

Dầu Khí



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

■ SỐ 12 - 2015

ISSN-0866-854X



 CHÚC MỪNG DỰ ÁN UFC85/ FORMALDEHYDE
ĐẠT MỐC 500.000 GIỜ AN TOÀN





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: Xưởng sản xuất chất phụ gia UFC85. Ảnh: PVFCCo

TIỂU ĐIỂM	
HẠ THỦY GIẢN KHOAN TỰ NÂNG TAM ĐẢO 05 Tại Lễ hạ thủy giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 ngày 13/12/2015, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tiếp tục thiết kế, chế tạo và đưa vào sử dụng giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05, phục vụ công tác thăm dò, khai thác dầu khí, phát triển kinh tế biển. Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đề nghị Tập đoàn tiếp tục hợp tác với các đối tác nước ngoài, nhân chuyển giao kinh nghiệm, công nghệ, nâng dần tỷ lệ nội địa hóa trong một số loại hình dịch vụ đối hải kỹ thuật và công nghệ cao theo đúng định hướng chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam. Ngày 13/12/2015, tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hạ thủy giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Dự án có tổng mức đầu tư 230 triệu USD, do Liên doanh Việt - Nga "Vietropetro" làm chủ đầu tư. Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) làm tổng thầu. Giàn được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Fincore and Goldman (Mỹ) có trọng lượng 18.000 tấn, có thể hoạt động ở độ sâu nước biển 120m, khả năng khoan tới mô dầu khí độ sâu 5.000m, có thể hoạt động an toàn trong điều kiện bão trên cấp 12. Sau hơn 24 tháng thi công, ngày 5/12/2015, giàn khoan Tam Đảo 05 được vận chuyển lên sà lan bằng hệ thống xích kéo thủy lực, sau đó được hạ thủy tại khu vực nước sâu, cách bãi chế tạo khoảng 15km. Đến 16 giờ ngày 13/12/2015, giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 được kéo về cảng PV Shipyard. Thông qua dự án Tam Đảo 05, PV Shipyard đã nâng cao khả năng thiết kế thi công chế tạo, quản lý dự án, tăng tỷ lệ nội địa hóa, quy mô phân	tiết kiệm chi phí. Nếu trước đây phải nhập khẩu bộ phận hợp số của hệ thống nâng hạ giàn khoan, thì đến nay PV Shipyard có thể mua cấu kiện vật tư về và tự chế tạo, lắp ráp, căn chỉnh tại bãi chế tạo. Đây là bộ phận đặc biệt quan trọng của giàn khoan tự nâng với độ dung sai cho phép chỉ 0,03mm. Theo Tổng giám đốc Vietropetro Từ Thành Nghĩa, để đảm bảo phát triển bền vững, Chính phủ Việt Nam đã giao cho Vietropetro các lộ trình để tiến hành thăm dò, khai thác nhằm mở rộng hoạt động ra khu vực nước sâu xa bờ thềm lục địa và các vùng đặc quyền kinh tế Việt Nam. Giàn khoan Tam Đảo 05 là một trong những dự án quan trọng giúp Vietropetro thực hiện nhiệm vụ này và cũng là giàn khoan có tính năng kỹ thuật vượt trội so với 4 giàn khoan tự nâng mà Vietropetro đang sở hữu. Vietropetro đề nghị PV Shipyard tiếp tục hợp tác để các nguồn lực để thực hiện dự án bảo đảm chất lượng, an toàn và đúng tiến độ. Vietropetro sẽ tiếp tục giám sát kỹ thuật, hỗ trợ PV Shipyard thực hiện công tác lắp
4	4

TIỂU ĐIỂM	
KHẲNG ĐỊNH NĂNG LỰC ĐIỀU HÀNH VÀ QUẢN LÝ DỰ ÁN DẦU KHÍ TẠI NƯỚC NGOÀI Tại Lễ mừng dâng dầu đầu tiên từ mỏ Bir Seba (Lô 433a & 416b, Algeria) ngày 11/12/2015, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng nhân dịp việc đưa vào vận hành hệ thống khai thác mỏ Bir Seba đã gửi thông điệp quan trọng tới Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam về tiếp tục phát triển, đổi mới, đột phá vượt qua khó khăn do giá dầu suy giảm sâu, điều hành và quản lý các dự án, đảm bảo khai thác các mỏ dầu khí an toàn, hiệu quả. Sản lượng khai thác dầu định ở mức 20.000 thùng dầu/ngày đêm. Dự án thăm dò khai thác dầu khí Lô 433a & 416b - Algeria được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho PVEP triển khai từ việc tham gia đầu tư quốc tế, trực tiếp điều hành trong giai đoạn thăm dò thềm lục địa (2003 - 2008). Để điều hành trong giai đoạn phát triển mỏ và vận hành khai thác, PVEP (40%) đã liên doanh với các đối tác PTTEP Algeria Ltd (25%), Sonatrach (25%) để thành lập Công ty Liên doanh Điều hành chung Groupement Bir Seba (GBRS) theo quy định của Hợp đồng chia sản phẩm (PSC). Dự án có trữ lượng ước tính trên 1 tỷ thùng dầu, với 2 phát hiện dầu khí thương mại là mỏ Bir Seba và MOMA. Thực đó, Hệ thống xử lý trung tâm (ICPF) Dự án phát triển khai thác mỏ Bir Seba đã tiếp nhận dòng dầu đầu tiên vào 10 giờ 45 phút ngày 12/8/2015. Sản lượng khai thác trung bình của mỏ đang ổn định ở mức	20.000 thùng dầu/ngày đêm. Sản lượng khai thác của dự án đã đạt mốc 1 triệu thùng dầu thương mại vào ngày 4/11/2015. Theo kế hoạch, PVEP xuất bản chuyển dầu đầu tiên trong tháng 12/2015 với khối lượng 230.000 thùng. Theo TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), các bên tham gia dự án đã hoàn thành khối lượng công việc không ít, với các giải pháp kỹ thuật tối ưu đã tiết kiệm hàng trăm triệu USD; đặc biệt đã có ý tưởng mới, tư duy mới về lựa chọn giống khoan BSR-20, BSR-23 ở khu vực Tây Bắc mỏ Bir Seba. Kết quả đã gia tăng trữ lượng tại chỗ của mỏ lên 53% so với kế hoạch. Phát triển mỏ được phê duyệt (FDR) mở ra triển vọng rất khả quan cho việc đảm bảo vượt sản lượng khai thác dầu so với kế hoạch đề ra. TS. Ngô Hữu Hải cho rằng, dầu mỏ sẽ là tiền đề thuận lợi cho hành trình phía trước khi dự án đang bước vào phát triển giai đoạn 2 với mục tiêu nâng sản lượng khai thác lên 40.000 thùng/ngày đêm vào cuối năm 2019. Với doanh thu ước đạt trên 1 tỷ USD, Lô 433a & 416b được đánh giá là dự án đầu tư ra nước ngoài thành công nhất của PVEP từ trước đến nay, góp phần đáng kể vào tăng trưởng dầu khí của PVEP nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung. Vượt qua điều kiện thời tiết khắc nghiệt của sa mạc Sahara, việc đưa vào khai thác thường mại thành công mỏ Bir Seba, Algeria đã thể hiện bản lĩnh, trí tuệ của những người đi tìm lửa; đồng thời sẽ là động lực để PVEP vượt qua khó khăn trong giai đoạn giá dầu suy giảm sâu. Khẳng định năng lực quản lý điều hành dự án dầu khí tại nước ngoài Phát biểu tại Lễ mừng dâng dầu đầu tiên từ mỏ Bir Seba, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng nhấn mạnh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt được nhiều thành tựu to lớn, quy mô vị trí trụ cột của
6	6

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Phân loại họ dầu bể Nam Côn Sơn

18. Giải pháp vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao tại mỏ Gấu Trắng

22. Những phát hiện mới trong đá móng trước Đệ Tam bể trầm tích Sông Hồng và mối liên quan đến quá trình thành tạo dầu khí

28. Thiết kế nút vỉa thủy lực tối ưu cho tầng Oligocene dưới nhằm tăng cường khai thác dầu bằng phương pháp tối đa lợi nhuận ròng



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

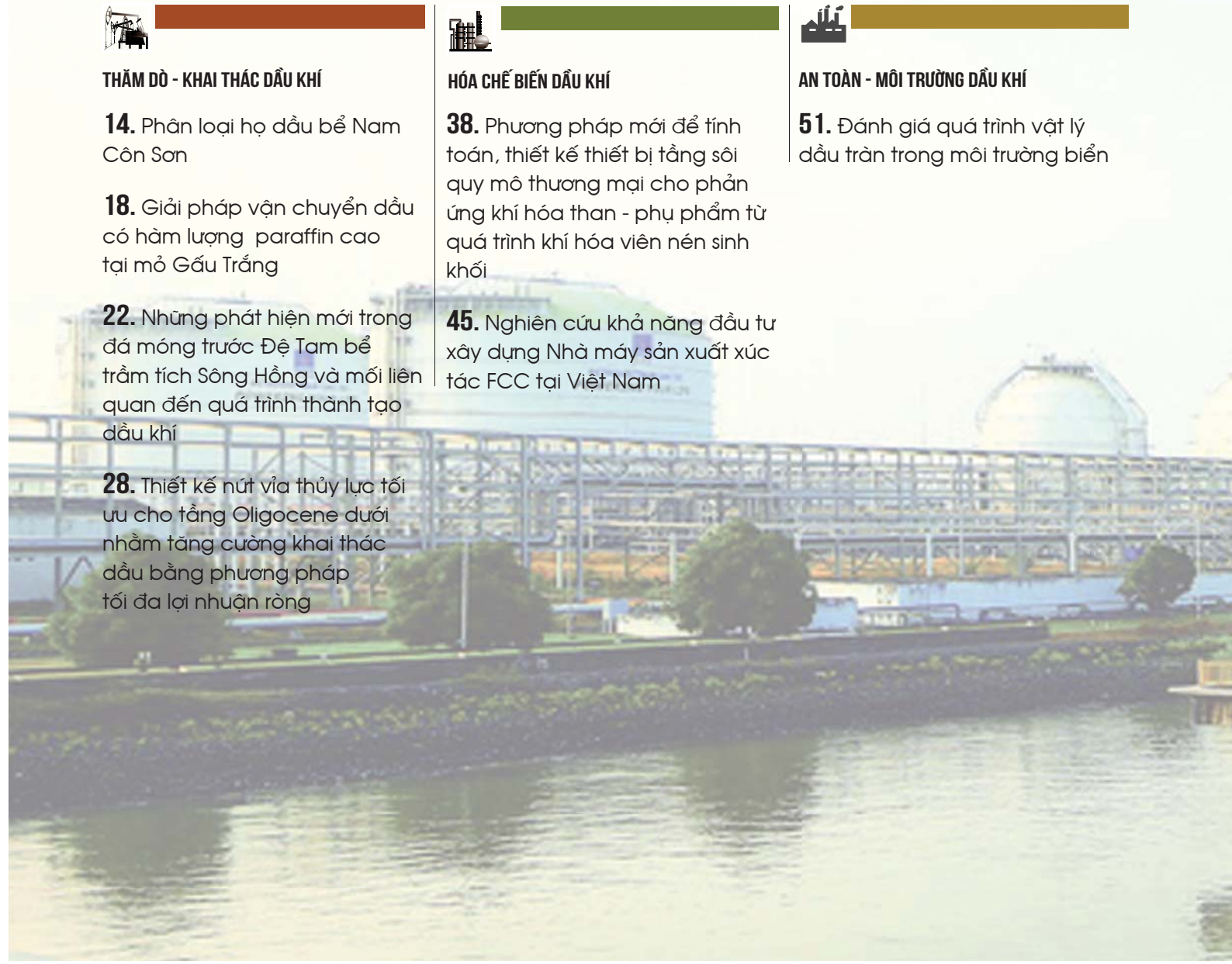
38. Phương pháp mới để tính toán, thiết kế thiết bị tầng sôi quy mô thương mại cho phản ứng khí hóa than - phụ phẩm từ quá trình khí hóa viên nén sinh khối

45. Nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

51. Đánh giá quá trình vật lý dầu tràn trong môi trường biển



THAM DO - KHAI THÁC DẦU KHÍ	
PHÂN LOẠI HỘ ĐẦU BỂ NAM CÔN SƠN	
RS. Phan Văn Thủy*, TS. Nguyễn Thị Thanh Vũ* KS. Nguyễn Thị Thanh*, TS. Nguyễn Thị Diêu* Viện Dầu Khí Việt Nam Tạp Dầu Khí Việt Nam Email: thanh@vpi.vn	
Tóm tắt	
<i>Bài viết giới thiệu kết quả nghiên cứu hệ thống phân chia hộ đầu ở bể Nam Côn Sơn trên cơ sở dữ liệu của 46 mẫu dầu/condensate của 30 giếng khoan chính trong các Lô 04, 05, 06, 07, 11, 12. Dầu/condensate ở bể Nam Côn Sơn có thể được chia thành 3 họ hộ đầu D được sinh ra từ vật chất hữu cơ được chôn vùi ở vùng cửa sông - tam giác châu, họ đầu C được sinh ra từ vật chất hữu cơ được chôn vùi trong vùng đầm lầy và dầu hỗn hợp chứa dấu hiệu sinh vật tương tự họ hộ đầu trên.</i> <i>Từ khóa:</i> Hộ đầu, cửa sông - tam giác châu, đầm lầy, bể Nam Côn Sơn.	
1. Mở đầu	
Bể Nam Côn Sơn có diện tích gần 100.000km², là một bể trầm tích tích gần tuổi Đệ Tam thuộc thềm lục địa Việt Nam. Bể có cấu trúc địa chất phức tạp do ảnh hưởng của hoạt động đứt gãy đã tạo nên các khối nâng, sụt phân bố không theo quy luật. Dựa vào đặc điểm cấu trúc của móng có thể phân chia bể ra các đơn vị cấu trúc chính là đới phân dị phía Tây, đới phân dị chuyển tiếp và đới tương phía Đông [1, 3]. Hoạt động địa chất tại mỗi đơn vị cấu trúc với mức độ, quy mô cũng như cường độ khác nhau, khiến các thành tạo trầm tích ở mỗi đới cấu trúc có đặc trưng riêng về môi trường lắng đọng và thành phần vật liệu. Đặc trưng dễ mẹ ở các đới cấu trúc khác nhau cũng có sự khác nhau dẫn tới sự phong phú của sản phẩm (dầu/khí). Kết quả tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Nam Côn Sơn cho thấy sản phẩm ở đây khá phong phú về nguồn gốc và chủng loại (cả dầu, khí và condensate).	
2. Cơ sở phân loại hộ đầu bể Nam Côn Sơn	
Theo nghiên cứu [5], dầu trên thế giới được phân loại thành 5 họ chính là A, B, C, D, E. - Hộ đầu A được sinh ra từ nguồn vật chất hữu cơ là tảo biển và vi khuẩn, được lắng đọng trong môi trường biến carbonate, phosphorite hay evaporite. - Hộ đầu B có nguồn gốc vật chất hữu cơ từ tảo biển, trầm tích trong môi trường biến carbonate. - Hộ đầu C có nguồn gốc vật chất hữu cơ từ tảo đầm lầy, vi khuẩn và có cả sự hiện diện của thực vật bậc cao. Đặc trưng của họ đầu C là tỷ số Pristane/Phytane từ 1 - 3; có sự hiện diện khá phong phú của 4-methyl C₂₀ sterane; sự hiện diện của oleanane từ thấp đến trung bình (OI/G = 10 - 50%); C₂₉ sterane và C₃₀ sterane nổi trội so với C₂₈ sterane. - Hộ đầu D được sinh ra từ đá mẹ có nguồn vật liệu chính là cây hạt kín (Angiosperm) được lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu (fluvial/deltaic). Đặc trưng của họ đầu D là tỷ số Pristane/Phytane khá cao (> 4), có sự hiện diện khá cao của oleanane (OI/G > 50%), sự nổi trội của C₂₉ sterane (C₂₉ sterane > C₂₈ C₃₀ sterane). - Hộ đầu E được sinh ra từ vật chất hữu cơ thực vật bậc cao là loại hoa hạt trần (Gymnosperm) được lắng đọng trong môi trường lục địa, cửa sông - tam giác châu (terrestrial, paralic, paludal environment). Việc xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ và môi trường lắng đọng tiềm tàng của các mẫu dầu/condensate từ bể Nam Côn Sơn dựa vào tổ hợp dấu vết sinh vật nổi trội thông qua các thông số oleanane/C₂₉ hopane, T_{ar}/T_m, tricyclicane, sự phân bố của C₂₇-C₂₉ C₂₉ sterane, sự hiện diện của 4-Methyl C₂₉ sterane, biểu đồ tương quan giữa oleanane/C₂₉ hopane và T_{ar}/T_m cũng như sự hiện diện của các hợp chất có cấu trúc diamondoid trong dầu/condensate [6, 7]. Hợp chất C₂₉ des-methyl sterane trên phân bổ sterane (m/z 217) có nguồn gốc từ tảo biển (s). Kết quả phân tích các mẫu dầu/condensate từ bể Nam Côn Sơn cho thấy hợp chất C₂₉ des-methyl sterane hầu như không xuất hiện hoặc xuất hiện với hàm lượng rất thấp chứng tỏ vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc không phải từ biển (non-marine). Theo tiêu chí chính phân chia hộ đầu của N.S Goodwin, tại bể Nam Côn Sơn có sự hiện diện của dầu họ D và C. Ngoài ra, qua phân tích dấu hiệu sinh vật các mẫu dầu ở bể Nam Côn Sơn, nhóm tác giả nhận thấy có các mẫu dầu (tạm gọi là dầu hỗn hợp) mang dấu vết sinh vật tương tự	

14



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

61. Tác động của sự biến động giá dầu thô đến hoạt động sản xuất kinh doanh của các doanh nghiệp dầu khí và các biện pháp ứng phó với giá dầu sụt giảm

FOCUS

Load-out of Tam Dao 05 jackup rig	4
Capacity confirmed for operation and management of overseas oil and gas projects	6
Nam Con Son 2 gas pipeline project-Phase 1 put into operation	8
Efficiency of repair and maintenance of petroleum processing plants to be enhanced	10
Improving the efficiency of management of Petrovietnam's investments	12

SCIENTIFIC RESEARCH

Oil family classification of oils/condensates from Nam Con Son basin	14
Solutions for transporting high-paraffin oil from Gau Trang field	18
New findings from pre-Cenozoic basement rock in Song Hong basin and their relation to petroleum formation	22
Optimisation of hydraulic fracturing design to improve oil production from Oligocene reservoirs by maximising net present value	28
A new approach to design a commercial-scale bubbling fluidised-bed gasifier to gasify char derived from a gasification plant	38
Study on the feasibility of investing in an FCC manufacturing plant in Vietnam	45
Evaluation of oil spill physical processes in the marine environment	51
Impact of oil price volatility on production and business of oil and gas companies and measures to cope with falling oil price	61

NEWS

45 th meeting of Vietsovpetro Joint Venture Council	68
Uninterrupted and stable operation of ThTC-2 production platform	68
Inauguration of the UFC-85 Production Unit	69
VPI signs co-operation agreement with Petroleum and Gas University of Ploiesti	72
DMC produces 38,820 tons of chemical products in 2015	72
Iran, France to jointly build the Middle East's first FLNG unit	74
Launch of initiative to promote geothermal energy	74
Poland imports gas from the Middle East to ease dependence on Russia	75
Israel approves deal for development of offshore gas fields in the Mediterranean	75

HẠ THỦY GIÀN KHOAN TỰ NÂNG TAM ĐẢO 05

Tại Lễ hạ thủy giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 ngày 13/12/2015, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tiếp tục thiết kế, chế tạo và đưa vào sử dụng giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05, phục vụ công tác thăm dò, khai thác dầu khí, phát triển kinh tế biển. Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đề nghị Tập đoàn tiếp tục hợp tác với các đối tác nước ngoài, nhận chuyển giao kinh nghiệm, công nghệ, nâng dần tỷ lệ nội địa hóa trong một số loại hình dịch vụ đòi hỏi kỹ thuật và công nghệ cao theo đúng định hướng chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam.



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải phát biểu tại Lễ hạ thủy giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Ảnh: PVS

Ngày 13/12/2015, tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hạ thủy giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Dự án có tổng mức đầu tư 230 triệu USD, do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm chủ đầu tư, Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) làm tổng thầu. Giàn được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Friede and Goldman (Mỹ) có trọng lượng 18.000 tấn, có thể hoạt động ở độ sâu nước biển 120m, khả năng khoan tới mỏ dầu khí độ sâu 9.000m, có thể hoạt động an toàn trong điều kiện bão trên cấp 12.

Sau hơn 24 tháng thi công, ngày 5/12/2015, giàn khoan Tam Đảo 05 được vận chuyển lên sà lan bằng hệ thống xích kéo thủy lực, sau đó được hạ thủy tại khu vực nước sâu, cách bãi chế tạo khoảng 15km. Đến 16 giờ ngày 9/12/2015, giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 được kéo về cảng PV Shipyard.

Thông qua dự án Tam Đảo 05, PV Shipyard đã nâng cao khả năng thiết kế, thi công chế tạo, quản lý dự án, tăng tỷ lệ nội địa hóa, góp phần

tiết kiệm chi phí. Nếu trước đây phải nhập khẩu bộ phận hộp số của hệ thống nâng hạ giàn khoan, thì đến nay PV Shipyard có thể mua cấu kiện, vật tư rời về tự chế tạo, lắp ráp, căn chỉnh tại bãi chế tạo. Đây là bộ phận đặc biệt quan trọng của giàn khoan tự nâng, với độ dung sai cho phép chỉ 0,053mm.

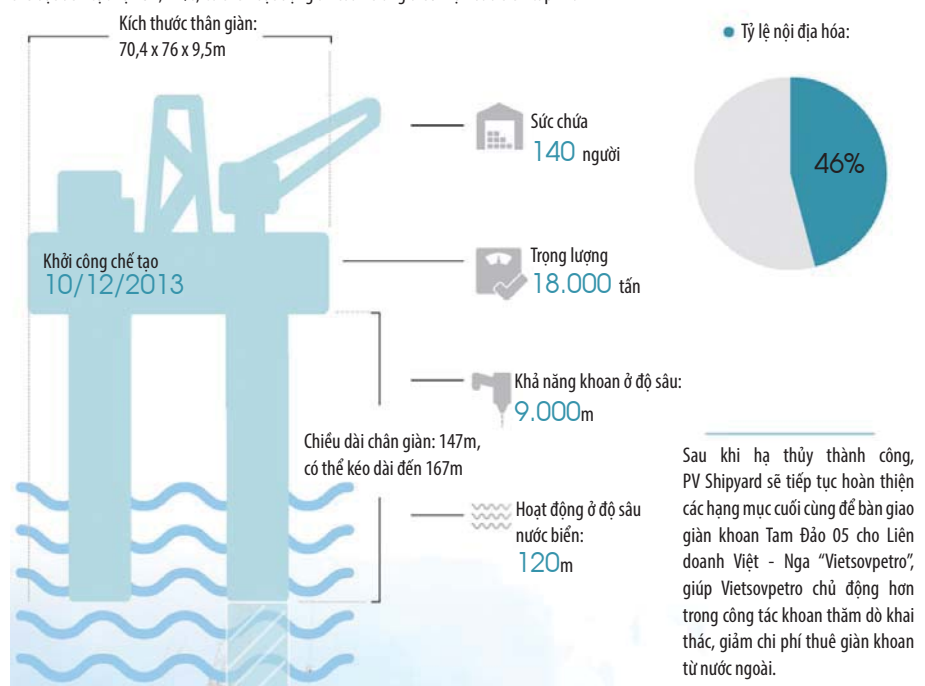
Theo Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa, để đảm bảo phát triển bền vững, Chính phủ Việt Nam đã giao cho Vietsovpetro các lô mới để tiến hành thăm dò, khai thác nhằm mở rộng hoạt động ra khu vực nước sâu xa bờ thuộc thềm lục địa và các vùng đặc quyền kinh tế Việt Nam. Giàn khoan Tam Đảo 05 là một trong những dự án quan trọng giúp Vietsovpetro thực hiện nhiệm vụ này và cũng là giàn khoan có tính năng kỹ thuật vượt trội so với 4 giàn khoan tự nâng mà Vietsovpetro đang sở hữu. Vietsovpetro đề nghị PV Shipyard tập trung cao độ các nguồn lực để thực hiện dự án bảo đảm chất lượng, an toàn và đúng tiến độ. Vietsovpetro sẽ tiếp tục giám sát kỹ thuật, hỗ trợ PV Shipyard thực hiện công tác lắp

đặt, tiến chạy thử và chạy thử thiết bị khoan. Việc bàn giao sớm trước kế hoạch sẽ giúp Vietsovpetro có thể đưa giàn khoan Tam Đảo 05 vào hoạt động trước mùa biển động (từ tháng 10/2016).

Phát biểu tại Lễ hạ thủy, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tiếp tục thiết kế, chế tạo và đưa vào sử dụng giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05, phục vụ công tác thăm dò, khai thác dầu khí, phát triển kinh tế biển. Việc chế tạo thành công giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03 và 05 đánh dấu bước trưởng thành vượt bậc của lĩnh vực cơ khí chế tạo giàn khoan nói riêng và ngành cơ khí Việt Nam nói chung. Sự kiện này đã đưa Việt Nam góp mặt bên cạnh các quốc gia phát triển khác (như Mỹ, Trung Quốc, Hàn Quốc, Singapore...) trên bản đồ chế tạo giàn khoan của thế giới.

Với tỷ lệ nội địa hóa đạt gần 50%, dự án giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 đã tạo cơ sở để xây dựng hệ thống các ngành công nghiệp phụ trợ cho công nghiệp cơ khí biển, đóng tàu -

Giàn khoan Tam Đảo 05 được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Friede and Goldman (Mỹ). Giàn có khả năng chịu được điều kiện khắc nghiệt của môi trường như: sóng cao 20,7m, sức gió 36m/s và có thể đạt đến cực hạn 51,4m/s, có thể hoạt động an toàn trong điều kiện bão trên cấp 12.



Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Ảnh: PVS

một trong những yếu tố then chốt để thực hiện thành công chiến lược phát triển kinh tế biển. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải cho rằng, để có thể phát triển ngành cơ khí chế tạo, đội ngũ lao động Việt Nam cần phát huy hơn nữa năng lực sáng tạo, năng lực thiết kế, quản lý dự án, tạo ra được những sản phẩm

chất lượng theo tiêu chuẩn quốc tế, đủ để cạnh tranh trên cả thị trường trong và ngoài nước. Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục tăng cường đầu tư, nâng cao tiềm lực, khả năng cạnh tranh, chiếm lĩnh thị phần chủ đạo của thị trường trong nước đối với các dịch vụ có khả năng hỗ

trợ hiệu quả cho công tác thăm dò, khai thác dầu khí. Đồng thời, Tập đoàn hợp tác với các đối tác nước ngoài, nhận chuyển giao kinh nghiệm, công nghệ, nâng dần tỷ lệ nội địa hóa trong một số loại hình dịch vụ đòi hỏi kỹ thuật và công nghệ cao theo đúng định hướng chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam.

Theo Quyền Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh: Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 là dự án có khối lượng chế tạo cơ khí chính xác lớn, đòi hỏi trình độ kỹ thuật và công nghệ cao đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận đưa vào danh sách "Sản phẩm cơ khí trọng điểm" nhằm mục tiêu phát triển ngành cơ khí Việt Nam lâu dài và mang tính chiến lược. Việc thực hiện thành công dự án đóng mới giàn khoan tự nâng 120m nước Tam Đảo 05 giúp Tập đoàn chủ động trong việc thực hiện các chương trình khoan tìm kiếm, thăm dò và khai thác, đồng thời giảm tỷ trọng nhập khẩu, tạo cơ hội phát triển ngành nghề, tiến tới cạnh tranh và xuất khẩu ra thị trường khu vực và thế giới.

Trong thời gian qua, PV Shipyard đã thực hiện hơn 20 dự án sửa chữa và hoán cải các giàn khoan tự nâng và đang triển khai Dự án khoa học và công nghệ thuộc Đề án khung phát triển sản phẩm Quốc gia giàn khoan dầu khí di động, hỗ trợ về mặt khoa học và công nghệ có hiệu quả cho Dự án đóng mới giàn Tam Đảo 05.

Hồng Minh

KHẲNG ĐỊNH NĂNG LỰC ĐIỀU HÀNH VÀ QUẢN LÝ DỰ ÁN DẦU KHÍ TẠI NƯỚC NGOÀI

Tại Lễ mừng dòng dầu đầu tiên từ mỏ Bir Seba (Lô 433a & 416b, Algeria) ngày 11/12/2015, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng nhấn mạnh việc đưa vào vận hành hệ thống khai thác mỏ Bir Seba đã giúp nâng cao sản lượng khai thác dầu khí của Việt Nam tại nước ngoài, mang lại nguồn ngoại tệ lớn cho đất nước. Bộ trưởng Bộ Công Thương tin tưởng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ tiếp tục phát triển, đổi mới, đột phá vượt qua khó khăn do giá dầu suy giảm sâu, điều hành và quản lý các dự án, đảm bảo khai thác các mỏ dầu khí an toàn, hiệu quả.



Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng phát biểu tại Lễ mừng dòng dầu đầu tiên từ mỏ Bir Seba. Ảnh: PVEP

Sản lượng khai thác ổn định ở mức 20.000 thùng dầu/ngày đêm

Dự án thăm dò khai thác dầu khí Lô 433a & 416b - Algeria được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho PVEP triển khai từ việc tham gia đấu thầu quốc tế, trực tiếp điều hành trong giai đoạn thăm dò thăm lường (2003 - 2008). Để điều hành trong giai đoạn phát triển mỏ và vận hành khai thác, PVEP (40%) đã liên doanh với các đối tác PTTEP Algeria Ltd. (35%), Sonatrach (25%) để thành lập Công ty Liên doanh Điều hành chung Groupement Bir Seba (GBRS) theo quy định của Hợp đồng chia sản phẩm (PSC). Dự án có trữ lượng ước tính trên 1 tỷ thùng dầu, với 2 phát hiện dầu khí thương mại là mỏ Bir Seba và MOM.

Trước đó, Hệ thống xử lý trung tâm (CPF) Dự án phát triển khai thác mỏ Bir Seba đã tiếp nhận dòng dầu đầu tiên vào 10 giờ 45 phút ngày 12/8/2015. Sản lượng khai thác trung bình của mỏ đang ổn định ở mức

20.000 thùng dầu/ngày đêm. Sản lượng khai thác của dự án đã đạt mốc 1 triệu thùng dầu thương mại vào ngày 4/11/2015. Theo kế hoạch, PVEP xuất bán chuyển dầu đầu tiên trong tháng 12/2015 với khối lượng 230.000 thùng.

Theo TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), các bên tham gia dự án đã hoàn thành khối lượng công việc khổng lồ, với các giải pháp kỹ thuật tối ưu đã tiết kiệm hàng trăm triệu USD; đặc biệt đã có ý tưởng mới, tư duy mới về lựa chọn giếng khoan BSR-20, BSR-23 ở khu vực Tây Bắc mỏ Bir Seba. Kết quả đã gia tăng trữ lượng tại chỗ của mỏ lên 53% so với Kế hoạch Phát triển mỏ được phê duyệt (FDR), mở ra triển vọng rất khả quan cho việc đảm bảo vượt sản lượng khai thác dầu so với kế hoạch đề ra. TS. Ngô Hữu Hải cho rằng, dấu mốc này sẽ là tiền đề thuận lợi cho hành trình phía trước khi dự án đang bước vào phát triển giai đoạn 2 với mục tiêu nâng sản lượng khai thác

lên 40.000 thùng/ngày đêm vào cuối năm 2019.

Với doanh thu ước đạt trên 1 tỷ USD, Lô 433a & 416b được đánh giá là dự án đầu tư ra nước ngoài thành công nhất của PVEP từ trước đến nay, góp phần đáng kể gia tăng trữ lượng dầu khí của PVEP nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung. Vượt qua điều kiện thời tiết khắc nghiệt của sa mạc Sahara, việc đưa vào khai thác thương mại thành công mỏ Bir Seba, Algeria đã thể hiện bản lĩnh, trí tuệ của những người đi tìm lửa; đồng thời sẽ là động lực để PVEP vượt qua khó khăn trong giai đoạn giá dầu suy giảm sâu.

Khẳng định năng lực trong quản lý, điều hành dự án dầu khí tại nước ngoài

Phát biểu tại Lễ mừng dòng dầu đầu tiên từ mỏ Bir Seba, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng nhấn mạnh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt được nhiều thành tựu to lớn, giữ vững vị trí trụ cột của



Trường Ban Kinh tế Trung ương Vương Đình Huệ, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng và đại diện các bên tham gia dự án thực hiện nghi thức đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Bir Seba. Ảnh: PVEP

đất nước với nhiều dự án đã, đang và sẽ được triển khai không chỉ ở trong nước mà còn ở nước ngoài. Trong đó, Dự án Lô 433a & 416b - Algeria là dự án có tính chất mở đường. Sau 12 năm triển khai, dự án đã cho dòng dầu thương mại và đạt mốc trên 1 triệu thùng dầu thô sau hơn 3 tháng đưa hệ thống khai thác vào vận hành. Thành công này đã khẳng định năng lực của đội ngũ cán bộ PVEP nói riêng và của Ngành Dầu khí Việt Nam nói chung trong quản lý, điều hành dự án dầu khí tại nước ngoài cũng như tính tiên phong hội nhập quốc tế.

Bộ trưởng Bộ Công Thương cho rằng, việc đưa vào vận hành hệ thống khai thác mỏ Bir Seba đã giúp nâng cao sản lượng khai thác tại nước ngoài, cũng như tổng sản lượng khai thác dầu khí của Việt Nam, mang lại nguồn ngoại tệ lớn cho đất nước. Trong điều kiện đất nước còn nhiều khó khăn, những thùng dầu, những tấn dầu đầu tiên được khai thác từ mỏ Bir Seba cũng như các dự án dầu khí khác tại nước ngoài có ý nghĩa hết sức quan trọng về kinh tế, đối

ngoại, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Bộ trưởng Bộ Công Thương đánh giá cao sự quan tâm, tạo điều kiện của Chính phủ Algeria đối với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam/PVEP trong suốt quá trình triển khai Dự án. Thành công của Dự án là biểu tượng hợp tác thành công giữa hai nước; là thành quả của sự hợp tác kiên trì lâu dài giữa các doanh nghiệp Việt Nam và Algeria và sẽ là một đóng góp thiết thực vào việc tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và hợp tác tốt đẹp giữa hai nước; tạo động lực để hai bên mở rộng hợp tác trong các lĩnh vực khác. Đồng thời, Bộ trưởng Bộ Công Thương tin tưởng Dự án sẽ mang lại những kết quả và lợi ích tốt đẹp, lâu dài cho các bên tham gia.

Bộ trưởng Bộ Công Thương hy vọng và tin tưởng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói chung và PVEP nói riêng sẽ tiếp tục phát triển, đổi mới, đột phá vượt qua khó khăn do giá dầu suy giảm sâu, điều hành và quản lý các dự án, đảm bảo khai

thác các mỏ dầu khí an toàn, hiệu quả. Bên cạnh đó, tiếp tục mở rộng các hoạt động tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng để đảm bảo phát triển lâu dài, bền vững và đạt được những thành công mới, đóng góp nhiều hơn nữa cho sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Quyền Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết, đầu tư vào lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài là chủ trương lớn của Đảng và Nhà nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Tập đoàn đã và đang tích cực triển khai công tác đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ra nước ngoài, trong đó Bir Seba là một dự án điển hình. Bằng sự nỗ lực của tập thể cán bộ công nhân viên PVEP và các bên tham gia dự án, công tác triển khai dự án từ khâu thăm dò, thăm lượng, phát triển khai thác với khối lượng công việc rất lớn trong điều kiện địa hình sa mạc khắc nghiệt đã được thực hiện an toàn, hiệu quả nhờ các giải pháp sáng tạo trong quản lý, điều hành.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ xây dựng các chương trình, giải pháp cụ thể để vượt qua các khó khăn, thách thức, thực hiện các mục tiêu nhiệm vụ Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 đã được Bộ Chính trị phê duyệt và hoàn thành kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2015 - năm cuối cùng của Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, tạo tiền đề để thực hiện thắng lợi Nghị quyết Đại hội XII của Đảng và Kế hoạch 2016 - 2020 với tinh thần đoàn kết, chung sức chung lòng, năng động sáng tạo, nắm bắt thời cơ, vượt qua thách thức để đạt được thành tích cao nhất.

Việt Hà

Sau gần 2 năm triển khai, Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 do Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" là tổng thầu EPC, đã được đưa vào khai thác. Công trình này cùng với đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố đã vận chuyển, thu gom dòng khí thương mại đầu tiên từ mỏ Đại Hùng về bờ, góp phần khai thác hiệu quả tài nguyên khí thiên nhiên, bảo vệ môi trường và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.



ĐƯA VÀO VẬN HÀNH

ĐỰ ÁN ĐƯỜNG ỐNG DẪN KHÍ NAM CÔN SƠN 2 - GIAI ĐOẠN 1

Đưa dòng khí thương mại đầu tiên từ mỏ Đại Hùng về bờ

Vào 11 giờ 30 phút ngày 14/12/2015, Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 đã hoàn thành chạy thử liên động có tải phương án by-pass trong 72 giờ. Dòng khí thương mại đầu tiên từ mỏ Đại Hùng được chính thức đưa vào bờ thông qua đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 và Bạch Hổ - Dinh Cố.

Theo ông Dương Mạnh Sơn - Tổng giám đốc PV GAS, Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 thuộc danh mục các dự án khí đầu tư trong "Quy hoạch tổng thể phát triển

ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025" (Quyết định số 549/QĐ-TTg ngày 30/3/2011 của Thủ tướng Chính phủ). Dự án góp phần phát triển đồng bộ cơ sở hạ tầng ngành công nghiệp khí Việt Nam, thu gom khí từ các mỏ ngoài khơi thuộc bể Nam Côn Sơn và bể Cửu Long trên thềm lục địa Việt Nam vận chuyển về bờ đến nhà máy xử lý, chế biến khí và đưa đến các hộ tiêu thụ (nhà máy điện, đạm và các hộ tiêu thụ công nghiệp...). Theo thiết kế, hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 vận chuyển 2 pha có công suất 18,4 triệu m³ khí và 1.320 tấn condensate/ngày đêm (tương đương 7 tỷ m³ khí

khô/năm). Hệ thống này gồm 325km xuất phát từ mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đi qua mỏ Thiên Ứng - Măng Cầu, Bạch Hổ và tiếp bờ tại Long Hải; khoảng 39km trên bờ từ Long Hải đến Phú Mỹ và Nhà máy xử lý khí Dinh Cố với công suất chế biến 10 triệu m³ khí/ngày.

Năm 2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và PV GAS đã phân kỳ đầu tư Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 thành 2 giai đoạn. Trong giai đoạn 1, đầu tư xây dựng đường ống dẫn khí có chiều dài khoảng 151km từ giàn Thiên Ứng đến khu vực giàn BK4A, được thực hiện đồng thời với 3 dự án thành phần: Dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng do Công ty Điều



Tàu Sapurakencana 1200 đang thực hiện công tác rải ống cho Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1. Ảnh: PV GAS

hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) làm chủ đầu tư; Dự án phát triển mỏ Thiên Ưng và Dự án đầu tư bổ sung/nâng cấp cơ sở hạ tầng tại khu vực mỏ Bạch Hổ do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm chủ đầu tư. Khi chuỗi dự án hoàn thành, khí từ mỏ Đại Hùng và Thiên Ưng được vận chuyển về bờ thông qua đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố và tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng hiện hữu.

Năm 2015, Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 đã hoàn thành theo phương án đưa trực tiếp khí từ mỏ Đại Hùng vào đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 (không qua xử lý trên giàn



Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 đang được rải xuống biển. Ảnh: PV GAS

Thiên Ưng) để vận chuyển, thu gom khí mỏ Đại Hùng về bờ nhằm khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên khí, góp phần bảo vệ môi trường và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Dự án có tỷ lệ nội địa hóa cao

Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 và các dự án thành phần là chuỗi dự án có giao diện/kết nối về công nghệ, kỹ thuật, thiết kế, thi công; địa điểm thi công xa bờ, không gian thi công hạn chế, nhiều hạng mục thi công/lắp đặt/kết nối ngầm dưới biển tại mực nước sâu đến 125m có nhiều rủi ro, tốn kém và rất khó khăn khi chưa có khối thượng tầng giàn Thiên Ưng. Bể Nam Côn Sơn có điều kiện địa chất phức tạp, thời tiết khắc nghiệt... ảnh hưởng đến công tác xây dựng lắp đặt và chạy thử hệ thống đường ống dẫn khí. Các đơn vị phải thi công đấu nối - tiến chạy thử và chạy thử trong điều kiện thời tiết có sóng to, gió lớn và biển động mạnh từ tháng 10/2015. Địa hình tuyến đường ống đi qua có nhiều đoạn địa chất phức tạp (sóng cát) dẫn đến phải xử lý sửa chữa 178 nhịp treo (free span) so với

dự kiến chỉ 69 nhịp treo như thiết kế ban đầu. Dự án có yêu cầu kỹ thuật cao, đường ống được thiết kế để vận chuyển 2 pha (lỏng và khí) theo nguyên lý đường kính trong không đổi (ID constant) để bảo đảm thuận lợi và an toàn trong quá trình phóng thoi (pig).

Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT PV GAS Lê Như Linh cho biết, việc triển khai Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 đúng tiến độ, chất lượng và bảo đảm an toàn là áp lực rất lớn. Với sự chỉ đạo quyết liệt của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, sự phối hợp chặt chẽ của các đơn vị, đặc biệt từ kinh nghiệm trong công tác quản lý, xây dựng và triển khai vận hành các dự án đường ống dẫn khí trước đây, PV GAS đã triển khai thành công giai đoạn 1 của chuỗi dự án này.

Đặc biệt, Dự án có tỷ lệ nội địa hóa cao từ khâu thiết kế, cung cấp vật tư thiết bị, chế tạo trên bờ và thi công rải ống biển; khẳng định năng lực của Vietsovpetro, PV GAS và các đơn vị liên quan trong quá trình triển khai hiệu quả các dự án trọng điểm.

Hoàng Hương



NÂNG CAO HIỆU QUẢ CÔNG TÁC BẢO DƯỠNG, SỬA CHỮA CÁC NHÀ MÁY CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

Công tác bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy chế biến dầu khí đã được các đơn vị chủ động xây dựng và triển khai thực hiện, song chưa được kết nối để khai thác hiệu quả các nguồn lực, tỷ trọng thuê ngoài cao, chi phí lớn... Trên cơ sở đó, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Công nghệ - Công trình Dầu khí tại Kỳ họp lần thứ IV nhiệm kỳ 2014 - 2016 đã tập trung thảo luận, đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng Chiến lược chung cho công tác sửa chữa, bảo dưỡng; rà soát cụ thể các nguồn lực đã được đầu tư, từ đó đánh giá khách quan thực trạng và đề xuất tổ chức mô hình quản lý công tác sửa chữa, bảo dưỡng hợp lý trên cơ sở đảm bảo 3 mục tiêu: tính kịp thời, độ tin cậy cho thiết bị và chi phí hợp lý.



