn đến: trong điều kiện tương tự, độ khoáng hóa của nước tăng thì nhiệt độ tạo thành hydrate khí cần giảm hơn nữa.

1.2.3. Yếu tố địa chất

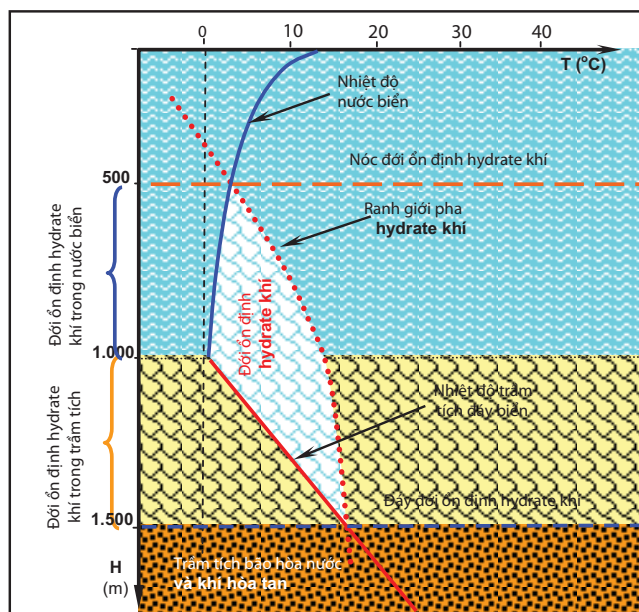
Trong tự nhiên, dưới lớp trầm tích hydrate khí chỉ tồn tại bền vững ở khoảng độ sâu nhất định. Trạng thái tồn tại ổn định (trạng thái pha) của hydrate khí phụ thuộc nhiệt độ và áp suất. Đới trầm tích có nhiệt độ, áp suất thuận tiện cho thành tạo hydrate khí bền vững trong vỏ trái đất được gọi là “đới hydrate khí ổn định”.

Đới hydrate khí ổn định thường được xác định trong mặt cắt bằng phương pháp phân tích đồ hình (chồng đồ thị đường cong thành tạo hydrate lên đường cong phân bố nhiệt độ và áp suất theo độ sâu (Hình 4).

Do đới hydrate khí ổn định chỉ tồn tại trong khoảng nhiệt độ và áp suất tương thích nên chiều dày của đới này trong tự nhiên phụ thuộc vào các đặc điểm địa chất:

- Do đặc điểm hình thành hydrate khí của methane, nên khi hàm lượng methane tăng sẽ làm giảm độ dày của đới ổn định hydrate khí.

- Gradient địa nhiệt tăng cao dẫn đến “sự nâng” lên của đáy đới ổn định hydrate khí và làm giảm chiều dày đới ổn định hydrate khí. Ngược lại, khi gradient địa nhiệt giảm, đáy đới ổn định hydrate khí “hạ” xuống và chiều dày đới ổn định hydrate khí tăng lên.
- Trên đất liền, khi nhiệt độ bề mặt tăng, độ dày đới tạo băng vĩnh cửu trên bề mặt giảm (nhiệt độ tăng và áp suất giảm trong đới đất đá bề mặt) làm giảm chiều dày đới ổn định hydrate khí.
- Khi gradient nhiệt trong nước biển và gradient địa nhiệt không thay đổi, độ sâu đáy nước tăng, sẽ làm giảm nhiệt độ đáy nước, gia tăng áp suất trong đới đất đá bề mặt dẫn đến sự “nâng” cao của nóc đới ổn định hydrate khí, làm tăng chiều dày của đới này và ngược lại. Điều này có ý nghĩa lớn khi đới ổn định hydrate khí hoàn toàn nằm trong phạm vi trầm tích dưới đáy nước có chứa nhiều khí hòa tan.
- Độ khoáng hóa tăng đòi hỏi nhiệt độ đóng băng của nước giảm, làm giảm độ dày đới ổn định hydrate khí.
- Khi đi sâu vào lòng đất nhiệt độ tăng lên, vượt qua giá trị tới hạn về nhiệt độ làm cho hydrate khí không thể tồn tại.
- Nghiên cứu thực tế cho thấy phần lớn các tích tụ hydrate khí tự nhiên nằm trong khu vực trầm tích được lắng đọng với tốc độ cao. Điều này hoàn toàn hợp lý. Mặc dù theo Simcus và Trimonis, do ảnh hưởng của “hiệu ứng làm loãng” của nguồn vật liệu trầm tích hàm lượng vật chất hữu cơ cũng như hàm lượng carbonate trong trầm tích tỷ lệ nghịch với tốc độ lắng đọng các trầm tích lục



Hình 4. Sơ đồ biểu diễn đối tồn tại ổn định của hydrate khí trong trầm tích biển

nguyên, song nhiều nhà khoa học khác lại cho rằng quan điểm trên chỉ có tính lý thuyết còn kinh nghiệm quan sát thực tế lại nhận thấy hàm lượng vật chất hữu cơ tỷ lệ thuận với tốc độ trầm tích và “hiệu ứng làm loãng” chỉ có tác dụng khi tốc độ trầm tích quá cao [6]. Khi trầm tích lục nguyên giàu vật chất hữu cơ nằm trong đới biến đổi sinh hóa (Sedimentogenes và Diagenes), dưới tác động của vi khuẩn và men vi sinh tạo ra lượng lớn khí hydrocarbon, chủ yếu là methane, nguồn vật liệu thiết yếu để tạo hydrate methane.

- Có ý kiến cho rằng tích tụ hydrate khí tự nhiên có thể hình thành khi không có tầng chắn và bản thân hydrate khí là tầng chắn rất tốt. Song, theo tác giả tầng chắn là điều kiện không thể thiếu cho hình thành tích tụ hydrate khí trong tự nhiên vì để tạo hydrate khí ngoài nhiệt độ thấp đòi hỏi nước chứa lượng khí hòa tan nhất định, trong điều kiện nhiệt độ thấp khí chỉ có thể hòa tan nhiều vào trong nước chỉ khi áp suất đạt giá trị cao nhất định, trong điều kiện đó nếu không có tầng chắn khí sẽ di thoát hết mà không hòa tan nhiều vào nước. Tầng chắn tạo điều kiện cho khí và nước tích tụ, là những nguồn vật liệu thiết yếu ban đầu cho thành tạo tích tụ hydrate khí tự nhiên.

Khoáng thể hydrate khí tạo ra trong phần mặt cắt trầm tích có thể tiếp xúc: phía trên với tích tụ khí hoặc tầng đá chắn, bên dưới với nước vỉa, dầu, khí hoặc khí condensate.

1.2.4. Yếu tố địa lý

Trong tự nhiên nhiệt độ trên bề mặt trái đất phụ thuộc vào vĩ độ, những điều kiện phù hợp cho sự hình thành và bảo tồn hydrate khí thường tồn tại trong các tập trầm tích nông hoặc nằm ngay bên dưới lớp băng vĩnh cửu thuộc các vùng cực, ở đáy hồ hoặc biển (Hình 5) có độ sâu đáy nước hơn 500m ở các vùng có vĩ độ trung bình hoặc thấp và ở chiều sâu từ 150 - 200m tại các vùng vĩ độ cao.

Vùng biển Bắc Cực tồn tại 2 đới thành tạo hydrate khí: (i) vùng nước nông gần bờ, nơi phân bố các trầm tích dưới lớp băng vĩnh cửu chứa ít hydrate khí; (ii) vùng nước sâu (trên sườn dốc lục địa) là nơi có điều kiện lý tưởng cho sự hình thành hydrate.

2. Trữ lượng và phân bố trữ lượng khí hydrate trên thế giới

Theo đánh giá của các nhà khoa học, lượng khí hydrocarbon (chủ yếu là khí methane) chứa trong hydrate khí tự nhiên đạt $1,8 \times 10^{14} - 7,6 \times 10^{18} \text{m}^3$ [11]. Theo Iu.A Diain và A.L Gusin - Đại học Tổng hợp Novosibirsk, trữ lượng

hydrocarbon này tạo năng lượng lớn gấp 2 lần năng lượng được tạo ra từ tổng trữ lượng nhiên liệu hóa thạch có trên hành tinh [4]. Nếu khai thác được, chỉ 10% lượng khí trên cũng đã gấp 2 lần lượng khí khai thác từ các nguồn truyền thống. Cơ quan tài nguyên thiên nhiên Canada cho rằng trữ lượng hydrate khí có thể đáp ứng 100% nhu cầu năng lượng của thế giới trong 2.000 năm.

Trữ lượng của hydrate khí ở Canada được xem là nhiều nhất thế giới, tiếp theo là Liên bang Nga, Mỹ, Ấn Độ, Nhật Bản, Trung Quốc [2, 4]. Tình thế khí hydrate tích tụ tại biển châu Á được đánh giá có chất lượng tốt nhất với hàm lượng khí methane tới 99%.

Giám đốc Viện băng quyển (Criosfera) Triumen Vladimir Menhicov tổng hợp kết quả nghiên cứu hydrate khí của các nhà khoa học thế giới đã nêu: có 98% lượng khí hydrate nằm dưới đáy hồ sâu và biển, chỉ 2% nằm trong trầm tích bên dưới băng vĩnh cửu trên lục địa.

Theo dự báo của các nhà khoa học, các tích tụ hydrate khí phân bố hầu như khắp nơi dọc theo bờ các biển sâu, đại dương (Hình 5). Những nơi hydrate khí phong phú nhất trên thế giới là Siberia, các vùng biển Đông Bắc Á, biển Trung Quốc, thềm lục địa Nhật Bản (đặc biệt là phía Đông), Bắc biển Đông, vùng lục địa phía Bắc Mỹ, Bắc Alaska, New Zealand... [2, 4].

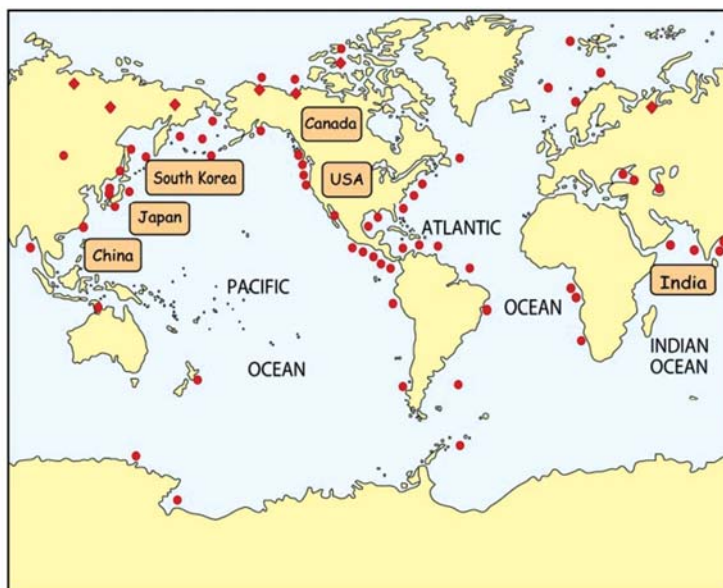
Dựa vào điều kiện thành tạo và bảo tồn của hydrate khí, phân tích chế độ nhiệt động khu vực và tổng hợp các phát hiện trên thế giới, các nhà khoa học cho rằng trong mặt cắt địa chất các mỏ hydrate khí tự nhiên chỉ có thể tồn tại ở phần trên của vỏ trái đất.