Xây dựng Chiến lược chung cho công tác sửa chữa, bảo dưỡng

Tại Kỳ họp lần IV, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Công nghệ - Công trình Dầu khí đã tập trung thảo luận các nội dung: Công tác triển khai, ứng dụng ERP tại Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam; Định hướng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và kinh nghiệm trên thế giới trong công tác vận hành và bảo

dưỡng các nhà máy chế biến dầu khí; Quản lý thông tin kỹ thuật trong vòng đời công trình/nhà máy - kinh nghiệm triển khai tại Petronas; Dự thảo chương trình nghiên cứu khoa học giai đoạn 2016 - 2020 trong lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí và công nghệ - công trình dầu khí. Trong phiên họp chuyên đề, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí tập trung thảo luận các nội dung: Nâng cao hiệu

quả công tác bảo trì bảo dưỡng Nhà máy Đạm Phú Mỹ; Kinh nghiệm trong việc chuẩn hóa và áp dụng hệ thống RBI trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; Chia sẻ vật tư phục vụ bảo dưỡng sửa chữa giữa các đơn vị trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Theo Ban Chế biến Dầu khí, công tác bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực chế biến dầu khí của



TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp lần thứ IV Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Công nghệ - Công trình Dầu khí. Ảnh: Ngọc Linh

Petrovietnam đang ở cấp độ bảo dưỡng phòng ngừa (PM), bảo dưỡng theo tình trạng thiết bị (CMB); đang tiếp cận mức độ bảo dưỡng chẩn đoán (PdM) và chuẩn bị tiếp cận mức độ bảo dưỡng tập trung vào độ tin cậy (RCM). Các đơn vị dịch vụ (EIC, PMS) chủ yếu thực hiện bảo dưỡng cơ khí đơn giản, sửa chữa các thiết bị nhỏ, chưa thực hiện được các hạng mục liên quan điện - điện tử, tự động hóa phức tạp, tỷ trọng thuê ngoài cao, chi phí lớn. Một số đơn vị trong Ngành đã tăng cường sự liên kết, hợp tác trong các đợt sửa chữa bảo dưỡng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy xơ sợi Polyester Đình Vũ... song chưa khai thác hiệu quả nguồn lực và thế mạnh của từng đơn vị.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Công nghệ - Công trình Dầu khí cho rằng, công tác bảo dưỡng sửa chữa cho các nhà máy đang vận hành phải đảm bảo 3 mục tiêu: tính kịp thời, độ tin cậy cho thiết bị và chi phí hợp lý. Việc chia

sẽ các nguồn lực (trang thiết bị, hệ thống phần mềm, vật tư dự phòng, hệ thống nhà thầu thực hiện dịch vụ) giữa các đơn vị trong Ngành, đầu tư cơ sở vật chất phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa cần tiếp tục xây dựng và cập nhật cơ sở dữ liệu, mã hóa, hệ thống hóa vật tư/trang thiết bị để phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa; thiết lập kênh trao đổi, chẩn đoán tình trạng thiết bị trực tuyến (online). Các đơn vị cung cấp dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa cần xác định rõ phạm vi, khả năng và mức độ đáp ứng để tập trung đầu tư và triển khai thực hiện đảm bảo chất lượng, tiến độ. Tập đoàn cần phân cấp cụ thể các hạng mục bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên và định kỳ do đơn vị cơ sở triển khai; nghiên cứu, chế tạo một số trang thiết bị có thể nội địa hóa, sản xuất trong nước.

Trên cơ sở ý kiến chỉ đạo của TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các ý

kiến thảo luận tại kỳ họp, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng Chiến lược chung cho công tác sửa chữa, bảo dưỡng; rà soát cụ thể các nguồn lực đã được đầu tư, từ đó đánh giá khách quan thực trạng và đề xuất tổ chức mô hình quản lý công tác sửa chữa, bảo dưỡng hợp lý. Viện Dầu khí Việt Nam đẩy nhanh tiến độ thực hiện Đề án "Nghiên cứu triển khai mô hình quản lý tập trung bộ mã vật tư, phụ tùng thay thế tại Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam".

Đảm bảo hiệu quả, tính khả thi của các chương trình nghiên cứu khoa học

Cũng tại Kỳ họp lần thứ IV, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Công nghệ - Công trình Dầu khí đã xây dựng Chương trình nghiên cứu khoa học trong giai đoạn 2016 - 2020. Đối với lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí, Ban Khoa học Công nghệ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất 6 nhóm chương trình nghiên cứu gồm: Phát triển sản xuất thử nghiệm vật liệu, hóa phẩm; Nâng cao hiệu quả vận hành của các nhà máy chế biến dầu khí; Chế biến sâu khí; Chống ăn mòn; Chế biến dầu nặng và các nghiên cứu khác. Cụ thể, tập trung nghiên cứu phát triển, đa dạng hóa nguồn nguyên liệu/sản phẩm, tối ưu hóa quy trình công nghệ sản xuất nhiên liệu và hóa phẩm sinh học; các hệ hóa phẩm phục vụ cho công tác khoan tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí nhằm thay thế cho các hệ hóa phẩm nhập ngoại; các hệ hóa phẩm, phụ gia nano phục vụ cho công nghiệp chế biến dầu khí; nguyên liệu, các loại vật liệu và công nghệ tiên tiến có khả năng ứng dụng trong lĩnh vực chế biến dầu khí. Tối ưu hóa năng lượng và chi phí tiêu hao; lựa chọn/đa dạng hóa nguyên liệu, cơ cấu sản phẩm; lựa chọn/làm

chủ công nghệ, tối ưu hóa thông số vận hành; lựa chọn/sản xuất xúc tác, chất hấp phụ, phụ gia, hóa phẩm; xử lý, thu hồi, tái sử dụng xúc tác thải, chất thải. Nghiên cứu thu gom, xử lý và chế biến khí từ các mỏ nhỏ, cận biên, có hàm lượng CO₂ cao; tích hợp lọc dầu và hóa dầu từ khí; đa dạng hóa sản phẩm các nhà máy xử lý và chế biến khí, sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ methanol. Chống ăn mòn (xử lý và kiểm soát ăn mòn các công trình dầu khí; nghiên cứu/lựa chọn các phụ gia ức chế, chống ăn mòn sử dụng trong các nhà máy chế biến dầu khí và trong quá trình vận chuyển, tàng trữ dầu khí; đánh giá lựa chọn công nghệ, xúc tác cho chế biến dầu nặng; giải pháp và công nghệ nâng cao hiệu quả quá trình chế biến dầu nặng...

Trong lĩnh vực công nghệ công trình dầu khí, Ban Khoa học Công nghệ đề xuất các chương trình nghiên cứu: Xây dựng cơ sở dữ liệu chuyên ngành dầu khí; mô phỏng kết cấu, tương tác dòng - vật thể phục vụ thiết kế, kiểm định hệ thống đường ống vận chuyển dầu khí; thiết kế chế tạo giàn khoan tự nâng ở độ sâu lớn hơn, giàn khoan nửa nổi nửa chìm; xây dựng, nâng cấp, cải tiến, bổ sung các module/phần mềm tính toán, mô phỏng, dự báo chuyên ngành dầu khí; theo dõi, xử lý và kiểm soát ăn mòn; các vật liệu composite mới thay thế các vật liệu truyền thống nhằm giảm trọng lượng, giảm chi phí xây lắp, bảo trì, tăng tuổi thọ cho các công trình dầu khí biển...

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Công nghệ - Công trình Dầu khí cho rằng cần bám sát Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị, Chiến lược phát triển của Tập đoàn đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 để sắp xếp các nghiên cứu theo thứ tự ưu tiên, thời gian, đơn vị chủ trì/ thực hiện... để đảm bảo hiệu quả và tính khả thi. Đồng thời, cần đẩy mạnh các nghiên cứu về xây dựng thị trường gắn với sản phẩm chế biến dầu khí; xây dựng các bộ phận nghiên cứu phát triển mạnh tại đơn vị để chủ động triển khai nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ.

Việt Hà

NÂNG CAO HIỆU QUẢ QUẢN LÝ VỐN ĐẦU TƯ CỦA PETROVIETNAM

Tại Kỳ họp lần IV, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đã tập trung thảo luận các vấn đề: “Đầu tư vốn và nâng cao hiệu quả quản lý vốn đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”; “Quản lý rủi ro đối với các hoạt động dầu khí” do đại diện Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam trình bày.

Trên cơ sở đó, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đã đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả đầu tư vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo hướng cần thiết xây dựng chiến lược, cơ chế phân bổ vốn và quản lý danh mục đầu tư; xây dựng cơ chế quản lý phù hợp với loại danh mục đầu tư hỗn hợp; xây dựng các công cụ để hướng tới mức độ phát triển “có năng lực - có nhận thức/kiểm soát được” của mô hình quản lý vốn đầu tư... Đồng thời, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí phân tích các rủi ro chính trong hoạt động dầu khí, đánh giá thực trạng và đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả công tác quản trị rủi ro cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: Mô hình tổ chức quản trị rủi ro doanh nghiệp; quản trị rủi ro tài chính (quản lý rủi ro tỷ giá trong hoạt động sản xuất kinh doanh chính; nghiên cứu áp dụng công cụ phái sinh để phòng ngừa rủi ro biến động

giá nguyên liệu và giá bán sản phẩm trong lĩnh vực kinh doanh chính; nghiên cứu hệ thống chỉ tiêu cảnh báo rủi ro tài chính đối với các khoản đầu tư vốn của Công ty mẹ vào các doanh nghiệp khác; quản trị rủi ro đầu tư...

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Đinh Văn Sơn - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao kết quả nghiên cứu ban đầu do nhóm tác giả Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí triển khai. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị các đơn vị liên quan trên cơ sở chiến lược phát triển, chủ động xây dựng, quản lý và tối ưu hóa danh mục đầu tư, xây dựng quy trình, quy định quản lý vốn đầu tư, đồng thời thường xuyên rà soát, điều chỉnh cho phù hợp.

Năm 2015, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tập trung rà soát kế hoạch đầu tư, chỉ đạo các đơn vị phân loại và sắp xếp các dự án đầu tư theo thứ tự ưu tiên, đảm bảo hiệu quả vốn, đầu tư theo trọng điểm, không đầu tư các dự án không có khả năng thu xếp vốn, hiệu quả kinh tế - xã hội không cao. Tính riêng 9 tháng đầu năm 2015, Tập đoàn đã dừng/giãn, điều chỉnh tiến độ 60 dự án, giảm 12,4 nghìn tỷ đồng (10,4%) so với tổng giá trị kế hoạch đầu tư năm 2015.

Ngọc Linh

PHÂN LOẠI HỌ DẦU BỂ NAM CÔN SƠN

KS. Phan Văn Thắng¹, ThS. Nguyễn Thị Oanh Vũ¹KS. Nguyễn Thị Thanh¹, TS. Nguyễn Thị Dậu²¹Viện Dầu khí Việt Nam²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: thangpv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài viết giới thiệu kết quả nghiên cứu hệ thống phân chia họ dầu ở bể Nam Côn Sơn trên cơ sở dữ liệu của 46 mẫu dầu/condensate của 30 giếng khoan chính trong các Lô 04, 05, 06, 07, 11, 12. Dầu/condensate ở bể Nam Côn Sơn có thể được chia thành 3 họ: họ dầu D được sinh ra từ vật chất hữu cơ được chôn vùi ở vùng cửa sông - tam giác châu, họ dầu C được sinh ra từ vật chất hữu cơ được chôn vùi trong vùng đầm hồ và dầu hỗn hợp chứa dấu hiệu sinh vật tương tự hai họ dầu trên.

Từ khóa: Họ dầu, cửa sông - tam giác châu, đầm hồ, bể Nam Côn Sơn.

1. Mở đầu

Bể Nam Côn Sơn có diện tích gần 100.000km², là một bể trầm tích tách giãn tuổi Đệ Tam thuộc thềm lục địa Việt Nam. Bể có cấu trúc địa chất phức tạp do ảnh hưởng của hoạt động đứt gãy đã tạo nên các khối nâng, sụt phân bố không theo quy luật. Dựa vào đặc điểm cấu trúc của móng có thể phân chia bể ra các đơn vị cấu trúc chính là đới phân dị phía Tây, đới phân dị chuyển tiếp và đới trũng phía Đông [1, 3].

Hoạt động địa chất tại mỗi đơn vị cấu trúc với mức độ, quy mô cũng như cường độ khác nhau, khiến các thành tạo trầm tích ở mỗi đới cấu trúc có đặc trưng riêng về môi trường lắng đọng và thành phần vật liệu. Đặc trưng đá mẹ ở các đới cấu trúc khác nhau cũng có sự khác nhau dẫn tới sự phong phú của sản phẩm (dầu/khí). Kết quả tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Nam Côn Sơn cho thấy sản phẩm ở đây khá phong phú về nguồn gốc và chủng loại (có cả dầu, khí và condensate).

2. Cơ sở phân loại họ dầu bể Nam Côn Sơn

Theo nghiên cứu [5], dầu trên thế giới được phân loại thành 5 họ chính là A, B, C, D, E.

- Họ dầu A được sinh ra từ nguồn vật chất hữu cơ là tảo biển và vi khuẩn, được lắng đọng trong môi trường biển carbonate, phosphorite hay evaporite.
- Họ dầu B có nguồn gốc vật chất hữu cơ tảo biển, trầm tích trong môi trường biển clastic.
- Họ dầu C có nguồn gốc vật chất hữu cơ từ tảo đầm hồ, vi khuẩn và có cả sự hiện diện của thực vật bậc cao. Đặc trưng của họ dầu C là tỷ số Pristane/Phytane từ 1 - 3; có sự hiện diện khá phong phú của 4-methyl C₃₀ sterane; sự hiện

diện của oleanane từ thấp đến trung bình (O1/G = 10 - 50%); C₂₉ sterane và C₂₇ sterane nổi trội so với C₂₈ sterane...

- Họ dầu D được sinh ra từ đá mẹ có nguồn vật liệu chính là cây hạt kín (Angiosperm) được lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu (fluvial deltaic). Đặc trưng của họ dầu D là tỷ số Pristane/Phytane khá cao (> 4), có sự hiện diện khá cao của oleanane (O1/G > 50%), sự nổi trội của C₂₉ sterane (C₂₉ sterane > C₂₈, C₂₇ sterane).

- Họ dầu E được sinh ra từ vật chất hữu cơ thực vật bậc cao là loại hoa hạt trần (Gynosperm) được lắng đọng trong môi trường lục địa, cửa sông - tam giác châu (deltaic, paralic, paludal environment).

Việc xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ và môi trường lắng đọng trầm tích của các mẫu dầu/condensate bể Nam Côn Sơn dựa vào tổ hợp dấu vết sinh vật nổi trội thông qua các thông số oleanane/C₃₀-hopane, Ts/Tm, bicadinane, sự phân bố của C₂₇-C₂₈-C₂₉ sterane, sự hiện diện của 4-Methyl C₃₀ sterane; biểu đồ tương quan giữa oleanane/C₃₀-hopane và Ts/Tm cũng như sự hiện diện của các hợp chất có cấu trúc diamondoid trong dầu/condensate [6, 7].

Hợp chất C₃₀ des-methyl sterane trên phân bố sterane (m/z 217) có nguồn gốc từ tảo biển [6]. Kết quả phân tích các mẫu dầu/condensate bể Nam Côn Sơn cho thấy hợp chất C₃₀ des-methyl sterane hầu như không xuất hiện hoặc xuất hiện với hàm lượng rất thấp chứng tỏ vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc không phải từ biển (non-marine). Theo tiêu chí chính phân chia họ dầu của N.S Goodwin, tại bể Nam Côn Sơn có sự hiện diện của dầu họ D và C. Ngoài ra, qua phân tích dấu hiệu sinh vật các mẫu dầu ở bể Nam Côn Sơn, nhóm tác giả nhận thấy có các mẫu dầu (tạm gọi là dầu hỗn hợp) mang dấu vết sinh vật tương tự

dầu có nguồn gốc từ môi trường đầm hồ và môi trường cửa sông - tam giác châu [7].