- Khu vực băng giá vĩnh cửu ở độ sâu 100 - 1.100m dưới mức nước biển (130 - 2.000m tính từ bề mặt), thường là $h > 300m$

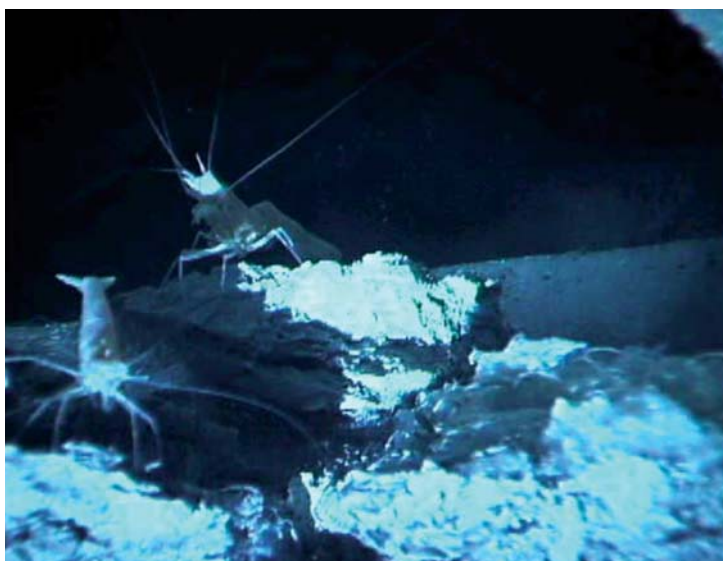
- Đáy thềm và sườn lục địa với $T_{\text{đáy nước}} \approx 2 - 4^{\circ}C$ vĩ độ Bắc, độ sâu đáy biển $h > 300m$, vĩ độ Nam $h > 600m$, thậm chí có thể tồn tại ở đáy đại dương thế giới

Đến nay, các nhà khoa học đã phát hiện 3 điểm phát lộ của hydrate khí trên đáy nước ở: vịnh Mexico; ven biển Vancouver và tại điểm núi lửa phun bùn Saint-Petersburg dưới đáy hồ Baikal.

Tại hồ Baikal với độ sâu đáy nước tới 1.640m



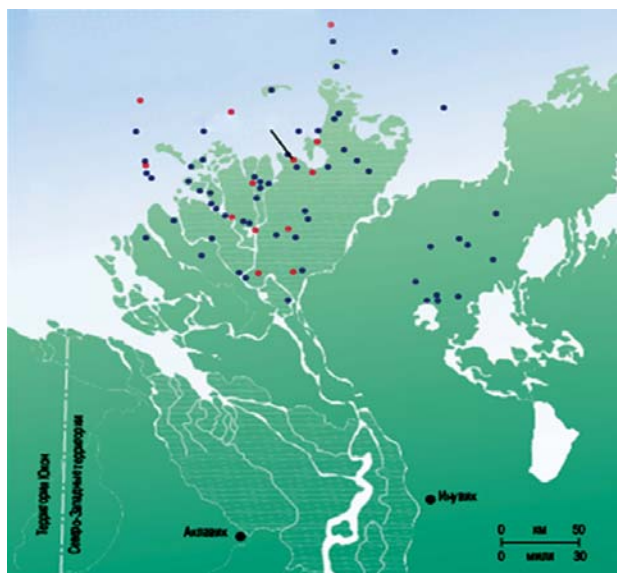
Hình 5. Các phát hiện hydrate khí trên thế giới [7]



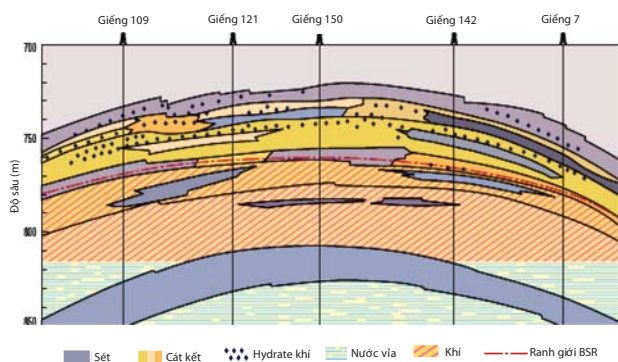
Hình 6. Hydrate khí trên đáy hồ Baikal - Nga [4]



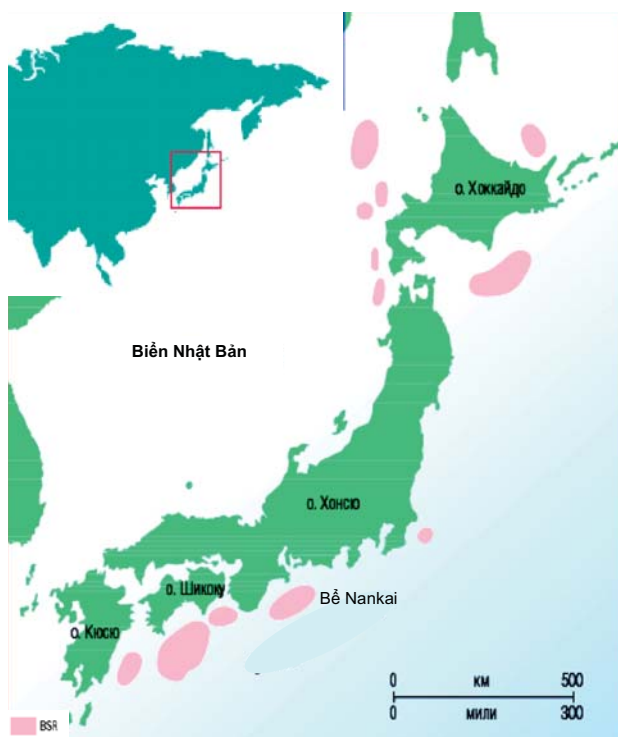
Hình 7. Hydrate khí trong trầm tích đáy hồ Baikal - Nga [3]



Hình 8. Mỏ hydrate khí Mallik trên đồng bằng Mackenzie, Canada [3]



Hình 9. Hydrate khí nằm phủ trên tích tụ khí trong khu vực mỏ Messhoyakha [2]



Hình 10. Bể Nankai Đông Nam Nhật Bản, nơi tìm thấy hydrate khí

và nhiệt độ tương ứng khoảng $3,3^{\circ}\text{C}$, hydrate khí nằm ở độ sâu 350m, đôi chỗ phát lộ trên đáy hồ (Hình 6, 7) [4]. Theo dự báo hydrate khí có thể chiếm 70% diện tích đáy hồ. Năm 2009, tàu lặn “mir” phát hiện cả hydrate khí trên mặt trầm tích đáy hồ và đã lấy được mẫu hydrate khí từ độ sâu 150m.

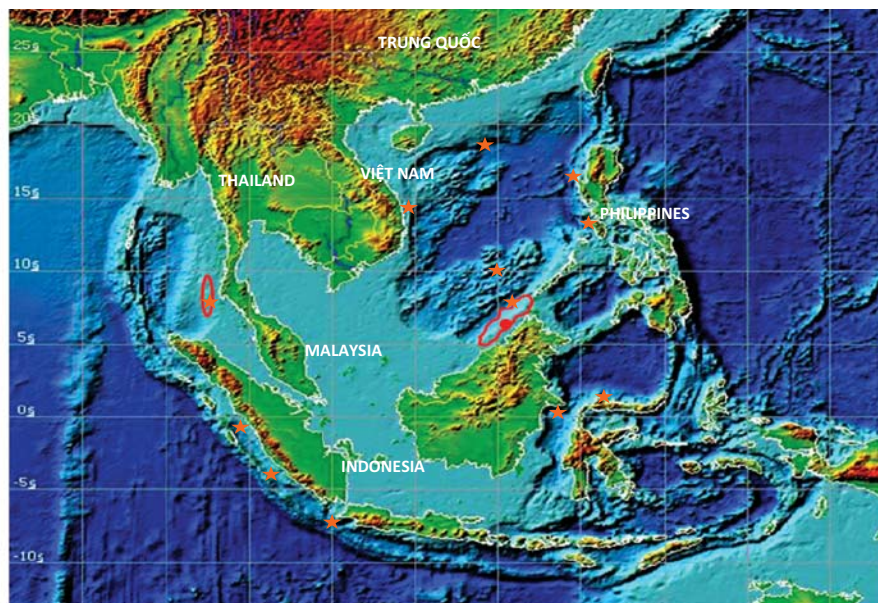
Theo cisoilgas.com ngày 8/4/2012, bằng các phương pháp thăm dò địa chấn và khoan tìm kiếm trên các vùng băng vĩnh cửu và ven rìa lục địa đã phát hiện trên 200 điểm có phát hiện hydrate khí. Tuy nhiên, phần lớn các phát hiện chỉ căn cứ vào dấu hiệu trên mặt cắt địa chấn, tài liệu đo địa vật lý giếng khoan hoặc mẫu lõi được bảo tồn nhiệt áp. Các phát hiện quan trọng (xác định số lượng, diện tích phân bố cũng như chiều dày vỉa chứa hydrate khí; đã khai thác thử hoặc khai thác công nghiệp) không nhiều: mỏ Mallik trên đồng bằng Mackenzie ở Tây Bắc Canada; mỏ Prudhoe trên sườn Bắc Alaska, Mỹ; mỏ Nankai ở sườn Đông Nam Nhật Bản; mỏ Messhoyakha ở Tây Bắc Siberia và đáy hồ Baikal của Liên bang Nga.

Canada là quốc gia có trữ lượng hydrate khí lớn nhất thế giới. Các chuyên gia dầu khí đánh giá miền đồng bằng sông Mackenzie (Tây Bắc Canada) là khu vực được đầu tư nhiều nhất để tìm kiếm, thăm dò hydrate khí. Trong giai đoạn 1998 - 2002, Tập đoàn khoa học sản xuất Canada khoan giếng khoan khảo sát Mallik và 3 giếng khoan thăm dò ở đồng bằng sông Mackenzie (Hình 8) đã phát hiện đới phân bố hydrate khí. Trên cơ sở nghiên cứu địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi đã phân định 3 vỉa chứa hydrate khí A, B và C với tổng chiều dày 130m trong khoảng độ sâu 890 - 1.108m. Chương trình hợp tác quốc tế lớn nhất trên thế giới về hydrate khí được thực hiện theo các giai đoạn tại đồng bằng sông Mackenzie - Bắc Canada [3].

Liên bang Nga có tiềm năng lớn về dầu mỏ và đặc biệt là khí. Viện Nghiên cứu Khoa học về khí Liên bang Nga đánh giá ít nhất có 30% diện tích lãnh thổ Liên bang Nga có điều kiện thuận lợi cho việc hình thành hydrate khí. Tổng trữ lượng khí chứa trong hydrate trên lục địa và thềm lục địa thuộc chủ quyền của Liên bang Nga đạt 10^{15}m^3 , riêng vùng thềm lục địa Siberia có khoảng 540 tỷ m^3 . Trữ lượng khí đốt tự nhiên của Liên bang Nga còn đủ dùng trong 200 - 250 năm nữa.

Theo thông tin của RIA Novosti, khi khảo sát đáy biển Okhot và biển Nhật Bản các nhà khoa học quốc tế Nga, Nhật Bản và Hàn Quốc đã phát hiện 2 mỏ hydrate khí mới: 1 mỏ nằm trên sườn trũng Kurin, miền Nam biển Okhot; 1 mỏ nằm trên sườn dốc đảo Sakhalin, eo Tatar của biển Nhật Bản.

Mỏ hydrate khí Messhoyakha nằm ở vùng phía Bắc của Tây Siberia (Hình 9) được phát hiện năm 1968 và bắt đầu



Hình 11. Các điểm đã phát hiện có tiềm năng hydrate khí ở Biển Đông [8, 9]

khai thác từ năm 1969. Đây là mỏ đầu tiên trên thế giới khai thác khí từ hydrate mang tính thương mại. Theo ước tính ban đầu mỏ chứa xấp xỉ 10^9 m^3 khí, nhưng đến nay lượng khí khai thác từ hydrate đã đạt trên $5 \times 10^9 \text{ m}^3$ khí (36% tổng lượng khí khai thác từ mỏ). Trong khu vực trên đã phát hiện hơn 60 mỏ khí hydrate, chứa khoảng $22 \times 10^{12} \text{ m}^3$ khí.

Bộ Năng lượng Mỹ đã phối hợp với Chevron Texaco Corp. đã tìm ra nhiều mỏ khí methane hydrate ở vịnh Mexico và Alaska. Theo đánh giá của các nhà địa chất Mỹ, trữ lượng khí trong hydrate tại vùng Alaska là $66,6 \times 10^{12} \text{ m}^3$; vịnh Mexico $1,03 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Trên vùng Prudhoe Bay - Kuyaruk River sườn Bắc Alaska đã có 50 giếng khoan phát hiện 6 vỉa cát chứa hydrate khí ở độ sâu từ 210 - 950m [2].