3. Phân bố các họ dầu ở bể Nam Côn Sơn

3.1. Các họ dầu trong tầng Miocene

Mẫu dầu/condensate tầng Miocene bể Nam Côn Sơn có tỷ trọng từ 28,39 - 50,12°API và hàm lượng lưu huỳnh thấp hơn 0,5%. Đây là đặc trưng của dầu có nguồn gốc không phải từ biển. Có thể phân chia dầu ở tầng Miocene thành các họ chính như sau:

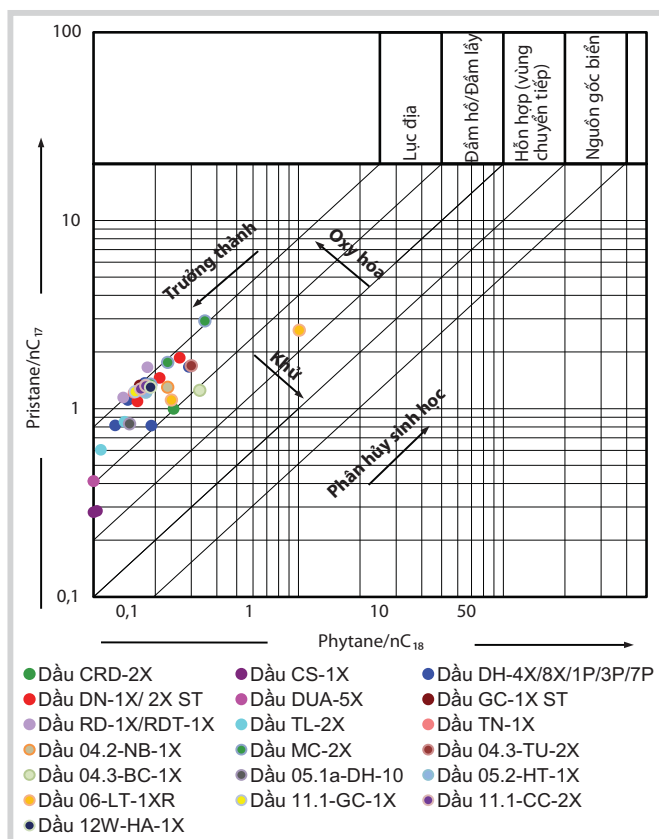
3.1.1. Họ dầu D - đặc trưng cho môi trường cửa sông - tam giác châu

Các mẫu dầu/condensate trong tầng Miocene chủ yếu phân bố trong khu vực biểu thị vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc lục địa [2, 4] (Hình 1). Tỷ số Pristane/Phytane của các mẫu dầu có giá trị từ 4,55 - 10,55 cho thấy đặc trưng của môi trường không phải từ biển và tính oxy hóa của môi trường từ trung bình đến cao.

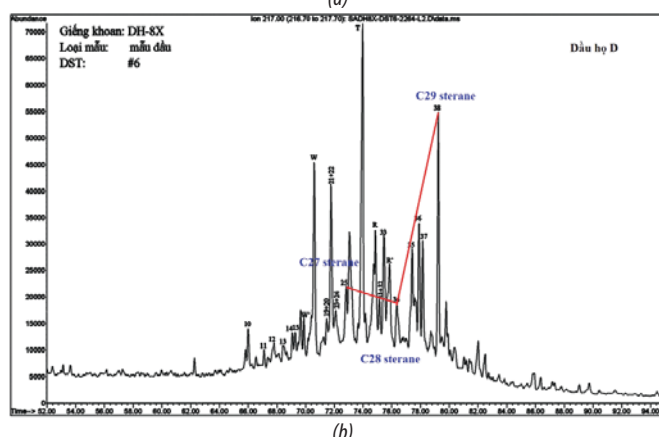
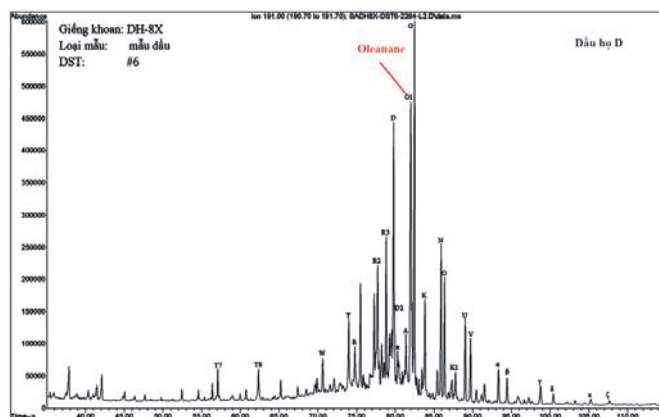
Phân bố triterpane (m/z 191) cho thấy hợp chất C_{29} hopane các mẫu dầu đều thấp hơn C_{30} hopane (Hình 2a) chứng tỏ dầu có nguồn gốc từ đá mẹ lục nguyên. Sự phân bố của các hợp chất dải hopanes mở rộng (C_{31} - C_{35}) trên phân mảnh m/z 191 có xu hướng giảm dần từ C_{31} hopanes đến C_{35} chứng minh điều kiện môi trường chôn vùi vật chất hữu cơ có tính oxy hóa từ trung bình đến cao. Sự hiện diện khá phong phú của hợp chất oleanane được cho là có nguồn gốc từ thực vật bậc cao là các cây hạt kín và thường liên quan tới môi trường cửa sông - tam giác châu. Ngoài ra, sự hiện diện phong phú của các cấu tử bicadinane (W, T, R) hay sự có mặt của hợp chất C_{30} resine (peak R1, R2, R3) và sự chiếm ưu thế tương đối của hợp chất C_{29} sterane trong các mẫu dầu (Hình 2b) cũng cho thấy thực vật bậc cao là nguồn vật liệu chính đóng góp cho đá mẹ sinh dầu.

3.1.2. Họ dầu C - đặc trưng cho môi trường đầm hồ

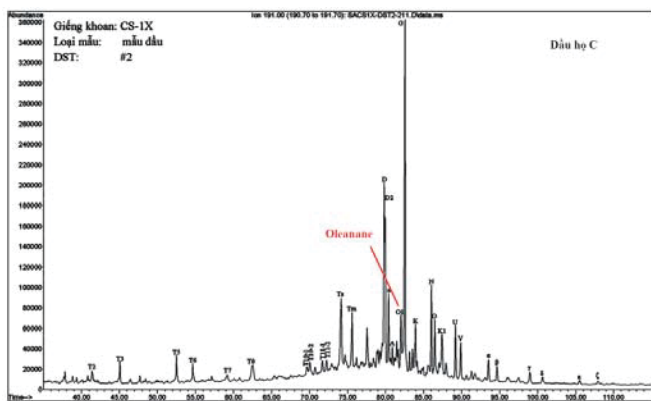
Phân tích dầu toàn phần và hydrocarbon no, tỷ số Pristane/Phytane của các mẫu dầu họ C dao động trong khoảng 2,76 - 4,12, thấp hơn các mẫu dầu họ D cho thấy tính khử yếu của môi trường trầm tích. Kết quả phân tích dầu vết sinh vật trên phân đoạn no của dầu họ C khác với dầu họ D do sự xuất hiện của 4-methyl C_{30} sterane. Hợp chất này được xem như là dấu hiệu của môi trường đầm hồ [6]. Tính trội của cấu tử C_{29} sterane và C_{27} sterane so với C_{28} sterane xác nhận tính đầm hồ của đá mẹ. Ngoài ra, hàm lượng cấu tử oleanane (được cho là có nguồn gốc từ thực vật bậc cao điển hình là cây hạt kín)



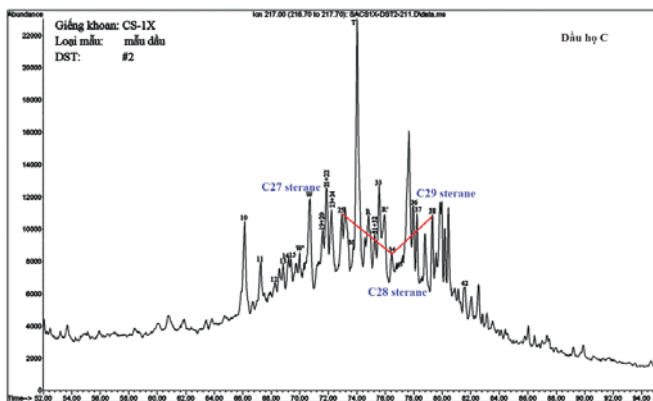
Hình 1. Quan hệ Pristane/ $n-C_{17}$ và Phytane/ $n-C_{18}$ của các mẫu dầu bể Nam Côn Sơn



Hình 2. Sự phân bố của triterpane (m/z 191) (a), phân bố sterane (m/z 217) (b) trong mẫu dầu họ D lấy tại giếng khoan bể Nam Côn Sơn

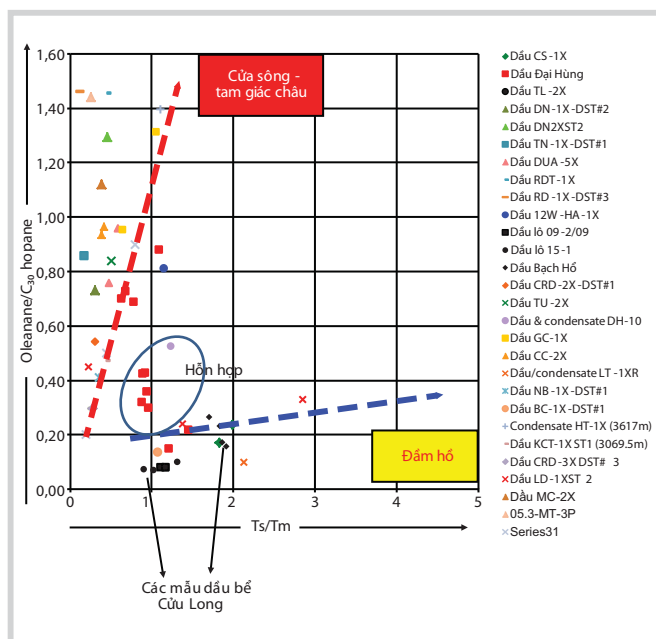


(a)



(b)

Hình 3. Sự phân bố triterpane (m/z 191) (a), phân bố sterane (m/z 217) (b) trong mẫu dầu họ C lấy tại giếng khoan bể Nam Côn Sơn



Hình 4. Biểu đồ quan hệ oleanane/ C_{30} -hopane và Ts/Tm các mẫu dầu/condensate bể Nam Côn Sơn

tương đối thấp so với mẫu dầu họ D. Đặc trưng địa hóa trên cho thấy các mẫu dầu họ C được sinh ra từ đá mẹ trầm tích trong môi trường đầm hồ có sự hiện diện của vật chất hữu cơ hỗn hợp từ tảo và thực vật bậc cao (Hình 3).

3.1.3. Dầu hỗn hợp - có dấu vết sinh vật đặc trưng cho cả môi trường đầm hồ và môi trường cửa sông - tam giác châu

Kết quả phân tích dấu vết sinh vật của một số mẫu dầu tại giếng khoan Đại Hùng cho thấy có sự hiện diện của dấu vết sinh vật đặc trưng trong môi trường cửa sông tam giác châu cũng như sự hiện diện tương đối của hợp chất oleanane, bicadinane. Ngoài ra, còn có sự hiện diện của 4-methyl C_{30} sterane trong các mẫu dầu và condensate, được xem như là dấu hiệu của môi trường đầm hồ [6].

3.2. Các họ dầu trong tầng Oligocene và móng

Dầu tầng Oligocene và móng gồm dầu họ D và C. Phân tích dấu vết sinh vật một số mẫu dầu trong tầng Oligocene và móng tại bể Nam Côn Sơn (TN-1X, CRD-2X, DH-8X...) cho thấy sự xuất hiện khá cao của các hợp chất đặc trưng cho môi trường cửa sông - tam giác châu như oleanane, bicadinane, C_{29} sterane. Trong khi đó, mẫu dầu DST#1 giếng khoan TL-2X (Oligocene) cho thấy đặc trưng của dầu họ C như sự hiện diện của 4-methyl C_{30} sterane, sự nổi trội của C_{27} và C_{29} sterane so với C_{28} sterane và hàm lượng oleanane tương đối thấp.

Kết quả nghiên cứu đặc điểm địa hóa của sản phẩm dầu/condensate ở bể Nam Côn Sơn có thể kết luận ở đây tồn tại 3 họ dầu:

- Họ dầu D liên quan đến vật chất hữu cơ được trầm tích trong vùng cửa sông - tam giác châu, nơi tồn tại nguồn vật liệu bắt nguồn từ thực vật bậc cao là chủ yếu;
- Họ dầu C liên quan đến vật chất hữu cơ được lắng đọng trong môi trường đầm hồ, có sự hiện diện phong phú của nguồn vật liệu sinh từ rong tảo và vi khuẩn ở nước ngọt, đan xen một lượng đáng kể vật liệu từ thực vật bậc cao (cây hạt kín);
- Dầu hỗn hợp mang dấu vết sinh vật tương tự hai họ dầu D và C, tìm thấy khá phổ biến ở mỏ Đại Hùng, một số ít ở mỏ Lan Tây, Lan Đỏ.

Kết quả phân loại họ dầu ở bể Nam Côn Sơn cho thấy dầu họ D có mặt ở tất cả các tầng chứa. Dầu họ C chỉ xuất hiện ở móng, Oligocene và Miocene dưới trong khi dầu hỗn hợp chỉ gặp trong tầng chứa Miocene.

Trong tầng chứa Miocene trên có 2 mẫu, 1 mẫu thuộc mỏ Đại Hùng đặc trưng cho dầu có nguồn gốc từ vật chất hữu cơ lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu (dầu họ D) và 1 mẫu dầu hỗn hợp: dầu có đặc trưng tương tự dầu nguồn vật chất hữu cơ lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu và đầm hồ. Tầng Miocene giữa gồm có 14 mẫu, dầu họ D phân

bổ ở các Lô 05-1a, 04-3, 05-2 và Lô 11-2, dầu hỗn hợp phân bố ở Lô 05-1a (mỏ Đại Hùng). Tầng Miocene dưới gồm 21 mẫu, khá phong phú về cả số lượng và nguồn vật liệu hữu cơ ban đầu; dầu họ D phân bố ở Lô 04-2, 04-3, 05-1b, 05-2, 06, 07, 12, 11-1 và Lô 11-2; dầu hỗn hợp phân bố ở Lô 05-1a (mỏ Đại Hùng), Lô 06; dầu họ C phân bố ở Lô 11-1, 11-2, 12 và 06. Trong khi đó, ở tầng chứa Oligocene và móng, các mẫu dầu trong nghiên cứu khá ít và chỉ gặp dầu họ D và C. Trong tầng chứa Oligocene, dầu họ D phân bố ở các Lô 07 và 12, dầu họ C phân bố ở Lô 05-1b. Trong tầng chứa móng, dầu họ D phân bố ở các Lô 05-1a và 11-1, dầu họ C phân bố ở Lô 05-1a (mỏ Đại Hùng).

Như vậy, kết quả nghiên cứu 46 mẫu dầu/condensate ở bể Nam Côn Sơn cho thấy các họ dầu phân bố khá phức tạp theo chiều dọc và chiều ngang. Đặc biệt khu vực mỏ Đại Hùng và mỏ Lan Đỏ, nơi gặp các vỉa chứa dầu hỗn hợp thì phía dưới đều gặp dầu họ C. Tuy nhiên, việc xác định dầu hỗn hợp đã gặp là do sự trộn lẫn của dầu họ D với dầu họ C do kết quả của di cư thẳng đứng hay thực sự tại bể Nam Côn Sơn có sự hiện diện của đá mẹ chứa hỗn hợp vật chất hữu cơ lục địa và đầm hồ đã sinh ra chúng vẫn còn là một ẩn số. Để làm rõ vấn đề này, cần phân tích thêm mẫu dầu và đá mẹ trong vùng nghiên cứu nhằm làm rõ quan hệ đá mẹ - sản phẩm giúp ích cho công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trong giai đoạn tiếp theo.

4. Kết luận

Dựa trên các thông số về dấu vết sinh vật để xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ và môi trường trầm tích có thể phân chia các mẫu dầu/condensate ở bể Nam Côn Sơn thành các họ dầu sau: Họ dầu D được sinh ra từ vật chất hữu cơ chôn vùi cùng trầm tích trong vùng cửa sông - tam giác châu; họ dầu C được sinh ra từ vật chất hữu cơ chôn

vùi cùng trầm tích trong vùng đầm hồ và dầu hỗn hợp chứa dấu hiệu sinh vật tương tự hai họ dầu trên. Kết quả này phù hợp với đánh giá về nguồn gốc vật chất hữu cơ của mẫu dầu/condensate và đá mẹ theo các tài liệu địa hóa đã nghiên cứu trước đây.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu này, cần nghiên cứu, làm rõ hơn nguồn gốc dầu hỗn hợp đã gặp ở bể Nam Côn Sơn.

Tài liệu tham khảo

1. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Tổng kết và đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2000 - 2009, nghiên cứu, đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò đến 2020*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2010.
2. Nguyễn Thị Dịu và nnk. *Mô hình địa hóa bể Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2000.
3. Lê Chi Mai và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Nam Côn Sơn*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
4. Phan Văn Thắng và nnk. *Nghiên cứu địa hóa tầng sinh Lô 04-1 và các lô lân cận*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.
5. A.L.Mann. *BP source-specific biomarkers in oils*. BP Research Centre. 1989.
6. Kenneth E.Peters, Clifford C.Walters, J.Michael Moldowan. *The biomarker guide: Volume 1 - Biomarkers and isotopes in the environment and human history*. Cambridge University Press. 2004.
7. Collaborative Study. *Characterization of petroleum systems in Vietnam by state-of-the-art geochemical technology - Phase 2: Nam Con Son basin*. Vietnam Petroleum Institute. 2005.

Oil family classification of oils/condensates from Nam Con Son basin

Phan Van Thang¹, Nguyen Thi Oanh Vu¹
 Nguyen Thi Thanh¹, Nguyen Thi Dau²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Petroleum Association

Summary

This paper presents the results of identifying oil families in the Nam Con Son basin based on geochemical data collected from 46 oil/condensate samples of 30 wells in blocks 04, 05, 06, 07, 11 and 12. Oils/condensates in the Nam Con Son basin can be classified into three families: oil D family generated from organic matter which was deposited in fluvial - deltaic environment, oil C family generated from lacustrine algal organic matter which was deposited in lacustrine environment and mixed oil family containing the biomarkers similar to both oil families mentioned above.

Key words: Oil family, fluvial - deltaic, lacustrine, Nam Con Son basin.

GIẢI PHÁP VẬN CHUYỂN DẦU CÓ HÀM LƯỢNG PARAFFIN CAO TẠI MỎ GẤU TRẮNG

KS. Trần Văn Vĩnh, KS. Phạm Bá Hiên, KS. Trần Quốc Khởi
KS. Trần Văn Thường, KS. Nguyễn Hoài Vũ
KS. Phan Đức Tuấn, KS. Phạm Thành Vinh
Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
Email: vinhtrv.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Dầu khai thác ở mỏ Gấu Trắng (Lô 09-1, bể Cửu Long) có hàm lượng paraffin, asphaltene, keo nhựa, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao so với nhiệt độ môi trường bên ngoài. Do đặc trưng của tính chất dầu khai thác cũng như hệ thống đường ống vận chuyển và quá trình phát triển mỏ kế cận, việc vận chuyển sản phẩm khai thác của mỏ Gấu Trắng về điểm xử lý gặp nhiều khó khăn. Bài báo giới thiệu các giải pháp trong quá trình thu gom, vận chuyển và xử lý sản phẩm khai thác tại mỏ Gấu Trắng nhằm giảm thiểu hiện tượng lắng đọng paraffin trong đường ống cũng như các rủi ro trong quá trình vận chuyển dầu, nâng cao hiệu quả khai thác.

Từ khóa: Dầu nhiều paraffin, vận chuyển dầu nhiều paraffin, mỏ Gấu Trắng.

1. Giới thiệu

1.1. Tính chất lý hóa và paraffin của dầu thô khai thác ở mỏ Gấu Trắng

Mỏ Gấu Trắng được Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đưa vào khai thác từ năm 2013. Dầu khai thác tại khu vực này có hàm lượng paraffin, asphaltene, keo nhựa, nhiệt độ đông đặc và độ nhớt cao với các tính chất đặc trưng như sau:

- Khối lượng riêng tại nhiệt độ 20°C: 881 - 902kg/m³;
- Độ nhớt tại nhiệt độ 50°C: 29,5 - 42,5mm²/c;
- Hàm lượng paraffin: 22,4 - 29% khối lượng;
- Hàm lượng asphaltene keo nhựa: 10,8 - 22% khối lượng;
- Nhiệt độ đông đặc: 30 - 35°C.

Hàm lượng paraffin trong dầu cao là nguyên nhân chủ yếu gây ra các biểu hiện phức tạp trong tính chất lưu biến của dầu. Tại điều kiện nhiệt độ tiệm cận nhiệt độ đông đặc của dầu, sẽ xảy ra hiện tượng lắng đọng mạnh paraffin - keo nhựa trên bề mặt thành đường ống khai thác cũng như đường ống thu gom vận chuyển dầu, làm giảm khả năng lưu thông của lưu chất trong đường ống, tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển đồng thời gây ra nguy cơ tắc nghẽn đường ống.

Nhiệt độ dầu tại miệng giếng thấp 30 - 32°C. Nhiệt độ môi trường nước biển quanh đường ống ngầm vận chuyển dầu từ mỏ Gấu Trắng (giàn GTC-1) về giàn công nghệ trung tâm 3 (CCP-3) trung bình đạt 26°C (mức

thấp nhất là 24,5°C) đã làm tăng độ nhớt của chất lỏng trong quá trình vận chuyển cũng như tốc độ lắng đọng paraffin.

1.2. Đặc tính đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Gấu Trắng về giàn xử lý trung tâm

Đường ống vận chuyển sản phẩm từ giàn GTC-1 mỏ Gấu Trắng về CPP-3 có đường kính 325 x 16mm, chiều dài 14km, gồm 3 đoạn: GTC-1 đến BK-14/BT-7 dài 6km, BK-14/BT-7 đến BK-9 dài 6,7km và BK-9 đến CPP-3 dài 1,3km. Tuyến đường ống này gồm nhiều đoạn ống đứng đi qua các giàn, do đó không có hệ thống phóng thoi tẩy rửa chất lắng đọng.

Tuyến đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác mỏ Gấu Trắng được bọc lớp cách nhiệt. Tuy nhiên, do nhiệt độ miệng giếng và môi trường nước biển ở mức thấp nên nhiệt độ vận chuyển về các giàn trung gian ở mức rất thấp. Tại các thời điểm vận chuyển ở lưu lượng thấp nhiệt độ sản phẩm khai thác về đến các giàn trung gian chỉ dao động ở mức 26 - 28°C.

1.3. Vấn đề lắng đọng paraffin trong quá trình vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ và lưu lượng thấp

Trong điều kiện lưu lượng dầu vận chuyển thấp, quá trình tổn thất nhiệt ra môi trường xung quanh sẽ diễn ra mạnh, tăng tốc độ lắng đọng tinh thể paraffin trên thành đường ống. Kết quả phân tích theo phương pháp Cold finger cho thấy với nhiệt độ môi trường nước biển ở 25°C:

- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu trên 65°C, không thấy có hiện tượng lắng đọng paraffin;
- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu 35°C, tốc độ lắng đọng paraffin 1kg/m²/ngày đêm;
- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu 30°C, tốc độ lắng đọng paraffin 3,7kg/m²/ngày đêm.

Để đảm bảo an toàn tuyệt đối cho hệ thống đường ống vận chuyển dầu, nhiệt độ sản phẩm khai thác vận chuyển trong đường ống phải cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin, tối thiểu là 5°C. Khi vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ thấp hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin, chất lỏng sẽ ở trạng thái phi Newton gây ra các biểu hiện phức tạp trong tính chất lưu biến của dầu thô, tăng độ nhớt dẫn đến nguy cơ lắng đọng paraffin trong đường ống.

1.4. Vấn đề xung động áp suất, lưu lượng dầu khí trong đường ống và hệ thống thu gom, xử lý, vận chuyển dầu

Sản phẩm khai thác mỏ Gấu Trắng được vận chuyển trong đường ống dưới dạng hỗn hợp chất lỏng, khí. Khi vận chuyển lưu lượng thấp sẽ tạo ra những nút khí và lỏng đi vào hệ thống thu gom, gây ra hiện tượng quá tải trong hệ thống xử lý và thu gom dầu khí. Trong một số trường hợp có thể gây ra hiện tượng dầu tràn ra đường hay phải ngừng vận hành hệ thống khai thác.

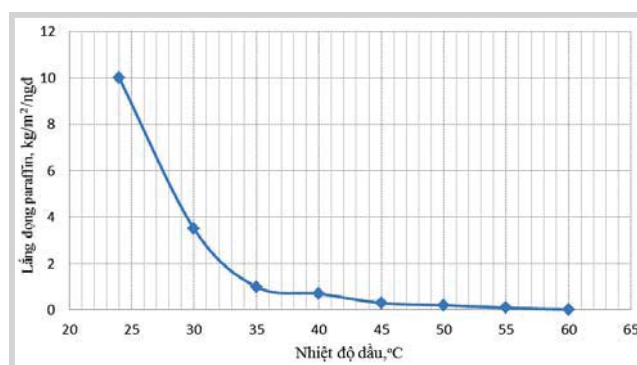
Quá trình vận chuyển hỗn hợp sản phẩm khai thác dưới dạng hỗn hợp lỏng - khí gây nên tổn áp cao trong đường ống, dẫn đến áp suất miệng giếng cao, ảnh hưởng đến sản lượng khai thác dầu khí.

2. Các giải pháp vận chuyển sản phẩm khai thác mỏ Gấu Trắng

2.1. Sử dụng địa nhiệt xử lý dầu từ giàn GTC-1 mỏ Gấu Trắng bằng hóa phẩm PPD để vận chuyển về giàn CPP-3 bằng đường ống

Kết quả thí nghiệm cho thấy, dầu mỏ Gấu Trắng được xử lý bằng hóa phẩm ở các nhiệt độ khác nhau cho hiệu quả khác nhau (Bảng 1). Do đó dầu mỏ Gấu Trắng có nhiệt độ miệng giếng thấp (30 - 35°C), được xử lý hóa phẩm bằng cách bơm hóa phẩm xuống giếng qua đường ống xung lượng, ở độ sâu 2.000 - 2.500m.

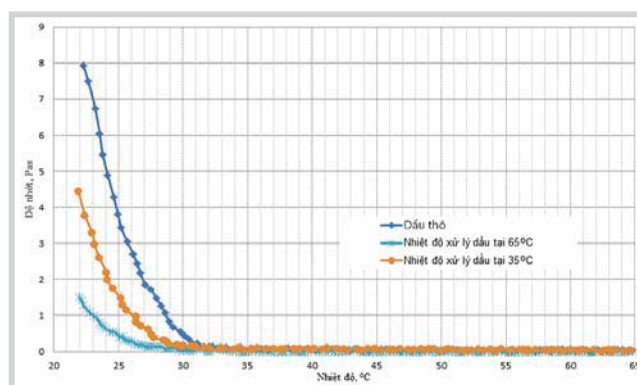
Dầu sau khi xử lý có nhiệt độ đông đặc khoảng 25°C được vận chuyển đến BK-14 sau đó sẽ được vận chuyển cùng dầu BK-14 và BT-7 đến CPP-3 theo đường ống: GTC-1 đến BK-14/BT-7 đến CPP-3.