Biển Đen được xem là "mỏ" hydrate lớn nhất hành tinh với trữ lượng CH_4 tới 20.000 - 25.000 tỷ m^3 . Tại đây đã xác định được tọa độ của hơn 150 "ngọn đuốc khí" ở độ sâu 60 - 650m, trường phun khí ở một số nơi cao tới 2km, phân bố ở vùng biển của Romania, Gruzia, Bulgaria, Ukraine và Liên bang Nga. Có nơi ở đáy biển Gruzia lượng khí phun ra đo được $170.000 \text{ m}^3/\text{m}^2/\text{ngày}$ đêm. Biển Đen là nguồn năng lượng gần như không cạn, đủ dùng cho 64.000 năm. Vì vậy các quốc gia ở gần Biển Đen (Liên bang Nga, Đức, Pháp và Hy Lạp) rất quan tâm tới đối tượng này.

Trong giai đoạn 1999 - 2004, Nhật Bản khoan 38 giếng khoan tìm kiếm - thăm dò trên phạm vi bể trầm tích Nankai trong khoảng độ sâu đáy biển 720 - 2.033m (290m dưới đáy biển) và khẳng định sự tồn tại của 3 lớp hydrate khí với tổng chiều dày 16m trong cát đáy biển (Hình 10). Giai đoạn tiếp theo là nghiên cứu, khai thác thử

và dự kiến đưa vào khai thác công nghiệp từ năm 2017 [12; 13]. Tháng 2/2007, Nhật Bản công bố đã phát hiện hydrate khí trong trầm tích đáy biển vùng Nigata. Khảo sát dò tìm bằng siêu âm cho thấy có khoảng 7.000 tỷ m^3 methane hydrate dưới lòng biển quanh Nhật Bản [8]. Lượng methane hydrate này có thể đủ để cung cấp một lượng khí đốt cho Nhật Bản dùng trong 100 năm.

Trữ lượng hydrate khí ở vùng biển phía Đông Hàn Quốc được ước tính khoảng 600 triệu tấn, có thể đáp ứng nhu cầu khí đốt tự nhiên của nước này trong khoảng 30 năm.

Hàn Quốc đã phát hiện và chiết tách được hydrate khí ở vùng lãnh thổ đại dương phía Đông, phía Đông Bắc Tp. Pohang. Seoul hy vọng nguồn nhiên liệu thay thế này sẽ giúp làm giảm được sự phụ thuộc của nước này vào dầu mỏ nhập khẩu.

Năm 2007, Trung Quốc lần đầu tiên phát hiện hydrate khí ở Nam bồn trũng Châu Giang, nơi độ sâu nước biển 1.500m, trong trầm tích dưới đáy biển 200 - 250m tồn tại đới hydrate dày đến 25m. Cuối tháng 9/2009, Trung Quốc đã phát hiện trữ lượng lớn băng cháy (methane hydrate) trong lòng đất tỉnh Thanh Hải và cao nguyên Tây Tạng, có thể cung cấp năng lượng cho Trung Quốc trong vòng 90 năm.

Philippines đã phát hiện được dấu hiệu hydrate khí trong trũng sâu nằm dọc đới hút chìm Tây Manila [8, 9]. Indonesia xác định diện tích rộng lớn có triển vọng về hydrate khí dọc các đới hút chìm Sumatra và Borneo [8, 9]. Malaysia phát hiện được hai khu vực rất có tiềm năng về hydrate khí là Andaman và Sabah [8, 9].

3. Kết luận

Hydrate khí chỉ được hình thành khi nước có chứa khí hòa tan ở mức độ nhất định trong điều kiện nhiệt độ thấp và áp suất cao. Ngoài ra, sự hình thành và phân bố hydrate khí trong tự nhiên còn phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác như: thành phần cấu tử khí hòa tan, đặc điểm lý hóa phân tử, nguồn cung cấp khí, đặc điểm địa chất, đặc điểm địa lý, độ khoáng hóa của nước, độ sâu đáy nước...

Theo đánh giá của các nhà khoa học trong và ngoài nước, biển Đông Á nói chung và Biển Đông nói riêng có tiềm năng hydrate khí rất lớn. Đặc biệt, hydrate khí ở Biển

Đồng có chất lượng tốt do hàm lượng methane cao. Điều này đã được chứng minh bằng các phát hiện hydrate khí trong các trũng ven biển Philippines, Indonesia và Malaysia...

Tài liệu tham khảo

1. B.A.Чухмачев. Геохимические исследования и методы при поисках и разведке нефти и газа. Издательство Нефти и газ РГУ нефти и газа им И.М. Губкина. Москва. 2002.
2. С.Коллет, Р.Льюис, Т.Учида. Растущий интерес к газовым гидратам. Журнал Нефтегазовое Обозрение. Москва. 2001; 2.
3. S.R.Dallimore, T.S.Collett, T.Uchida. *Scientific results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 gas hydrate research well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*. Geological Survey of Canada. 1999; 544.
4. Ю.А.Дядин, А.Л.Гущин. Газовые гидраты. Соросовский образовательный журнал. 1998; 3.
5. А.А.Бакиров и другие. Геология и геохимия нефти и газа. Издательство Недра. Москва. 1993.
6. Хант Дж. Геология и геохимия нефти и газа. Издательство Мир. Москва. 1982
7. Keith A.Kvenvolden. *Gas hydrates - Geological perspective and global change*. Reviews of Geophysics. 1993; 31(2): p. 173 - 187.
8. Nguyễn Thành Vạn, Trần Văn Trị. *Một số thông tin về điều tra địa chất hydrate khí*. Tạp chí Địa chất. 2007; 301.
9. Nguyễn Đức Thắng, Đỗ Tử Chung, Cao Thị Mai. *Tiềm năng hydrate khí trên Biển Đông*. Hội thảo chuyên đề "Hydrate khí - Nguồn năng lượng của tương lai và các phương pháp nghiên cứu". 2009.
10. Lê Văn Bình. *Cấu trúc hydrate khí*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 8: trang 31 - 35.
11. B.A.Соловьев. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. Российский химический журнал. 2003; 3.
12. Hideaki Takahashi, Yoshihiro Tsuji. *Japan explores for hydrates in the Nankai trough*. Oil and Gas Journal. 9/5/2005.
13. Hideaki Takahashi, Yoshihiro Tsuji. *Japan drills, logs gas hydrate wells in the Nankai trough*. Oil and Gas Journal. 9/12/2005.

Conditions and other factors affecting gas hydrate generation and distribution in nature

Le Van Binh

Hanoi University of Mining and Geology

Summary

Gas hydrate is a greatly promising source of clean natural energy in the future. According to the statistics, the hydrocarbon reserve in gas hydrate reaches $7,6 \times 10^{18} \text{m}^3$. Since gas hydrate forms only in low temperature and high pressure environments, 98% of gas hydrate reserves lie on the bottom of continental shelves and lakes. Canada, Black Sea and Lake Baikal are considered the largest hydrate reserve regions in the world. The article presents the factors affecting the formation and distribution of gas hydrate in nature as well as the reserves and distribution of gas hydrate in the world.

Key words: Gas hydrate, gas hydrate distribution, reserves of gas hydrate in nature.

TIN TRONG NGÀNH

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mở rộng hợp tác với Kuwait



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng giám đốc KPC đã ký Biên bản ghi nhớ hợp tác. Ảnh: PVN

Từ ngày 21 - 23/3/2015, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã đến thăm và có buổi làm việc với TS. Ali Al-Omar - Bộ trưởng Bộ Dầu mỏ Kuwait; ký biên bản ghi nhớ (MOU) hợp tác với Tổng công ty Dầu khí Kuwait (KPC).

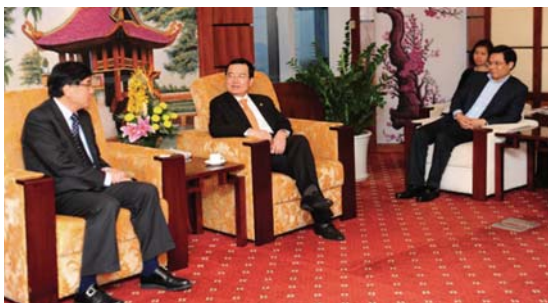
Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã thông báo với Bộ trưởng Bộ Dầu mỏ Kuwait về kết quả

làm việc với KPC về hợp tác, nghiên cứu, xây dựng một số dự án lớn như: Sản xuất hóa chất từ chế phẩm dầu khí; xây dựng kho chứa dầu thô để cung cấp cho các nhà máy lọc dầu ở khu vực Đông Nam Á. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị phía KPC đang đầu tư xây dựng Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn sử dụng các dịch vụ do các đơn vị thành viên của Tập đoàn cung cấp như: dịch vụ kỹ thuật cao (PTSC), dịch vụ bảo hiểm (PVI Holdings), dịch vụ vận chuyển (PV Trans)...

Bộ trưởng Ali Al-Omar đánh giá cao tính chuyên nghiệp, tính kỷ luật của các đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong quá trình tham gia xây dựng dự án Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Về cơ bản, Bộ trưởng nhất trí và ủng hộ với đề xuất của Tập đoàn, đồng thời yêu cầu các bộ phận chuyên môn khẩn trương tiến hành đàm phán, thương thảo xây dựng dự án, để có thể ký trong dịp lãnh đạo Nhà nước Việt Nam sang thăm Kuwait trong thời gian tới. Bộ trưởng Ali Al-Omar cũng cho biết, hai bên còn có thể mở rộng hợp tác trong nhiều lĩnh vực khác như: đào tạo nguồn nhân lực, cung cấp các dịch vụ dầu khí...

Phạm Xuân

Petrovietnam tăng cường hợp tác với Mitsui Việt Nam



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp ông Toru Suzuki - Tổng giám đốc Mitsui Việt Nam. Ảnh: PVN

Ngày 10/3/2015 tại Hà Nội, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã tiếp ông Toru Suzuki - Tổng giám đốc Công ty TNHH Mitsui Việt Nam (Mitsui & Co. Vietnam Ltd.).

Tại buổi tiếp, Tổng giám đốc Toru Suzuki giới thiệu năng lực và các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Mitsui, đồng thời bày tỏ sự quan tâm được tham gia mua cổ phần Nhà máy Đạm Cà Mau. Với công nghệ,

năng lực và kinh nghiệm của mình, Mitsui mong muốn được tham gia tư vấn giúp tăng chuỗi giá trị cũng như hiệu quả của Dự án Đạm Cà Mau (tăng công suất của tàu chứa sản phẩm, tham gia dự án mở rộng phân xưởng sản xuất ammonia).

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh hoan nghênh sự quan tâm của lãnh đạo Mitsui Vietnam đối với Dự án Đạm Cà Mau, đồng thời mong muốn Mitsui hợp tác, trao đổi với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên của Tập đoàn về các công nghệ, kỹ thuật, kinh nghiệm quản lý, quản trị các dự án sản xuất phân bón và hóa chất.

Việt Nga

HẠ THỦY THÀNH CÔNG CHÂN ĐẾ GIÀN KHAI THÁC THÁI BÌNH



Chân đế giàn khai thác Thái Bình được hạ thủy thành công. Ảnh: PVC

Ngày 19/3/2015, tại Tp. Vũng Tàu, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã hạ thủy thành công chân đế giàn khai thác Thái Bình.

Giàn khai thác Thái Bình do Petronas Carigali Overseas Sdn Bhd (PCOSB) làm chủ đầu tư nằm trong Dự án phát triển mỏ Thái Bình (Lô 102 và 106). PVC-MS đảm nhiệm công tác thiết kế, mua sắm, chế tạo và chạy thử cho chân đế, cọc, khối thượng tầng và các kết cấu phụ trợ khác của giàn khai thác Thái Bình. Sau hơn 9 tháng thi công, PVC-MS đã hoàn thành chân đế Thái Bình đảm bảo tiến độ, chất lượng và tuyệt đối an toàn.

Theo kế hoạch, trung tuần tháng 4/2015, PVC-MS sẽ thực hiện công việc đấu nối và chạy thử ngoài khơi vào giữa tháng 4/2015, trước khi bàn giao lại cho chủ đầu tư tổ chức chiến dịch khoan.

Hồng Minh

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Tổng giám đốc Murphy



Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp ông Roger W.Jenkins - Tổng giám đốc Murphy. Ảnh: PVN

Ngày 3/3/2015, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã tiếp ông Roger W.Jenkins - Tổng giám đốc Murphy. Lãnh đạo hai bên đã trao đổi nhằm thúc đẩy các cơ hội hợp tác giữa Murphy và Petrovietnam tại các dự án ở Việt Nam và Mỹ (vịnh Mexico).

Tổng giám đốc Murphy khẳng định Việt Nam là một trong những địa bàn chiến lược và Petrovietnam là đối

tác năng động, hiệu quả, có thiện chí hợp tác. Bên cạnh các dự án đang được triển khai tích cực tại bể Nam Côn Sơn và bể Phú Khánh, Murphy đang có kế hoạch đẩy mạnh hoạt động tại Việt Nam. Doanh nghiệp dầu khí hàng đầu của Mỹ cam kết hợp tác hiệu quả với tiềm năng tài chính, kinh nghiệm chuyên sâu và công nghệ cao, chi phí thấp. Ngoài các cơ hội hợp tác tại Việt Nam, Murphy hoan nghênh Petrovietnam tham gia các dự án ở vịnh Mexico.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn bày tỏ mong muốn mời Murphy tham gia vào các lô mở tại thềm lục địa Việt Nam; đồng thời đề nghị Murphy tiếp tục quan tâm, hỗ trợ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng như các đơn vị thành viên về kinh nghiệm quản lý, quản trị dự án, đặc biệt về kỹ thuật điều hành trong khu vực nước sâu vốn là thế mạnh của Murphy, góp phần giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên phát triển đội ngũ lớn mạnh, nâng cao thương hiệu trên trường quốc tế.

Thanh Loan

Petrovietnam tăng cường hợp tác với các doanh nghiệp Hoa Kỳ

Ngày 18/3/2015, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã tiếp Đoàn doanh nghiệp cấp cao Hội đồng Kinh doanh Hoa Kỳ - ASEAN (USABC) gồm: Chủ tịch Ủy ban Hoa Kỳ - Việt Nam Stuart Dean, Tổng giám đốc GE khu vực Asean, Đại sứ quán Hoa Kỳ tại Việt Nam, lãnh đạo các doanh nghiệp ExxonMobil, GE, Google, Halliburton, AES, AIG, Autodesk, Bay Global Strategies, Caterpillar, Dow Chemical, Underwriters Laboratories, Westinghouse Electric...

Lãnh đạo hai bên đã cập nhật thông tin về các lĩnh vực đang hợp tác và trao đổi về khả năng hợp tác trong tương lai. Đại diện USABC nhấn mạnh quan tâm của ExxonMobil hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong dự án khai thác khí ở mỏ Cá Voi Xanh và khẳng định cam kết của ExxonMobil. Một số công ty như GE, Halliburton, Caterpillar quan tâm đến việc cung cấp các giải pháp kỹ thuật cho các dự án năng lượng dầu khí tại Việt Nam. Autodesk mong muốn tham gia tối ưu hoá các dự án xây dựng hạ tầng trong ngành dầu khí bằng các phần mềm thiết kế và quản lý dự án chuyên dụng. AIG quan tâm tìm hiểu khả năng hợp tác trong lĩnh vực bảo hiểm với PVI...

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị USABC, với vai trò, uy tín và tầm ảnh hưởng của mình, tiếp tục ủng hộ và hỗ trợ Tập đoàn trong quá trình xúc



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp đoàn doanh nghiệp cấp cao Hội đồng Kinh doanh Hoa Kỳ - ASEAN. Ảnh: PVN

tiến đầu tư tại Hoa Kỳ. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định mong muốn tiếp tục hợp tác với các đối tác Hoa Kỳ trong các lĩnh vực then chốt của Tập đoàn, thúc đẩy các dự án hợp tác hiện tại với ExxonMobil, Murphy, GE và các khả năng hợp tác trong tương lai tại Việt Nam, Hoa Kỳ và ở nước thứ ba. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẵn sàng tạo điều kiện thuận lợi và khuyến khích các doanh nghiệp Hoa Kỳ tham gia vào các dự án dầu khí và phát điện ở Việt Nam (thăm dò, khai thác, vận hành, đầu tư trang thiết bị, dịch vụ, tư vấn, kỹ thuật, thu xếp vốn), đào tạo, chuyển giao công nghệ, năng lượng tái tạo, bảo hiểm...

Thanh Loan

Kiểm tra tiến độ triển khai dự án Lô 433a & 416b tại Algeria



Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Sonatrach. Ảnh: PVN

Từ ngày 20 - 23/3/2015, tại Algeria, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã kiểm tra tiến độ dự án Lô 433a & 416b, rà soát các hạng mục đang triển khai, đồng thời thúc đẩy tiến độ có dòng dầu đầu tiên của dự án trong năm 2015.

Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tới Hassi Messaoud (Supply Base) và khu mỏ Bir Seba (Lô 433a & 416b, sa mạc Sahara), trực tiếp làm việc với JGC (nhà thầu chính gói thầu EPC-1), nghe báo cáo chi tiết tiến độ của dự án và các khó khăn, kiến nghị của nhà thầu. Đồng thời,

đoàn công tác đã trực tiếp kiểm tra hệ thống phát điện, hệ thống xử lý dầu khí, hệ thống nước, hệ thống bồn bể... và trực tiếp đánh giá tiến độ từng hạng mục công việc

Tại buổi làm việc với các cán bộ biệt phái người Việt tại Công ty Liên doanh GPRS, Phó Tổng giám đốc thường trực Nguyễn Quốc Thập đánh giá cao sự cố gắng, nỗ lực vượt khó của cán bộ công nhân viên, tiếp tục phối hợp chặt chẽ với các đối tác và nhà thầu kiểm soát chặt chẽ các hạng mục công việc, đảm bảo mục tiêu có dòng dầu đầu tiên trong Quý III/2015.

Ngày 23/3/2015, đoàn công tác đã làm việc với Lãnh đạo cấp cao của Công ty dầu khí Nhà nước Algeria (Sonatrach) - đối tác của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Hai bên đã trao đổi các vấn đề liên quan đến tiến độ khai thác dòng dầu thương mại đầu tiên, kế hoạch phát triển toàn mở giai đoạn 2 cũng như việc tăng cường hợp tác giữa 2 bên thông qua việc tạo cơ hội cho các đơn vị thành viên của Tập đoàn (như PVI, PV Drilling) mở rộng hoạt động tại dự án, đồng thời tìm kiếm khả năng hợp tác trong các dự án tiềm năng tại Algeria.

Hoàng Long

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

Từ ngày 26 - 28/3/2015, TS. Đinh Văn Sơn - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác đã tham dự Hội nghị An ninh Năng lượng nhân kỷ niệm 50 thành lập Công ty Dầu khí Ấn Độ (ONGC Videsh Ltd.) và làm việc với các đối tác Ấn Độ về các cơ hội hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.

Trong thời gian công tác tại Ấn Độ, ngày 26/3/2015, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đến thăm và làm việc với lãnh đạo Công ty Dầu Ấn Độ (Indian Oil Corporation Ltd. - IOC). Lãnh đạo hai bên đã trao đổi về cơ hội hợp tác đối với các dự án thượng nguồn và hạ nguồn, đặc biệt là dự án sản xuất condensate Cái Mép và LAB (Linear Alkyl Benzene) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Tại buổi làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ngày 28/3/2015, Tổng giám đốc ONGC Videsh Ltd., Narendra K. Verma khẳng định mong muốn tiếp tục phát triển quan hệ hợp tác lâu dài với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Hai bên đã trao đổi các giải pháp thúc đẩy sự hợp tác hiệu quả hơn, cũng như tình hình triển khai các hợp đồng dầu khí trong thời gian tới, trong đó có các Lô 102/10 và 106/10, Lô 128 ngoài khơi Việt Nam.

TS. Đinh Văn Sơn khẳng định Tập đoàn Dầu khí Việt Nam luôn coi các đối tác Ấn Độ, trong đó có ONGC là đối tác chiến lược, đồng thời mong muốn ONGC tham gia nhiều hơn nữa vào các dự án dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

Việt Nga

TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM LÀM VIỆC VỚI GAZPROM NEFT



Lãnh đạo Tập đoàn làm việc với lãnh đạo Gazprom Neft. Ảnh: PVN

Vừa qua, tại Liên bang Nga, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có buổi làm việc với lãnh đạo Gazprom Neft về việc mua cổ phần và tham gia đầu tư Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thông báo cho Gazprom Neft tình hình triển khai Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Hai bên đã điếm lại các nội dung đã thống nhất, đàm phán các vấn đề còn vướng mắc và đưa ra các giải pháp, kế hoạch triển khai tiếp theo.

Đại diện Bộ Năng lượng - Liên bang Nga và Lãnh đạo Gazprom Neft kiến nghị và mời đoàn công tác của Văn phòng Chính phủ, Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sang Liên bang Nga đàm phán để sớm thống nhất, trình Chính phủ hai nước ký kết các văn bản liên quan tới Dự án.

Nguyễn Cảnh

PVEP và ENI ký hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô MD-2, MD-4

Ngày 31/3/2015 tại thủ đô Nay Pyi Taw, Myanmar, Công ty Dầu khí Quốc gia Myanmar (MOGE) đã ký Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) Lô MD-2 và MD-4, ngoài khơi Myanmar với Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và ENI (Italia).

Với tỷ lệ góp vốn chiếm 80%, ENI là nhà điều hành của dự án thông qua Eni Myanmar B.V. PVEP tham gia liên doanh với tỷ lệ vốn góp 20%. Hợp đồng bao gồm giai đoạn nghiên cứu trong 2 năm và tiếp theo là giai đoạn tìm kiếm, thăm dò kéo dài trong 6 năm và chia thành 3 công đoạn.

Lô MD-2 ở phía Nam của vịnh Bengal, thuộc bể Rakhine, cách bờ biển 135km, nằm ở phía Đông của mỏ Yadana - mỏ có phát hiện dầu khí lớn nhất Myanmar từ trước đến nay. Lô dầu khí có diện tích rộng 10.330km² với độ sâu từ 500 - 2.400m nước. Lô MD-4 thuộc bể Moattama - Nam Andaman, cách bờ biển khoảng 230km, nằm ở phía Đông của mỏ khí Yetagun, với diện tích 5.900km², độ sâu từ 1.500 - 2.200m nước.

PVEP đã triển khai các hoạt động dầu khí tại Myanmar từ năm 2008 với việc ký Hợp đồng PSC tại Lô M-2, thuộc bể Moattama và đã có phát hiện khí vào tháng 6/2013. Việc ký kết hợp đồng dầu khí các Lô MD-2 và MD-4,



Lãnh đạo MOGE, ENI, PVEP ký Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô MD-2 và MD-4, ngoài khơi Myanmar. Ảnh: PVEP

Myanmar với tiềm năng được đánh giá cao, là một bước đi quan trọng trong chủ trương mở rộng hoạt động đầu tư, thăm dò khai thác ở nước ngoài của PVEP. Dự án này cũng giúp PVEP thúc đẩy mạnh mẽ mối quan hệ với đối tác chiến lược ENI, cụ thể hóa Thỏa thuận đã đạt được giữa hai bên nhân chuyến thăm của Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và đoàn đại biểu cấp cao tới châu Âu năm 2014. Đồng thời, tăng cường hơn nữa sự hiện diện của PVEP tại Myanmar, góp phần xây dựng và củng cố quan hệ hợp tác kinh tế, tình đoàn kết giữa hai nước Việt Nam - Myanmar.

Đình Nhân

PVFCCo đặt mục tiêu sản xuất 3.982 triệu tấn Đạm Phú Mỹ trong giai đoạn 2015 - 2020



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết, trong 12 năm hoạt động (28/3/2003 - 28/3/2015), PVFCCo đã vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ ổn định, an toàn và đạt hiệu quả cao. Đặc biệt, việc đưa dự án thu hồi CO₂ từ khói thải Nhà máy Đạm Phú Mỹ vào hoạt động đã giúp nâng cao công suất của Nhà máy, giảm thiểu ô nhiễm môi trường, tăng hiệu quả sản xuất kinh

doanh của Tổng công ty. Hiện, PVFCCo đang tiếp tục triển khai dự án UFC85 (dự kiến đưa vào hoạt động năm 2015), dự án tổ hợp nâng công suất xưởng NH₃ và xây dựng nhà máy sản xuất phân bón NPK (dự kiến đưa vào hoạt động năm 2017), cùng các dự án khác theo đúng kế hoạch.