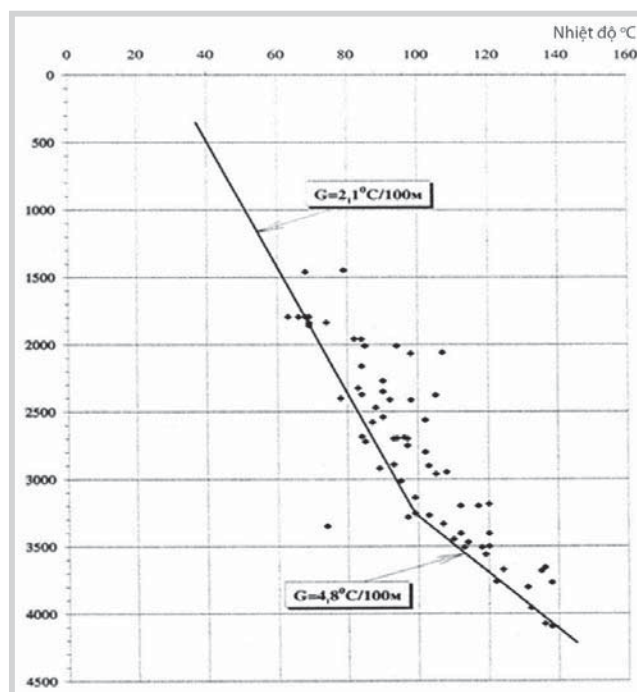
Hình 1. Tốc độ lắng đọng paraffin dầu Gấu Trắng tại các điều kiện nhiệt độ vận chuyển khác nhau

Bảng 1. Nhiệt độ đông đặc của dầu sau khi xử lý bằng hóa phẩm ở nhiệt độ khác nhau

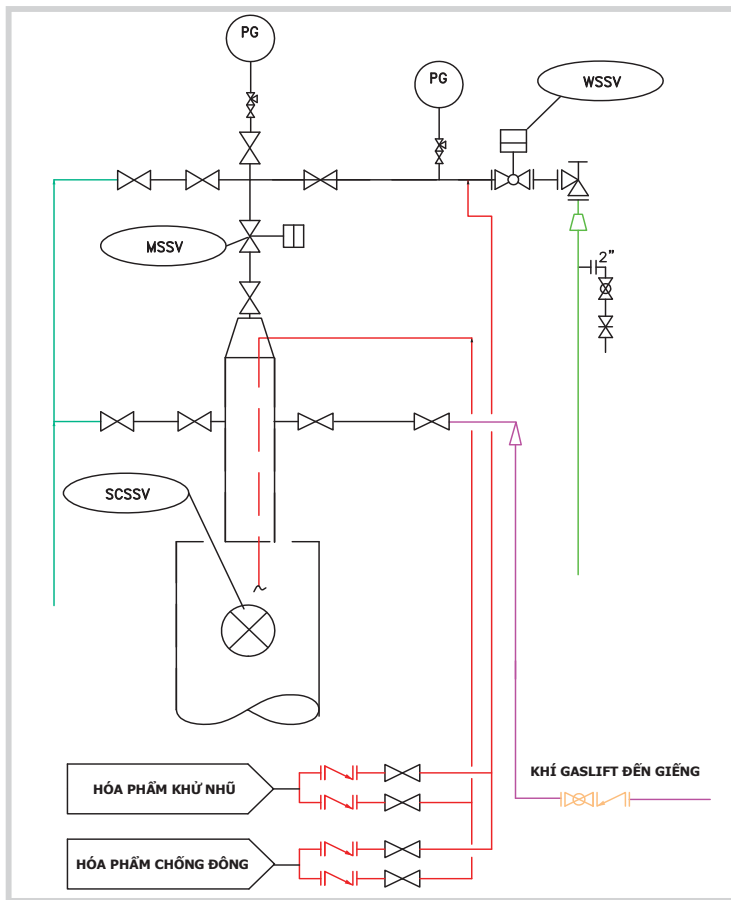
Nhiệt độ xử lý dầu	Nhiệt độ đông đặc sau khi xử lý bằng hóa phẩm	Nhiệt độ đông đặc khi không xử lý bằng hóa phẩm
65°C	25°C	34°C
35°C	30°C	35°C



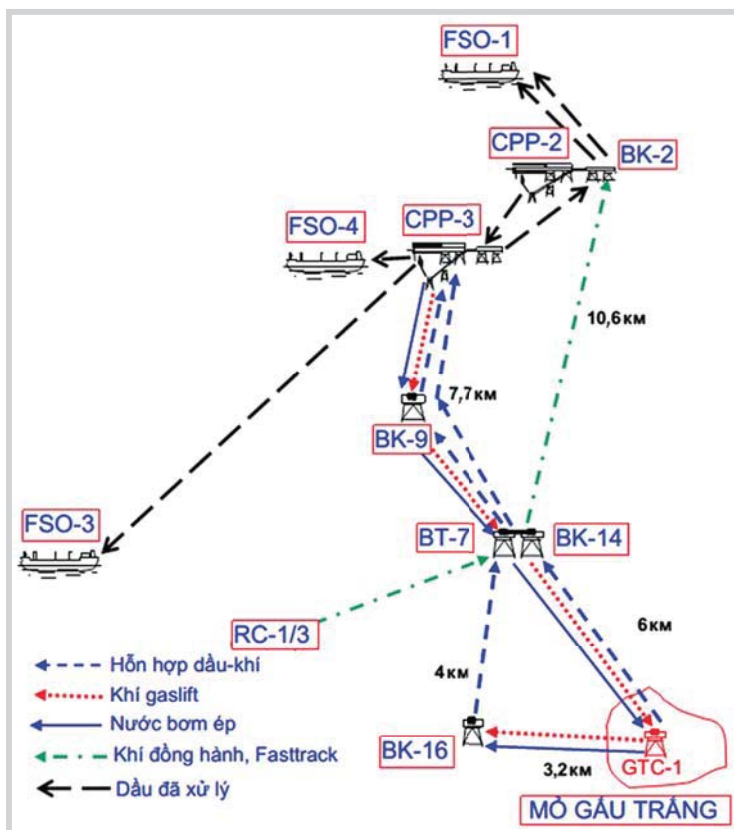
Hình 2. Tính chất lưu biến dầu ở các nhiệt độ xử lý khác nhau



Hình 3. Phân bố địa nhiệt mỏ Gấu Trắng



Hình 4. Sơ đồ bơm hóa phẩm xuống giếng khai thác ở mỏ Gấu Trắng



Hình 5. Sơ đồ hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Gấu Trắng

2.2. Tẩy rửa paraffin bên trong đường ống dẫn dầu từ BK-14 về CPP-3

Để giảm thiểu tối đa khả năng hình thành lắng đọng paraffin trong đường ống, định kỳ bơm thêm nước vào đường ống vận chuyển dầu (không dùng khai thác).

Quá trình bơm rửa đường ống thực hiện đến khi thay thế được 2 - 3 lần thể tích của đường ống.

2.3. Tách khí sơ bộ trong quá trình vận chuyển dầu từ GTC-1 mở Gấu Trắng về CPP-3

Để giảm xung động áp suất và lưu lượng trong đường ống, giảm tổn áp trong quá trình vận chuyển, hỗn hợp dầu - khí giàn GTC-1 sau khi xử lý hóa phẩm được vận chuyển bằng năng lượng vỉa (không dùng máy bơm) đến BK-14/BT-7, được tách khí sơ bộ trong UPOG của BK-14 và vận chuyển cùng dầu BK-14 và BT-7 đến CPP-3 theo đường ống: GTC-1 → BK-14/BT-7 → CPP-3; khí tách ra từ UPOG của BK-14 vận chuyển theo đường ống vận chuyển khí RP3 → RC1/3 → BK-14/BT-7 → BK2 → CCP.

3. Kết luận

Vận chuyển hỗn hợp dầu - khí trong điều kiện lưu lượng và nhiệt độ thấp cùng với tính chất lưu biến phức tạp của dầu khai thác có thể gây ra các thách thức và rủi ro trong quá trình vận hành: tổn áp cao, lắng đọng paraffin trong đường ống... ảnh hưởng đến hoạt động khai thác và xử lý dầu thô. Các giải pháp sử dụng địa nhiệt cũng như bơm rửa định kỳ đường ống và vận chuyển sản phẩm khai thác dưới dạng dầu bão hòa khí có hiệu quả đáng kể trong việc giảm thiểu lắng đọng paraffin trong đường ống cũng như các rủi ro trong quá trình vận chuyển dầu, nâng cao hiệu quả khai thác mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. I.Gjermundsen. *State of the art: Wax precipitation deposition and aging in flowing hydrocarbon systems*. Internal Hydro Report, Porsgrunn. 2006.
2. David W.Jennings, Michael Edward Newberry. *Application of paraffin inhibitor treatment programs in offshore developments*.

Offshore Technology Conference, Houston, Texas, US. 5 - 8 May, 2008.

3. Hyun Su Lee. *Computational and rheological study of wax deposition and gelation in subsea pipeline*. The University of Michigan. 2008.

4. B.T.Ellision, C.T.Gallagher, L.M.Frostman, S.E.Lorimer. *The physical chemistry of wax, hydrates and asphaltene*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, US. 1 - 4 May, 2000.

Solutions for transporting high-paraffin oil from Gau Trang field

Tran Van Vinh, Pham Ba Hien, Tran Quoc Khoi, Tran Van Thuong
 Nguyen Hoai Vu, Phan Duc Tuan, Pham Thanh Vinh
 Vietsovpetro

Summary

Oil produced from Gau Trang field (Block 09-1, Cuu Long basin) is characterised with high paraffin, asphaltene and resin content, high viscosity and high pour point as compared with the outside temperature. Due to the rheological complexity of crude oil and the complication of the oil gathering system, the process of transporting Gau Trang crude oil has been facing a lot of challenges. This paper summarises different solutions to minimise paraffin deposition inside the pipeline and to reduce risks during the transportation of Gau Trang crude oil.

Key words: High-paraffin oil, transportation of high-paraffin oil, Gau Trang field.

NHỮNG PHÁT HIỆN MỚI TRONG ĐÁ MÓNG TRƯỚC ĐỆ TAM BỂ TRẦM TÍCH SÔNG HỒNG VÀ MỐI LIÊN QUAN ĐẾN QUÁ TRÌNH THÀNH TẠO DẦU KHÍ

KS. Phạm Hồng Quế¹, ThS. Bùi Thị Ngọc Phương²
CN. Đoàn Thị Thúy²

¹Hội Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: phuongbtn@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Những phát hiện mới gần đây trong đá móng trước Đệ Tam bể trầm tích Sông Hồng, đặc biệt là sự tồn tại của granite aplite và hyalobasalt ở một số giếng khoan thuộc Lô 101-100/04 và 106/10 cho thấy có nhiều nét tương đồng với các thành tạo địa chất tại bể trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn. Bài báo giới thiệu tóm tắt vài đặc điểm của đá móng trước Đệ Tam bể Sông Hồng trên cơ sở các phát hiện mới, đồng thời so sánh sự tương đồng về đặc điểm thạch học của đá móng bể trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn, từ đó đưa ra những nhận định về mối liên quan đến các quá trình thành tạo dầu khí, góp phần định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò giai đoạn tiếp theo.

Từ khóa: Đá móng, bể Sông Hồng, thành tạo dầu khí.

1. Giới thiệu

Bể trầm tích Sông Hồng có dạng hình thoi kéo dài, phát triển theo hướng Tây Bắc - Đông Nam, với diện tích khoảng 220.000km². Bể có một phần diện tích nằm trên đất liền thuộc đồng bằng sông Hồng (vùng trung Hà Nội); phần còn lại thuộc vùng biển vịnh Bắc Bộ và biển miền Trung.

Đối với khu vực trung tâm trung Hà Nội, các giếng khoan ở độ sâu trên 3.000m chưa gặp đá móng. Tuy nhiên, một số giếng khoan ở độ sâu 150 - 1.200m ở khu vực rìa trung Hà Nội như giếng khoan 14 (Tiền Lãng - Hải Phòng), giếng khoan 8 (Hải Dương) đã gặp đá móng là trầm tích bị biến chất (trầm tích biến dư) tuổi Triassic hay đá vôi tuổi Carboniferous - Permian ở khu vực Đông Bắc; giếng khoan 15 (Nam Định) gặp đá móng là đá biến chất (đá phiến mica) tuổi Proterozoic ở độ sâu 100m. Cách giếng khoan 15 khoảng 10km về phía Đông Nam gặp các thành tạo móng tuổi Proterozoic tại khu vực núi Gôi và núi Ngâm.

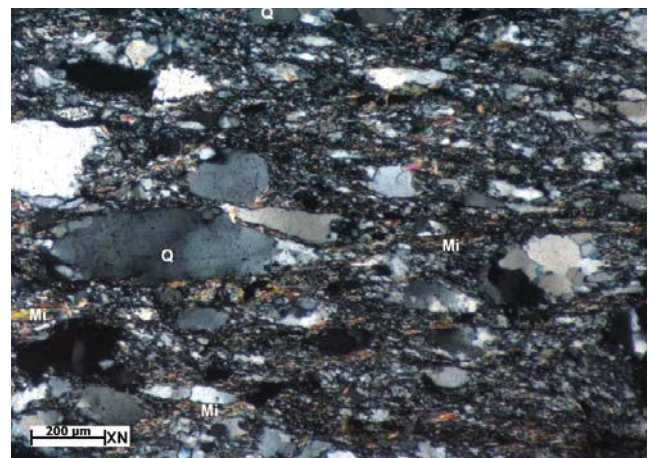
Các giếng khoan khu vực ngoài khơi bể Sông Hồng đã gặp đá móng trước Đệ Tam ở vịnh Bắc Bộ như: đá phiến thạch anh mica, quartzite (ở giếng khoan thuộc Lô 101-100/04); đá vôi Carboniferous - Permian ở giếng khoan (thuộc Lô 106/10); đá móng là đá vôi, đá hoa (marble) có tuổi tương ứng Devonian (D₂) và Carboniferous - Permian ở Phong Nha - Kẻ Bàng (Lô 112, 114, 118) [1]. Theo tài liệu minh giải địa chấn, độ sâu móng ở một số khu vực như trung tâm Lô 103 và 107 có thể dày đến cả chục nghìn mét.

Kết quả khoan tại giếng khoan thuộc Lô 101-100/04 cho thấy các đá ở đáy giếng đều là đá phiến thạch anh mica, quartzite [2] giống như các đá ở đảo Vĩnh Thực, đảo Cô Tô có tuổi Ordovician - Silurian và tương ứng với đá biến chất khu vực tương phiến lục (Hình 1 - 4).

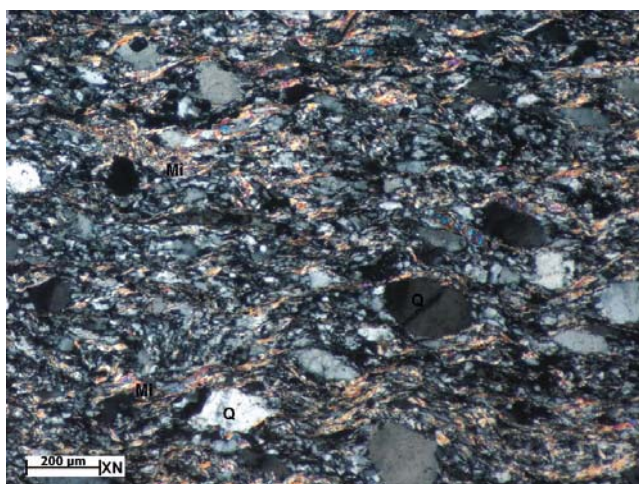
2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

2.1. Đá granite aplite ở vịnh Bắc Bộ

Sự xuất hiện của đá granite aplite tại giếng khoan thuộc Lô 101-100/04 có vai trò rất lớn đối với quá trình tạo dầu khí của bể Sông Hồng [2]. Các đá này có nguồn gốc từ dưới sâu, nhiều khả năng được đưa lên từ lớp manti (lò magma) theo đường đứt gãy (Hình 5 và 6).