PVFCCo đặt mục tiêu trong giai đoạn 2015 - 2020 hoàn thành sản xuất 3.982 triệu tấn Đạm Phú Mỹ, 730 nghìn tấn NPK Phú Mỹ, tổng doanh thu 61.545 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 5.522 tỷ đồng. Để đạt mục tiêu này, PVFCCo phát huy tối đa các nguồn lực, khắc phục mọi khó khăn, thực hiện tốt nhiệm vụ sản xuất kinh doanh đảm bảo an toàn, ổn định và hiệu quả; hoàn thành đạt, vượt chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh hàng năm góp phần thực hiện thành công chiến lược phát triển PVFCCo trong thời gian tới. Đồng thời, Tổng công ty đẩy mạnh phong trào "Lao động giỏi, lao động sáng tạo", phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, phát triển sản phẩm mới, mở rộng thị trường, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Thủy Anh

Vietsovpetro tổng kết hoạt động sáng kiến - sáng chế



Vietsovpetro gắn hoạt động sáng kiến - sáng chế với hoạt động khoa học công nghệ nhằm hợp lý hóa sản xuất. Ảnh: VSP

Ngày 31/3/2015, tại Tp. Vũng Tàu, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức Hội nghị tổng kết hoạt động sáng kiến - sáng chế. Trong giai đoạn 2013 - 2014, Vietsovpetro có 358 giải pháp đăng ký sáng kiến, trong đó có 167 giải pháp được công nhận sáng kiến, chiếm khoảng 47%. Vietsovpetro đã tính toán và xác định hiệu quả áp dụng cho 148 sáng kiến, trong đó có 82 sáng kiến mang lại hiệu quả kinh tế với tổng số tiền trên 19

triệu USD trong năm áp dụng đầu tiên; 66 sáng kiến đã được áp dụng, góp phần tháo gỡ những khó khăn trong quá trình sản xuất, đảm bảo an toàn cho con người và các công trình trên bờ, trên biển. Vietsovpetro đã chi trả thù lao, thưởng cho các tác giả của 148 sáng kiến với tổng số tiền là 734.574 USD.

Trong giai đoạn này, Vietsovpetro đã đăng ký 2 đơn xin cấp bằng sáng chế và giải pháp hữu ích cấp Nhà nước; tham gia Hội thi Sáng tạo Khoa học và Công nghệ Việt Nam (VIFOTEC) và đạt 1 giải Nhất, 1 giải Nhì, 1 giải Ba, 1 giải Khuyến khích; tham gia Hội thi Sáng tạo Kỹ thuật tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và đạt 2 giải Nhất, 6 giải Nhì, 3 giải Ba và 5 giải Khuyến khích; có nhiều giải pháp được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Tại Hội nghị, Vietsovpetro đã phát động phong trào thi đua sáng kiến - sáng chế trong giai đoạn 2015 - 2016, với mục tiêu gắn hoạt động sáng kiến - sáng chế với hoạt động khoa học công nghệ nhằm hợp lý hóa sản xuất, thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý...

Nguyễn Thanh

PVCFC ký hợp đồng đại lý với các đối tác Campuchia



Tổng giám đốc PVCFC ký hợp đồng đại lý với đối tác Campuchia. Ảnh: PVCFC

Ngày 25/3/2015, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã ký hợp đồng đại lý với các đối tác tại Campuchia (gồm: Yetak Group Ltd., Ta Mchas Sre Co., Ltd, Heng Pich Chhay Import Export Co., Ltd.), nhằm giúp người nông dân Campuchia tiếp cận với sản phẩm đạm urea hạt đục chất lượng cao do PVCFC sản xuất.

Theo ông Bùi Minh Tiến - Tổng giám đốc PVCFC: "Ngoài việc giữ vững các thị trường mục tiêu tại Việt Nam, PVCFC vẫn tiếp tục tìm kiếm

phát triển thị trường ở nước ngoài, đặc biệt là Campuchia. Qua đó, từng bước củng cố và hỗ trợ hệ thống phân phối tại thị trường này tiêu thụ tốt sản phẩm Đạm Cà Mau cùng với việc triển khai xây dựng và quảng bá thương hiệu sản phẩm. Đây cũng chính là cơ hội để Đạm Cà Mau tăng trưởng mạnh trong thời gian tới".

Nhu cầu urea của Campuchia khoảng 250.000 tấn/năm, trong đó 90% là urea hạt đục, tập trung tiêu thụ tại các vùng nông nghiệp trọng điểm như khu vực Biển Hồ và các tỉnh giáp ranh với biên giới Việt Nam. Khoảng cách địa lý từ Nhà máy Đạm Cà Mau đến các vùng tiêu thụ trên khá gần so với các thị trường khác giúp PVCFC phát huy tối đa thế mạnh, giảm thiểu chi phí logistics, duy trì giá bán hợp lý nhằm nâng cao năng lực tại thị trường Campuchia.

Lan Anh

KHỞI CÔNG CHÂN ĐẾ GIÀN ĐẦU GIẾNG THỎ TRẮNG

Ngày 1/4/2015, tại Cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã khởi công gói thầu chân đế, bển cặp tàu và ống conductor giàn đầu giếng Thỏ Trắng có tổng trọng lượng 1.200 tấn. Gói thầu này thuộc Dự án xây dựng giàn đầu giếng Thỏ Trắng do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm chủ đầu tư, PVC-MS là nhà thầu thi công, chế tạo.

Để thực hiện dự án, PVC-MS sẽ huy động 150 lao động, làm việc liên tục 2 ca/ngày, tăng cường các biện pháp quản lý dự án, giám sát chất lượng và an toàn lao động. Dự kiến ngày 30/6/2015, PVC-MS sẽ hoàn thành Dự án và bàn giao cho chủ đầu tư để đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

Minh Phương



TIN THẾ GIỚI

Ấn Độ tổ chức Hội nghị cấp cao về an ninh năng lượng

Ngày 27/3/2015, tại thủ đô New Delhi, Bộ Dầu khí Ấn Độ đã tổ chức Hội nghị cấp cao về an ninh năng lượng năm 2015 với chủ đề “Định hình an ninh năng lượng của Ấn Độ”. Theo Quốc vụ khanh phụ trách về dầu khí Dharmendra Pradhan sự phát triển của ngành công nghiệp dầu mỏ và khí tự nhiên là điển hình về nỗ lực của Ấn Độ trong hành trình tự lực kinh tế. Với số dân chiếm 15% thế giới và nền kinh tế đang phát triển, Ấn Độ là nơi tiêu thụ dầu mỏ lớn thứ 3 châu Á và tiêu thụ năng lượng hàng đầu thế giới, song phải nhập khẩu phần lớn dầu thô.

Về vấn đề Ấn Độ đang phải nhập khẩu 77% năng lượng để đáp ứng nhu cầu trong nước, Thủ tướng Narendra Modi khẳng định quyết tâm sẽ cắt giảm 10% nhu cầu nhập khẩu vào năm 2022. Nếu mục tiêu này được thực hiện thành công, Ấn Độ sẽ tăng 10% sản lượng năng lượng sản xuất trong nước và sẽ tiếp tục phấn đấu tăng tiếp sản lượng để có thể giảm tỷ lệ nhập khẩu xuống còn 50% vào năm 2030. Thủ tướng Ấn Độ kêu gọi dỡ bỏ cơ chế bù giá khí đốt để tiết kiệm khoảng 1 tỷ rupee (~ 16 triệu USD), nhằm đầu tư cho các chương trình phúc lợi cho người nghèo.

Hội nghị đã tiến hành nhiều phiên thảo luận về chính sách năng lượng, cơ chế tài chính, cơ chế quản



Ấn Độ phải đang nhập khẩu 77% năng lượng để đáp ứng nhu cầu trong nước.

Nguồn: Thetrent

lý kinh tế năng lượng, vai trò điều chỉnh của các công ty dầu mỏ và các công ty đối tác kinh doanh. Hội nghị cũng tập trung thảo luận về tiềm năng của Ấn Độ trong lĩnh vực dầu khí; việc thành lập diễn đàn an ninh năng lượng mới; vạch ra lộ trình tăng cường an ninh năng lượng nhằm tạo cơ hội kinh doanh dài hạn; hướng tới các thỏa thuận hợp tác với các đối tác chủ chốt toàn cầu; thiết lập khuôn mẫu hợp tác khu vực để thể chế hóa Diễn đàn đối thoại của các nước nhập khẩu dầu mỏ và tiến hành đối thoại về khả năng thành lập trung tâm khí đốt quốc gia.

Lê Minh (TTXVN)

Iran giảm phụ thuộc vào nguồn thu từ dầu mỏ



Lượng dầu xuất khẩu của Iran chỉ đạt trên 1 triệu thùng/ngày. Nguồn: Iran-daily

Thành viên Ủy ban Năng lượng của Quốc hội Iran Seyyed Hashem Bani Hashemi ngày 20/3/2015 khẳng định việc cắt giảm sự phụ thuộc vào nguồn thu từ dầu mỏ đang đóng vai trò tích cực trong việc quản trị các chính sách dầu mỏ của Iran và quan trọng như chính sách quốc hữu hóa ngành dầu khí.

Ông Hashemi nhấn mạnh khoảng 70% các thiết bị cho ngành công nghiệp dầu mỏ trong nước là do Iran

tự sản xuất và sự phụ thuộc vào bí quyết công nghệ của phương Tây đã giảm đáng kể trong thời gian gần đây. Việc quốc hữu hóa ngành công nghiệp dầu khí là một cuộc cách mạng và là một sự chuyển hướng mang tầm quốc gia.

Năm 1952, Iran đã triển khai thành công chính sách quốc hữu hóa ngành công nghiệp dầu khí, chấm dứt sự tham gia của các công ty và tập đoàn nước ngoài vào khu vực kinh tế trọng điểm của quốc gia Hồi giáo này. Bất chấp các lệnh trừng phạt của phương Tây, doanh thu từ các sản phẩm phi dầu mỏ của Iran trong năm qua (kết thúc vào ngày 20/3/2015) đã đạt mức kỷ lục, lên tới 50 tỷ USD.

Lệnh trừng phạt đã khiến lượng dầu xuất khẩu của Iran chỉ đạt trên 1 triệu thùng/ngày kể từ năm 2012 và gây ảnh hưởng bất lợi tới nền kinh tế nước này. Iran đang tích trữ ít nhất 30 triệu thùng dầu trên các “siêu tàu chứa” ngoài khơi, trong bối cảnh lệnh trừng phạt của phương Tây tiếp tục hạn chế khả năng xuất khẩu dầu mỏ của quốc gia Trung Đông này.

Nguyễn Tùng (TTXVN)

OPEC sẽ chưa thay đổi chính sách về hạn ngạch sản lượng



Giàn khoan tại mỏ dầu Shaybah, Saudi Arabia. Ảnh: George Steinmetz/ASA

Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) cho biết hoạt động khoan khai thác dầu khí đã phiến tại Mỹ có thể đang tăng chậm lại song vẫn chưa đủ nhanh

để OPEC thay đổi chính sách về hạn ngạch sản lượng trong cuộc họp dự kiến tổ chức trong tháng 6/2015.

Cơ quan Năng lượng Quốc tế nhận định sự sụt giảm của các giàn khoan dầu tại Mỹ là yếu tố chủ chốt tạo đà phục hồi cho giá dầu thời gian gần đây. Tuy nhiên, việc Mỹ sắp rơi vào tình trạng không còn chỗ chứa dầu dự trữ có thể gây sức ép giảm giá đối với "vàng đen".

OPEC đánh giá tình trạng dư cung như hiện nay chỉ được khắc phục khi nhu cầu phục hồi và hoạt động sản xuất tại Mỹ bắt đầu chứng lại vào cuối năm 2015. Mặc dù vậy, tình trạng dư cung (hiện khoảng 1,5 triệu thùng/ngày) có thể tiếp diễn hoặc thậm chí tăng lên một khi phương Tây và Iran đạt được thỏa thuận trong năm 2015.

Trà My (Reuters)

Ai Cập và Jordan thảo luận về dự án dầu khí chung với Iraq



Tuyến đường ống dẫn dầu và khí đốt sẽ kết nối Ai Cập, Jordan và Iraq.

Nguồn: Egypttoday

Ngày 18/3/2015, Bộ trưởng Dầu mỏ Ai Cập Sherif Ismail cho biết các quan chức cấp cao của Ai Cập và Jordan đã trao đổi về dự án xây dựng đường ống dẫn khí đốt và dầu kết nối 3 nước Ai Cập, Jordan và Iraq.

Ông Sherif Ismail cho hay tầm nhìn chiến lược trong quan hệ hợp tác giữa Ai Cập - Jordan đang hướng tới việc thực hiện các dự án xây dựng tuyến đường ống dẫn dầu và khí đốt nối Cairo với Baghdad và đi qua Amman nhằm tận dụng vị trí của Ai Cập và Jordan để khai thác tối đa

nguồn năng lượng dầu thô dồi dào của Iraq.

Các cuộc đàm phán giữa các quan chức nhà nước Ai Cập và Jordan với các công ty tư nhân đã dẫn

tới việc ký kết một thỏa thuận ban đầu nhằm tạo tiền đề cho sự hợp tác trong lĩnh vực năng lượng khí đốt tự nhiên giữa hai nước.

Các cuộc tiếp xúc trên diễn ra trong bối cảnh Công ty Dầu khí Quốc gia Ai Cập (EGPC) ngày 15/3/2015 đã ký một hợp đồng mua 10% cổ phần để cùng với đối tác Kuwait Energy triển khai hoạt động tìm kiếm và thăm dò khí đốt và dầu tại Lô số 9 của một mỏ dầu ở Basra, miền Nam Iraq. Đây được coi là sự đột phá đầu tiên của EGPC khi đầu tư ra nước ngoài.

Nguyễn Tùng (TTXVN)

SỐ LƯỢNG GIÀN KHOAN DẦU KHÍ Ở MỸ TIẾP TỤC GIẢM



Giàn khoan tại mỏ Goldsmith ở Midland, Texas.

Nguồn: Drillingcontractor

Công ty dịch vụ dầu khí Baker Hughes cho biết, số lượng giàn khoan dầu khí ở Mỹ trong tuần thứ 3 của tháng 3/2015 tiếp tục giảm, từ 866 xuống còn 825 giàn khoan - mức thấp nhất trong 4 năm qua. Đây là tuần thứ 15 liên tiếp số lượng giàn khoan dầu ở Mỹ giảm. Các khu vực có số lượng giàn khoan giảm mạnh nhất là bang Texas - nơi tập trung phần lớn giàn khoan, khu vực Permian ở miền Tây Texas và miền Đông New Mexico - khu vực sản xuất dầu đá phiến nhiều nhất của Mỹ.

Theo Bộ Năng lượng Mỹ, lượng dầu dự trữ của nước này đã tăng 9,6 triệu thùng lên mức cao nhất trong vòng 80 năm qua. Đây là tuần thứ 10 liên tiếp lượng dầu dự trữ của Mỹ tăng. Chuyên gia phân tích cấp cao Kash Kamal của Succden cho biết tuần qua, lượng dầu dự trữ tại phần lớn các nước châu Âu và châu Á cũng tăng. Điều này khiến các nhà đầu tư lo ngại về nhu cầu dầu đang khá yếu trên toàn cầu.

Quang Huy (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Diễn biến giá dầu

Từ tháng 2/2015, giá dầu Brent và WTI có dấu hiệu phục hồi nhưng không ổn định. Trong thời gian này, dầu WTI luôn ở mức cao hơn 50USD/thùng và dầu Brent dao động quanh mức 60USD/thùng. Tuy nhiên, sang tháng 3/2015 giá dầu lại giảm trở lại. Đến ngày 30/3/2015, dầu WTI còn 48,35USD/thùng và dầu Brent còn 56,12USD/thùng. Nguyên nhân được cho là do khí hậu đã ấm lên, khủng hoảng Ukraine và quan hệ giữa phương Tây với Iran bớt căng thẳng, đồng USD tăng giá và nguồn cung vẫn tăng nhưng cầu không tăng.

Giá dầu WTI giao tháng 4/2015 giảm 3,4% so với tháng trước, còn 48,2USD/thùng và dầu Brent giảm 3,7%, còn 56,40USD/thùng. Đây là giá thấp nhất kể từ tháng 2/2015.

Theo Wall Street Journal, các nhà phân tích thị trường cho biết nguồn dầu thô dự trữ của Mỹ tăng 4,8 triệu thùng, cao nhất trong 80 năm qua. Trong khi đó, nguồn dự trữ xăng ô tô và sản phẩm lọc dầu đều giảm. Theo dự báo của nhiều cơ quan nghiên cứu thị trường dầu khí năm 2015 cung vẫn nhiều hơn cầu nên giá dầu trong Quý I/2015 khó tăng nhưng từ Quý II đến cuối năm có thể tăng nhẹ. Bộ trưởng Dầu mỏ Iraq Adel Abdel Mehdi dự báo giá dầu thô thế giới có thể tăng lên 70USD/thùng vào cuối năm 2015.

Theo Viện Dầu khí Mỹ (API), nhu cầu sản phẩm dầu mỏ của Mỹ tăng hàng năm 1,5%, đạt 19,2 triệu thùng/ngày vào tháng 1/2015, mức cao nhất kể từ năm 2008 đến nay. Nhu cầu xăng tăng mạnh nhất, đạt 8,7 triệu thùng/ngày, tăng 6,3% so với tháng 1/2014. Sản lượng dầu thô và condensate tăng hàng năm 15,4%, đạt trung bình 9,2 triệu thùng/ngày, sản lượng khí đốt (chứa hydrocarbon

có $C > 5$) dưới dạng lỏng tự nhiên khi khai thác lên mặt đất (NGL) tăng 18,7%, đạt 3,7 triệu thùng/ngày. Dầu thô nhập khẩu, không tính lượng dầu dành cho dự trữ chiến lược, đạt 7,5 triệu thùng/ngày, thấp hơn khoảng 1,5% so với tháng 1/2014.

Lượng dầu thô cung cấp cho các nhà máy lọc dầu ở Mỹ tăng 1,9% so với năm 2014, đạt 15,9 triệu thùng/ngày, trong đó sản lượng xăng ô tô tăng 4,3%, xăng máy bay tăng 5% và các sản phẩm lọc dầu khác tăng 5,3%. Công suất dự phòng có thể đưa vào sản xuất của các nhà máy lọc dầu của Mỹ giảm 0,7% do hệ số sử dụng công suất tăng từ 87,2% (2014) lên 89% vào đầu năm 2015.

Sản phẩm lọc dầu cho xuất khẩu tăng 8,1% so với năm 2014, đạt 4,3 triệu thùng/ngày trong lúc sản phẩm lọc dầu cho nhập khẩu tăng 15,8% trong cùng kỳ, đạt 1,9 triệu thùng/ngày. Trong đó, xăng ô tô và xăng có pha trộn các chất phụ gia tăng cao nhất, đạt đến 626.000 thùng/ngày. Lượng dầu thô tồn kho (không kể lượng dự trữ quốc gia) tính đến cuối tháng 1/2015 đạt 412,6 triệu thùng, tăng 7,6% so với thời điểm 31/12/2014... Xăng ô tô tồn kho đạt 233,6 triệu thùng, tăng 2,1% so với tháng 12/2014 nhưng thấp hơn 0,9% so với tháng 1/2014.

Nhờ sản lượng dầu khí phiến sét không ngừng tăng nên từ một nước nhập khẩu dầu, đến nay lượng dầu thô và sản phẩm lọc dầu của Mỹ đã gần bằng 1/2 lượng nhập khẩu với điểm nổi bật là hoạt động hạ nguồn đã phát triển trở lại với lợi nhuận cao nhờ giá dầu thô nguyên liệu rẻ (Bảng 1 và 2).

Do giá nguyên liệu đầu vào giảm, giá thành nguyên liệu sản xuất ethylene từ cuối năm 2014 đến nay gần như giảm liên tục (Bảng 3).

Bảng 1. Nhập khẩu dầu thô và sản phẩm lọc dầu của Mỹ năm 2015

Đơn vị: nghìn thùng

Chỉ tiêu	Vùng 1 - 4		Vùng 5		Toàn nước Mỹ	
	6/2/2015	13/2/2015	6/2/2015	13/2/2015	6/2/2015	13/2/2015
Xăng ô tô	453	616	9	18	462	634
Xăng pha trộn	439	586	9	15	448	601
Sản phẩm lọc	248	216	22	0	270	216
Dầu cặn	200	97	57	54	257	151
Xăng máy bay	117	164	0	14	117	178
Propane - propylene	137	113	25	14	162	127
Các loại dầu khác	656	503	(11)	133	644	636
Tổng sản phẩm lọc dầu	1.811	1.709	102	233	1.912	1.942
Tổng dầu thô	6.082	6.264	1.204	841	7.286	7.105
Tổng nhập khẩu	7.893	7.973	1.306	1.074	9.199	9.047

Nguồn: US Energy Information Administration - Oil & Gas Journal 2/3/2015

Bảng 2. Xuất khẩu dầu thô và sản phẩm lọc dầu của Mỹ

Đơn vị: nghìn thùng

TT	Chỉ tiêu	13/2/2015	6/2/2015	14/2/2014
1	Tổng xuất khẩu	4.092	4.092	3.722
1.1	Tổng sản phẩm lọc dầu	3.590	3.590	3.661
	Xăng ô tô	497	497	586
	Xăng máy bay	161	161	156
	Sản phẩm lọc	1.140	1.140	1.296
	Dầu cặn	374	374	372
	Propane/propylene	408	408	376
	Các loại dầu khác	1.010	1.010	875
1.2	Tổng dầu thô	502	502	61
2	Nhập khẩu ròng	4.955	5.106	5.355
2.1	Sản phẩm lọc dầu	(1.648)	(1.678)	(2.005)
2.2	Dầu thô	6.603	6.784	7.360

Nguồn: Oil & Gas Journal 2/3/2015

Bảng 3. Giá thành nguyên liệu sản xuất ethylene của Mỹ từ tháng 7/2014 - 1/2015

Đơn vị: UScent/lb

Thời gian	Ethane	Propane	n-butane	Naphtha, gasoil
Tháng 7/2014	11,2	20,0	12,7	45,9
Tháng 8/2014	10,3	18,7	10,9	39,9
Tháng 9/2014	10,7	21,2	13,1	40,6
Tháng 10/2014	10,4	15,7	9,1	30,3
Tháng 11/2014	10,8	12,1	10,3	25,3
Tháng 12/2014	9,2	5,0	2,6	16,9
Tháng 1/2015	9,3	2,9	3,9	12,0

Nguồn: Petral Consulting estimates - Oil & Gas Journal 2/3/2015

Các công ty dầu khí Mỹ giảm ngân sách đầu tư và tập trung vốn cho các đề án bảo đảm lợi nhuận chắc chắn.

Marathon Oil Corp., đã giảm 20% vốn, đầu tư và ngân sách thăm dò trong năm 2015 xuống còn 3,5 tỷ USD. Tập đoàn này có kế hoạch chi 2,4 tỷ USD ngân sách cho các đề án dầu khí phiến sét và các tài sản khác ở bốn trũng Oklahoma, trong đó dành 1,4 tỷ USD cho mỏ Eagle Ford và 760 triệu USD cho mỏ Bakken. Năm 2015, Marathon Oil Corp. dự kiến khoan 183 - 205 giếng ở các mỏ này, với chi phí 1,55 tỷ USD cho khoan và hoàn thiện giếng. Tập đoàn này hy vọng các play triển vọng sẽ đạt được mức tăng sản lượng 20% trong năm 2015.

Marathon đã giảm đầu tư 232 triệu USD trong chương trình thăm dò, tức giảm đến hơn 50% so với mức chi cho năm 2014. Ở vịnh Mexico, tập đoàn sẽ tự điều hành khoan 1 giếng và tham gia khoan 1 giếng thăm định. Đo địa chấn sẽ được thực hiện cho các đề án ở Gabon và Ethiopia.

Tập đoàn này cũng có kế hoạch đầu tư 429 triệu USD cho một số dự án ở Guinea Xích đạo, Vương quốc Anh và vùng Kurdistan (Iraq). Ở Canada, Marathon Oil Corp. chỉ dành 95 triệu USD để tiếp tục đầu tư vào dự án dầu bitumen trong cát Athabasca. Hệ số gia tăng tổng sản lượng của Marathon Oil Corp. trong năm 2015 dự kiến đạt 5 - 7%.

EOG Resources Inc., cho biết kế hoạch ngân sách vốn năm 2015 chỉ có 4,9 - 5,1 tỷ USD (gồm chi phí cho thiết bị khai thác và các chi phí cho hoạt động trung nguồn), giảm 40% so với ngân sách năm 2014. Tổng thu nhập thuần của doanh nghiệp này trong năm 2014 đạt 2 tỷ 915 triệu USD, cao hơn 700 triệu USD so với năm 2013. Mục tiêu của EOG Resources Inc., là giữ vững vị trí xếp hạng trong danh sách các công ty dầu khí trong dài hạn, khi giá dầu phục hồi. Để nâng cao hiệu quả vốn, EOG Resources Inc., có kế hoạch chỉ khoan trong khuôn khổ các cam kết hiện có đồng thời trì hoãn các đề án hoàn thiện giếng. Công ty cho rằng việc giãn tiến độ hoàn thiện giếng sẽ làm tăng lợi nhuận, tăng thêm đáng kể giá trị hiện tại thuần (net present value), tạo điều kiện cho EOG Resources Inc. gia tăng sản lượng dầu khi giá hàng hóa phục hồi.

Với chủ trương trên, EOG Resources Inc. dự kiến năm 2015 sẽ hoàn thiện ít hơn năm 2014 khoảng 45% số giếng. Do số giếng mới đưa vào khai thác dầu khí phiến sét không tăng nên sản lượng của doanh nghiệp này trong vài năm tới sẽ không tăng. EOG

Resources Inc. có kế hoạch giảm thiểu đầu tư khoan các giếng khai thác khí khô nên dự báo sản lượng khí của Mỹ nói chung năm 2015 sẽ giảm nhẹ.

Noble Energy Inc., có kế hoạch giảm 40% ngân sách vốn so với năm 2014, dự kiến chỉ chi 2,9 tỷ USD trong năm 2015. Trong đó, doanh nghiệp này dành 60% cho các đề án trên đất liền tại Mỹ, 35% dành cho phát triển giếng ở biển và 5% cho thăm dò dầu khí biển. Mục tiêu hàng đầu của Noble Energy Inc., là tập trung hoạt động vào các vùng trọng điểm, nơi có nhiều cơ hội thu lợi nhuận cao và sử dụng tối ưu cơ sở hạ tầng có sẵn. 50% vốn đầu tư của Noble Energy Inc., tại Marcellus dành cho hoạt động trung nguồn. Ở vịnh Mexico, vốn đầu tư sẽ tập trung vào việc lắp đặt đường ống ngầm dưới biển. Tập đoàn ưu tiên đầu tư cho đề án bơm ép ngoài khơi Guinea Xích đạo và khoan trên cấu tạo triển vọng chứa dầu ở Cameroon vào giữa năm 2015.

Báo cáo của ngành khai thác dầu trên thềm lục địa nước Anh (UKCS) cho biết cần cắt giảm đến 40% chi phí trong giá thành một thùng dầu quy đổi (boe) mới có thể giữ được mức sản xuất bền vững trong tương lai của hoạt động dầu khí tại bốn trũng này. Báo cáo UKCS dựa trên số liệu thu được từ tất cả các công ty thăm dò - khai thác hoạt động ở thềm lục địa nước Anh cho thấy năm 2014 chi phí tăng 8%, lên 9,6 tỷ bảng Anh, đồng thời sản lượng giảm 1,1% xuống còn trung bình 1,42 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Oil & Gas UK cho rằng mức suy giảm sản lượng này chứng tỏ sự cố gắng rất lớn của ngành dầu khí Anh trong 15 năm qua. Sản lượng dầu thô và các sản phẩm hydrocarbon lỏng giảm 2,6% nhưng sản lượng khí đốt tăng 1,1%. Nếu không có sụt giảm bất ngờ nào thì sản lượng dầu khí Anh năm 2015 có thể tăng lên 1,43 triệu thùng dầu quy đổi/ngày nhờ 15 mỏ mới đưa vào khai thác.

Theo số liệu điều tra mới nhất, chi phí để sản xuất 1 thùng dầu quy đổi ở Anh năm 2014 lên đến 18,5 bảng Anh, cao hơn 1,5 bảng Anh/thùng dầu quy đổi so với năm 2013. Tổng đầu tư năm 2014 lên đến 14,8 tỷ bảng Anh, trong đó tập trung ½ vốn đầu tư vào 12 khu mỏ. Các nhà thăm dò phát hiện trữ lượng có tiềm năng thương mại là 50 triệu thùng dầu quy đổi, so với mức trung bình 250 triệu thùng dầu quy đổi/năm trong 10 năm qua. Với giá dầu ở mức thấp, các nhà điều hành chỉ dự định khoan khoảng 8 - 13 giếng thăm dò và 5 giếng thăm lường trong năm 2015. Công tác tìm kiếm - thăm dò ước tính tiềm năng thu hồi dầu khí ở thềm lục địa Anh đạt 10 tỷ thùng dầu quy đổi, trong đó 6,3 tỷ thùng dầu quy đổi cho phép tiến hành phát triển (năm 2014 con số này là 6,6 tỷ thùng

dầu). Dự kiến trong Quý IV/2014 cho rằng trong số 3,7 tỷ thùng dầu quy đổi là mục tiêu đầu tư tiềm năng, khả năng sẽ có ít hơn 2 tỷ thùng dầu quy đổi có thể được phát triển. Vì tiềm năng giảm trong lúc chi phí thăm dò - khai thác tăng cao, nếu giá dầu khí thấp kéo dài thì tương lai vùng dầu trên thềm lục địa Anh sẽ vô cùng khó khăn. Do đó, để ngành dầu khí Anh có thể tiếp tục phát triển thì phải được nhanh chóng áp dụng các công nghệ hiện đại vào sản xuất, đồng thời nhà nước phải giảm các loại thuế liên quan đến hoạt động dầu khí, mới có thể thu hút đầu tư như mong muốn.

BP đã ký hợp đồng giao cho ASCO Group quản lý căn cứ cung cấp hậu cần của chương trình khoan thăm dò sắp tới tại phần phía Nam Australia, trên vịnh Great Australian Bight. Chương trình sẽ bắt đầu hoạt động vào năm 2016, với 4 giếng khoan cách Ceduna 300km về phía Tây Nam. ASCO hợp tác với Flinders Logistics, sẽ quản lý căn cứ hậu cần tại Flinder Port thuộc khu vực Adelaide. Căn cứ sẽ gồm 120m bờ kè và hơn 20.000m² bãi chứa vật liệu, cần khoan, ống chống. Ở đây còn có một nhà máy sản xuất bùn khoan, bãi chứa xe và một trụ sở quản lý cùng phòng đào tạo cán bộ, nhân viên kỹ thuật. Căn cứ sẽ cung cấp đầy đủ mọi dịch vụ quản lý vật liệu, thiết bị, phương tiện vận tải... cần thiết cho chương trình khoan giếng cùng các thiết bị kiểm tra, thanh tra, an toàn lao động và bảo vệ môi trường. Chương trình khoan của BP tập trung vào vùng ít được nghiên cứu ở rìa phía Nam khu vực vịnh vịnh với ngân sách chi tiêu 605 triệu AUD cùng ngân sách dự phòng 1 triệu USD. Các giếng được khoan trong vùng nước sâu từ 1.000 - 2.500m trên diện tích đã thăm dò địa chấn 3D từ năm 2011 - 2012. Đây là chương trình thăm dò do BP điều hành kéo dài 25 năm và là những giếng khoan đầu tiên tại Bight kể từ khi có giếng khoan khô của Woodside Petroleum Ltd., năm 2003.

Lime Petroleum Norway AS., một chi nhánh của Lime Petroleum Plc, đồng ý mua 30% quyền lợi tại PL338C thuộc Biển Bắc từ Lundin Norway AS. Giấy phép gồm cấu tạo triển vọng Utsira High ở thềm lục địa Na Uy và một phát hiện dầu Rolvsnes trong móng granite đang chờ thẩm định. Giao dịch này còn phải chờ sự chấp thuận của chính phủ Na Uy.

Liên doanh Santos - Inpex JV vừa nhận được 2 giấy phép thăm dò tại bốn trũng Browse trên thềm lục địa Tây Australia, cách Broome khoảng 500km. Cả 2 Lô WA-513-P và WA-514-P đều nằm gần mỏ Ichthys của Inpex và các mỏ khí - condensate Prelude và Concerto của Shell.

Statoil bắt đầu khai thác mỏ Oseberg Delta 2 ở Biển Bắc. Tổng đầu tư gần 7 tỷ NOK (Krone - tiền Na Uy). Trữ lượng có thể thu hồi của mỏ ước tính đạt 77 triệu thùng dầu quy đổi, với dầu là 32 triệu thùng và khí đốt là 45 triệu thùng quy đổi. Thời gian khai thác 20 năm. Đối tượng khai thác nằm cách đáy biển 3.100m. Statoil nắm giữ 49,3% cổ phần, Petoro 33,6% ,Total 14,7% và ConocoPhillips 2,4% cổ phần.

Enterprise Products Partners LP (EPP) tiếp tục nắm giữ vai trò điều hành (55%) trong liên doanh đường ống dẫn NGL mới thành lập. Hệ thống đường ống Panola Pipeline của liên doanh vận chuyển NGL trên đoạn đường dài 181 dặm từ Carthage về Mont Belvieu (Texas). EPP thông báo kế hoạch lắp đặt 60 dặm đường ống, hệ thống các trạm bơm và các thiết bị khác trong chương trình mở rộng Panola, công suất vận chuyển 50.000 thùng/ngày. Công suất tăng thêm này sẽ đưa vào hoạt động vào đầu năm 2016.

NGL Energy Partners LP sẽ nâng công suất đường ống chở dầu Grand Mesa lên 200.000 thùng/ngày thông qua sử dụng ống 20". Đường ống Grand Mesa dài hơn 550 dặm cùng hệ thống bơm dầu nhiều xe tải và tổng dung tích bồn chứa 1 triệu thùng. Rimrock sẽ xây dựng và điều hành hệ thống đường ống này. Dự kiến, đường ống sẽ được đưa vào hoạt động vào Quý IV/2016.

Tương lai ngành công nghiệp dầu khí phiến sét?

Gần 2 thập kỷ qua, Mỹ và Canada đã tăng trữ lượng dầu khí nhờ áp dụng kỹ thuật mới vào công nghệ khai thác các tầng chứa phi truyền thống. Cơ quan Quản lý Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo đến năm 2020 Mỹ sẽ trở thành nước xuất khẩu dầu khí ròng.

Thành công của các nước Bắc Mỹ mở đường cho ngành công nghiệp dầu khí phi truyền thống đầy hứa hẹn trên quy mô toàn cầu trong vài thập kỷ tới. Tuy nhiên, con đường phía trước còn đầy khó khăn và dư luận vẫn còn bi quan về tương lai của ngành công nghiệp dầu khí phiến sét.

Bồn trầm tích chứa phiến sét Baltic thuộc Ba Lan năm 2009 được cho là rất hứa hẹn, tương đương với phiến sét Barnett Mỹ nhưng sau đó hoạt động thăm dò cho kết luận có quá nhiều khó khăn để có thể thương mại hóa khối tài nguyên năng lượng này. Các công ty lớn như ExxonMobil, Total, Marathon Oil lần lượt rút lui khỏi dự án phiến sét Ba Lan.

Ở Vương quốc Anh và Scotland cũng xảy ra tình trạng tương tự. 21 giếng khoan dầu phiến sét ở châu Âu trong

năm 2014 đều không cho kết quả như mong đợi. Tuy nhiên, ở một số nơi khác thì ngược lại và điều này tạo ra một bức tranh rất khó đánh giá.

Mỹ và các nước đạt được một số thành công về dầu khí phiến sét đều có đặc điểm chung là giá thành thăm dò, khai thác rất cao. Ngoài các yếu tố tự nhiên, việc thiết bị, công nghệ Mỹ chưa được phổ biến và chuyển giao ra nước ngoài là một trong những nguyên nhân tạo ra bức tranh ảm đạm đó.

Năm 2014, giá dầu từ 115USD/thùng giảm nhanh chóng xuống còn 44USD/thùng vào tháng 1/2015, giáng một đòn rất nặng vào công nghiệp dầu khí phiến sét. Giá dầu từ tháng 2/2015 đã nhích lên nhưng chưa ai chắc chắn giá dầu thế giới năm 2015 sẽ diễn biến như thế nào vì có quá nhiều nhân tố phi kỹ thuật, nhất là các nhân tố chính trị, an ninh tham gia vào việc định giá dầu.

Trong năm 2014 có 620 số giếng khoan thăm dò dầu khí phiến sét tại 14 quốc gia. Trong số đó, Argentina có 340 giếng và Trung Quốc có 160 giếng. Australia, Liên bang Nga và Saudi Arabia mỗi nước có khoảng 20 - 30 giếng. Tuy nhiên, có rất ít thông tin về các hoạt động này.

Play triển vọng Vaca Muerta ở Argentina cho kết quả tốt nhất, với tổng lượng dầu phiến sét thu được đạt gần 40.000 thùng/ngày vào cuối năm 2014. Hoạt động thăm dò dầu khí phiến sét ở Argentina và Trung Quốc cho thấy một trong những yếu tố góp phần vào thành công ở các nước này là chính phủ trực tiếp điều khiển giá hàng hóa nên đã hỗ trợ đắc lực cho ngành dầu khí đầu tư vào các đề án năng lượng phi truyền thống mặc dù rất tốn kém. Các nước trên cho biết sẽ tiếp tục đầu tư cho thăm dò, phát triển dầu khí phi truyền thống trong năm 2015 và cho các năm tới. Tuy nhiên, trong bối cảnh giá dầu khí truyền thống vẫn đang ở mức thấp nên các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí phiến sét trên thế giới cũng sẽ giảm đáng kể trên phạm vi toàn cầu. Theo Robert Clarke, Giám đốc nghiên cứu dầu khí phi truyền thống của Wood Mackenzie "việc ngừng nghỉ hoạt động (thăm dò, phát triển dầu khí phi truyền thống) trong 2 năm tới sẽ làm chậm khả năng đưa sản lượng dầu khí phiến sét của các nước ngoài Mỹ ra thị trường nhiều thập kỷ". Trạng thái bi quan về ngành dầu khí phi truyền thống toàn cầu có lẽ là cách tiếp cận hợp lý trong hoàn cảnh thị trường dầu khí thế giới hiện nay.

Hà Phong (tổng hợp)

Lắp đặt bình tách chất lỏng đầu vào máy nén khí 10-K-4011

Khí tự nhiên cấp cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ được đưa đến máy nén khí tự nhiên 10-K-4011, khí được nén từ 23 - 38bar trước khi đi vào cụm xử lý công nghệ tiếp theo. Tuy nhiên, khí tự nhiên khi đưa vào máy nén vẫn còn lẫn nhiều thành phần lỏng do xử lý từ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố chưa triệt để và tự hình thành trong quá trình vận chuyển. Thành phần lỏng này làm máy nén bị rung trong quá trình vận hành, gây mất ổn định của tải trọng tác động lên Rotor (ảnh hưởng thể hiện rất rõ đối với máy nén cao tốc như 10-K-4011 (xấp xỉ 22.000 vòng/phút). Ngoài ra, thành phần lỏng bị ngưng tụ trên bánh công tác và bề mặt làm việc bên trong hệ thống làm kín (dry gas seals) làm tăng tần suất bảo dưỡng máy nén. Do máy nén dẫn động bằng động cơ điện, tốc độ tăng từ 0 - 22.000 vòng/phút trong thời gian từ 1 - 2 giây nên thành phần lỏng sẽ làm áp suất và lưu lượng đầu vào giảm đột ngột, máy nén rơi vào vùng Surge dẫn đến rung động và dừng máy nén. Máy nén bị dừng đột ngột sẽ dẫn đến dừng cả dây chuyền công nghệ, rất khó khởi động sau khi dừng lại để bảo dưỡng và sửa chữa.

Nhằm loại bỏ chất lỏng trong khí tự nhiên trước khi đưa vào máy nén 10-K-4011, đảm bảo điều kiện hoạt động tốt cho máy nén và kéo dài thời gian làm việc của các hệ thống làm kín, nhóm tác giả của Nhà máy Đạm Phú Mỹ do ông Trần Đình Hiệp chủ trì đã đề xuất sáng kiến "Lắp đặt bình tách chất lỏng đầu vào máy nén khí 10-K-4011". Theo sáng kiến này, cần phải tách gần như toàn bộ thành phần lỏng và một số tạp chất trước khi đi vào trong máy nén và hệ thống làm kín; tăng mức độ ổn áp đầu vào kể cả trong khi làm việc bình thường cũng như khi khởi động máy nén. Việc lắp đặt thêm một bình tách chất lỏng đầu vào máy nén phải dựa trên cơ sở có tính toán, thiết kế và phù hợp với tiêu chuẩn kỹ thuật và điều kiện lắp đặt thực tế. Theo đó kích thước, kết cấu, lựa chọn vật liệu và thiết bị lắp, phương pháp gia công và lắp đặt phải tuân



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: CTV

theo bộ tiêu chuẩn ASME code; vật tư và thiết bị phải có xuất xứ từ các nước G7 và có chứng chỉ của nhà sản xuất; có khay và bụi nhùi (demister) đặt tại khoảng không giữa cửa vào và ra chính của khí nguyên liệu; lắp đặt thiết bị đo mức chất lỏng (level gauge); lắp đặt level transmitter và đường truyền tín hiệu về phòng điều khiển, nối vào hệ thống thiết bị điều khiển lập trình (PLC) hiện hữu (có chuông báo); đảm bảo không bị rò rỉ khí nguyên liệu; có thể xả chất lỏng trong bình ra ngoài khi không có lập mà không bị rò khí. Trên cơ sở bản vẽ thiết kế đã được phê duyệt, nhóm tác giả đã gia công chế tạo và lắp đặt bình tách, sau đó các bên tiến hành kiểm tra, nghiệm thu, chạy thử và bàn giao.

Theo thống kê, khi chưa lắp đặt bình tách bình quân mỗi năm Nhà máy Đạm Phú Mỹ phải dừng 2 - 3 lần để bảo dưỡng, mỗi lần cần 1 kỹ sư và 6 công nhân thực hiện trong vòng 1 tuần. Riêng hệ thống làm kín mỗi năm phải thay 2 lần (gồm 2 chiếc/bộ). Từ khi lắp đặt và đưa vào sử dụng bình tách lỏng cho khí tự nhiên 10-K-4011 cho máy nén khí đầu vào 10-K-4011, Nhà máy Đạm Phú Mỹ chưa phải dừng máy bảo dưỡng sửa chữa (chỉ thực hiện kiểm tra, bảo dưỡng định kỳ 2 năm/lần theo kế hoạch). Do đó, việc đưa vào áp dụng sáng kiến này đã tiết kiệm chi phí bảo dưỡng sửa chữa (gồm chi phí về phụ tùng - vật tư, nhân công) có giá trị hơn 3 tỷ đồng.

Trần Đình

Nghiên cứu sự phân bố và đặc điểm của trầm tích carbonate tuổi Miocene bể Nam Côn Sơn

Nhằm xác định sự phân bố và đánh giá khả năng chứa của các tập trầm tích carbonate trong bể Nam Côn Sơn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (EPC) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện đề tài *“Nghiên cứu phân bố và đặc điểm của trầm tích carbonate tuổi Miocene bể Nam Côn Sơn và khả năng chứa dầu khí của chúng”*.

Nhóm tác giả đã thu thập và tổng hợp các kết quả nghiên cứu địa chất - địa vật lý, nghiên cứu giếng khoan về đối tượng carbonate đến thời điểm tháng 7/2013; kiểm tra và minh giải tổng hợp tài liệu địa chấn 2D và 3D, xác định nóc các tầng trong Miocene và ranh giới các tập trầm tích carbonate cho các khu vực khác nhau. Xây dựng bộ bản đồ cấu trúc (đẳng thời, đẳng sâu, đẳng dày) cho các tầng này; xác định môi trường thành tạo và phân loại đá carbonate trên cơ sở các tài liệu địa chất - địa vật lý hiện có; Xây dựng các bản đồ tổng hợp môi trường trầm tích cho các tầng, từ đó có định hướng cho việc dự báo, phân bố của carbonate; vẽ khoanh định sự phân bố của trầm tích carbonate trong toàn bể Nam Côn Sơn; đánh giá khả năng chứa của đá carbonate dựa trên các yếu tố kiến tạo, môi trường lắng đọng trầm tích, mức độ biến đổi thứ sinh; dự báo sự phân bố và chất lượng đá chứa của tầng carbonate.

Nhóm tác giả đã giới thiệu khái quát các đặc điểm địa chất vùng nghiên cứu gồm các đặc điểm về kiến tạo, địa tầng chi tiết và lịch sử kiến tạo liên quan đến sự hình thành và phát triển carbonate; liệt kê và tổng hợp cơ sở dữ liệu thu thập được; khái quát các phương pháp phân loại, đọc tên đá carbonate cùng các hệ phương pháp nghiên cứu carbonate. Từ đó, nhóm tác giả tập trung phân tích, minh giải tài liệu địa chấn, xây dựng các bản đồ, xác định sự phân bố đá carbonate dựa trên các tài liệu đã thu thập. Kết hợp các nghiên cứu chi tiết hơn đặc điểm thạch học, cổ sinh và môi trường thành tạo carbonate, nhóm tác giả đã xây dựng các bản đồ phân bố môi trường trầm tích, phân bố đá chứa carbonate.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đi sâu phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến chất lượng đá chứa carbonate, đặc trưng của đá chứa carbonate trong khu vực; dự báo phân bố đá chứa tiềm năng tầng Miocene giữa và Miocene trên; đánh giá sơ bộ tiềm năng dầu khí của đá chứa carbonate.

Kết quả nghiên cứu cho thấy thống Miocene dưới đặc trưng bởi hiện tượng biển tiến trong toàn khu vực, tạo điều kiện cho carbonate bắt đầu phát triển rải rác tại các Lô 04, 05, 10 và 11 trong khu vực bể Nam Côn Sơn. Đá chủ yếu là wackstone và mudstone với lượng bùn vôi cao và bị xi măng hóa mạnh đến rất mạnh, lấp đầy phần lớn lỗ rỗng nguyên sinh. Đá thường có đặc tính chứa kém, môi trường biển nông đến biển sâu phân bố rộng rãi trong Miocene giữa tạo điều kiện thuận lợi cho carbonate đặc biệt là carbonate khối xây phát triển phổ biến trong thời kỳ này. Do sự phân dị của địa hình nên carbonate hình thành ở các khu vực khác nhau có đặc điểm khác nhau. Môi trường Miocene trên được đặc trưng bởi quá trình biển tiến. Carbonate thuộc thời kỳ thoái trào ở phía Bắc nhưng tiếp tục phát triển mạnh mẽ trên các đới nổi cao ở phía Đông Nam của bể. Đá carbonate Miocene trên tại các khu vực này thường có chất lượng chứa rất tốt, thậm chí còn tốt hơn đá carbonate Miocene giữa do hiện tượng karst hóa (xảy ra trong các nhịp biển lùi) và dolomite hóa (xảy ra khá phổ biến trong phần lớn đá carbonate tại các khu vực nổi cao). Khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn (các Lô 06, 06-94, 07) có tiềm năng chứa carbonate tốt nhưng tầng sinh có thể bị hạn chế (trừ carbonate Lô 06). Khu vực Đông Bắc (các Lô 05), tầng chứa carbonate có tiềm năng chứa từ trung bình đến tốt. Đá carbonate ở khu vực phía Tây bể Nam Côn Sơn được cho là kém triển vọng nhất cả về tiềm năng chứa, tầng chứa cũng như hạn chế về đá mẹ. Ngoài ra, nhóm tác giả đã kế thừa và tính toán lại trữ lượng tiềm năng của các cấu tạo carbonate còn lại trong bể Nam Côn Sơn.

Từ kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đề xuất bổ sung nghiên cứu thuộc tính địa chấn nhằm xác định chính xác sự phân bố về không gian của carbonate; tăng cường lấy mẫu và phân tích thí nghiệm cho đối tượng đá chứa carbonate. Trong phạm vi từng mỏ/cấu tạo, cần có các nghiên cứu chi tiết, chuyên sâu hơn về đặc điểm biến đổi tướng carbonate theo không gian, tăng độ tin cậy cho nghiên cứu, làm cơ sở định hướng cho công tác khoan tìm kiếm, thăm dò tại các mỏ/cấu tạo này đạt hiệu quả nhất. Trong số các cấu tạo carbonate tiềm năng, PLD và PLD-B (Lô 06) cần được ưu tiên khoan thăm dò.

Ngô Kiều Oanh (giới thiệu)