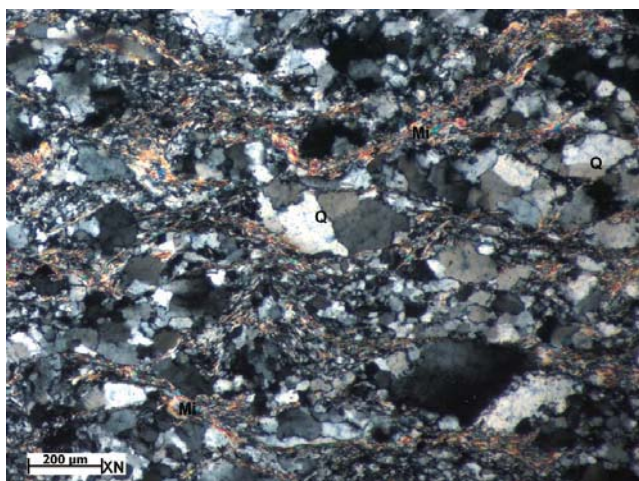


Hình 1. Mẫu đá biến chất trong giếng khoan thuộc Lô 101-100/04
Đá phiến thạch anh mica: Thành phần chủ yếu là thạch anh (Q) tha hình, kích thước nhỏ (0,05 - 0,3mm), mica (M) chủ yếu là biotite dạng vảy tạo thành các dải song song cùng thạch anh



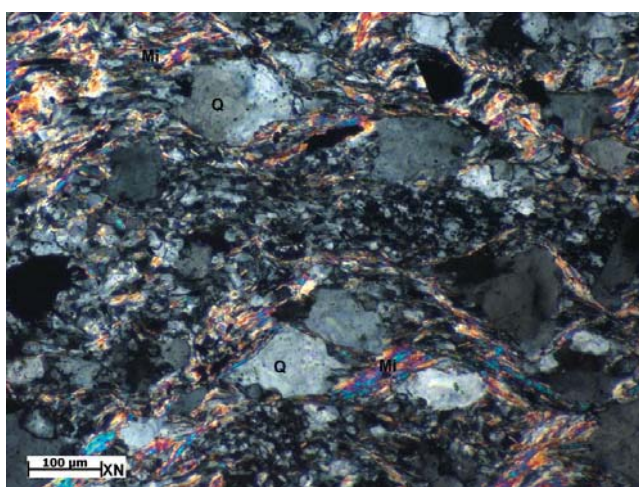
Hình 2. Đá biến chất trong giếng khoan thuộc Lô 101-100/04

Đá phiến thạch anh mica: Thành phần chủ yếu là thạch anh (Q) và mica (M). Đá bị nén ép mạnh, hầu hết thạch anh tha hình, tắt làn sóng; mica tạo những dải mỏng song song uốn lượn



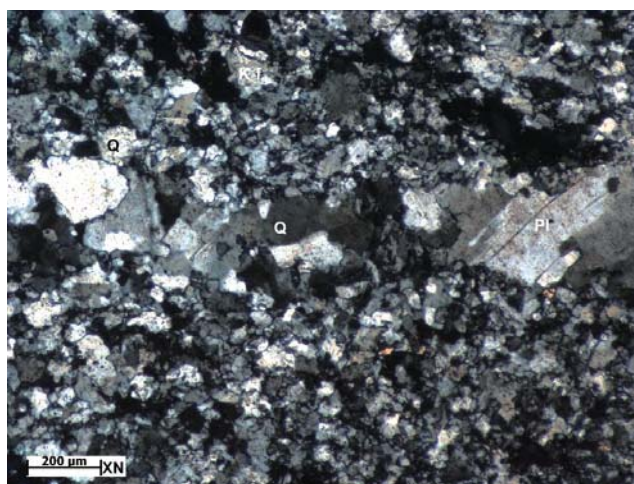
Hình 3. Đá biến chất trong giếng khoan thuộc Lô 101-100/04

Đá phiến thạch anh mica: Thành phần chủ yếu là thạch anh (Q) và một ít mica (M). Đá bị nén ép mạnh nên thạch anh có dạng tắt làn sóng, bị cà nát và bị vỡ vụn



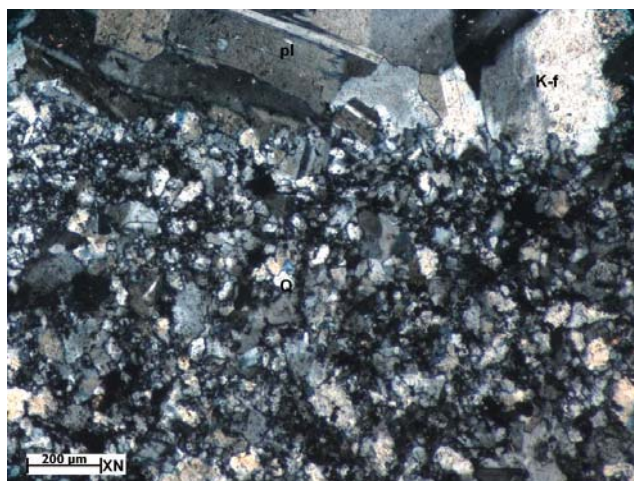
Hình 4. Đá biến chất trong giếng khoan thuộc Lô 101-100/04

Đá phiến thạch anh mica: Thành phần thạch anh (Q) cỡ hạt 0,05 - 0,2mm, bị nén ép mạnh; mica (M) chủ yếu là biotite bị nén ép mạnh tạo thành dải mỏng uốn lượn theo hạt thạch anh



Hình 5. Mẫu đá granite aplite trong giếng khoan thuộc Lô 101-100/04

Đá có kiến trúc porphyry với ban tinh gồm thạch anh (Q) và plagioclase (Pl) nổi trên nền vi hạt gồm thạch anh, orthoclase (K-f) và plagioclase



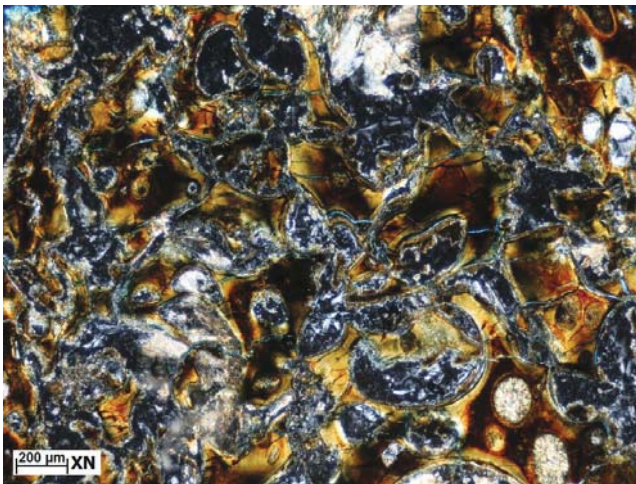
Hình 6. Mẫu đá granite aplite trong giếng khoan thuộc Lô 101-100/04

Đá có thành phần ban tinh plagioclase (Pl) và feldspar kali (Orthoclase, K-f, kích thước 0,5 - 1,0mm) và nền gồm thạch anh, orthoclase và plagioclase, kích thước < 0,2mm

2.2. Đá phun trào núi lửa basalt

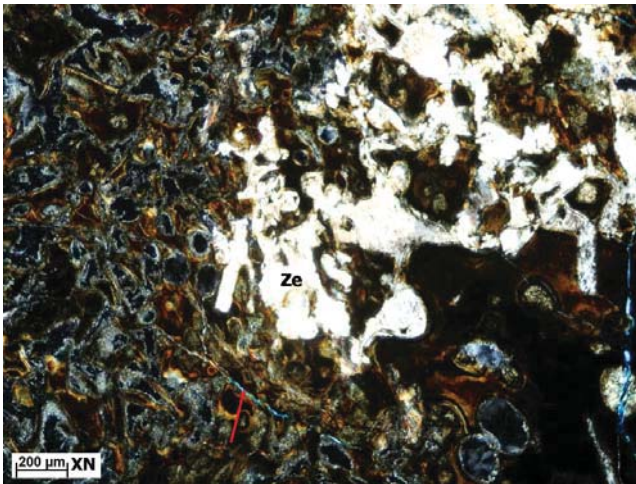
Đá basalt được phát hiện tại giếng khoan thuộc Lô 106/10, nằm trên lớp đá vôi, có khả năng xuyên cắt qua các lớp đá vôi phía dưới và các lớp trầm tích phía trên [1]. Tuổi tương đối của đá basalt phụ thuộc vào quan hệ với các đá xung quanh. Đá vôi ở khu vực này có tuổi tương ứng đá vôi ở vịnh Hạ Long (C-P).

Kết quả nghiên cứu thạch học, X-ray và kính hiển vi điện tử quét (SEM) cho thấy, đá basalt ở giếng khoan thuộc Lô 106/10 được phun trào từ đáy biển, khi gặp nước lạnh thì nhiệt độ dung nham bị giảm đột ngột, do vậy các khoáng vật không kịp kết tinh, khi đông cứng lại đá có dạng thủy tinh (vô định hình). Vì vậy, đá basalt này được gọi là basalt thủy tinh (hyalobasalt) [2] (Hình 7 - 9).



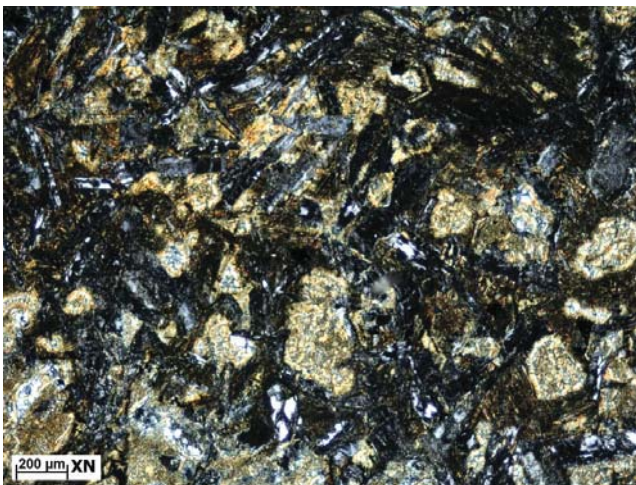
Hình 7. Đá hyalobasalt trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Hyalobasalt: thành phần chủ yếu là thủy tinh núi lửa bị chlorite hóa mạnh, đôi chỗ bị zeolite hóa (màu trắng). Đá có cấu tạo bọt và cấu tạo dòng chảy



Hình 8. Đá hyalobasalt trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Hyalobasalt: thành phần chủ yếu là thủy tinh núi lửa bị chlorite hóa và bị zeolite hóa (Ze). Trong đá còn dấu vết que plagiocla bị sét hóa. Đá có cấu tạo bọt, đôi chỗ có cấu tạo dòng chảy (các khoáng vật plagioclase sắp xếp định hướng)



Hình 9. Đá hyalobasalt trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Hyalobasalt: Thành phần thủy tinh núi lửa là chủ yếu bị chlorite hóa (màu xanh lục). Trong đá có nhiều tinh thể dạng que nhỏ plagiocla bị sét hóa mạnh, là dấu hiệu đặc trưng của basalt

Các đá phun trào ở đáy biển cũng có loại thuộc nhóm bazơ này có tên là spilite. Tuy nhiên, ở giếng khoan thuộc Lô 106/10 không phải là spilite vì trong đá còn tồn tại dấu vết kết tinh của basalt rất điển hình (Hình 9).

Các thành tạo như trên rất hiếm gặp ở Việt Nam. Trên đất liền chỉ thấy xuất hiện ở địa khối Kon Tum xen trong trầm tích tuổi Jurassic hệ tầng Bản Đôn, bị biến đổi rất mạnh và được gọi là hyalobasalt.

2.3. Đá vôi

Đá móng trong giếng khoan thuộc Lô 106/10 có thành phần gồm: đá vôi, đá dolomite kết tinh ở mức độ rất khác nhau. Dolomite kết tinh rất tự hình, hạt lớn và xen lẫn đá vôi chứa hóa đá sinh vật chưa bị biến đổi [1].

Trong giếng khoan thuộc Lô 106/10 có sự xen kẽ giữa đá vôi, đá dolomite, thậm chí cả đá vôi dolomite. Các đá bị nén ép mạnh đồng thời với quá trình hòa tan, thay thế và lấp đầy bởi oxide sắt tạo nên cấu tạo đường khâu điển hình (stylolite) [3, 5] và tồn tại dấu vết hóa đá động vật (Hình 10 và 11).

Ở một số độ sâu là đá vôi packstone, wackestone chứa nhiều hóa thạch algae, foraminifera, sponge và bryozoa. Nền bùn vôi ít bị nứt nẻ và thay thế bởi xi măng calcite kết tinh hạt thô (Hình 12 và 13). Tại các độ sâu khác, đá vôi kết tinh (crystalline limestone) hiện diện rất phổ biến, có thành phần chủ yếu là calcite kết tinh hạt thô và ít dolomite (5 - 15%) (Hình 14 và 15).

Kết quả phân tích thạch học dưới kính hiển vi cho thấy, ngoài các lỗ hổng thành tạo kiểu hang động ngầm karst trong khối đá móng, các mẫu trong tập đá vôi móng của giếng khoan thuộc Lô 106/10 có độ rỗng giữa các hạt tinh thể (intercrystalline pores) thay đổi từ 1 - 2%. Độ rỗng nứt nẻ thay đổi từ 1 - 4%, thậm chí lên tới 7,3%; đồng thời còn gặp các dạng lỗ hổng khác như dạng hang hốc (vuggy) [1]...

Theo kết quả phân tích X-ray, thành phần khoáng vật gồm: calcite có hàm lượng dao động trong khoảng 0% - 92,5%, (trung bình 43,4%); dolomite 0% - 99,3%, (trung bình 35,7%); quartz 0% - 81,3% (trung bình 11,4%); không có sự xuất hiện của kali feldspar và plagioclase. Pyrite có hàm lượng trung bình ~0,2%, laumonite ~0,6% và analcim ~1% [1].

Ảnh chụp dưới kính hiển vi điện tử quét (SEM) cho thấy calcite thay thế bằng dolomite, cũng như một số vi lỗ rỗng được tạo ra giữa các tinh thể dolomite (Hình 16 và 17).

Khi đá bị biến đổi tái kết tinh thì độ rỗng giữa các tinh thể dolomite tăng lên cùng với độ rỗng nguyên sinh và

các dạng lỗ rỗng khác, do vậy làm tăng khả năng chứa của đá.

Ngoài giếng khoan Lô 106 (gặp móng là đá carbonate), giếng khoan của AnZoi (Lô 102) cũng gặp móng carbonate, mặc dù khả năng chứa sản phẩm (dầu thô) không lớn nhưng là tiền đề để nghiên cứu khả năng chứa dầu khí ở khu vực này [1]. Mặt khác tại khu vực bể Sông Hồng kéo dài xuống phía Nam (ở các Lô 112 - 114, 118 và 120), móng đều là đá carbonate có tuổi Carboniferous - Permian hay Devonian muộn - Carboniferous sớm (D_3-C_1) tương ứng các phức hệ lộ ra ở miền Trung Phong Nha - Kẻ Bàng (Quảng Bình)... đều là đối tượng chứa tiềm năng.

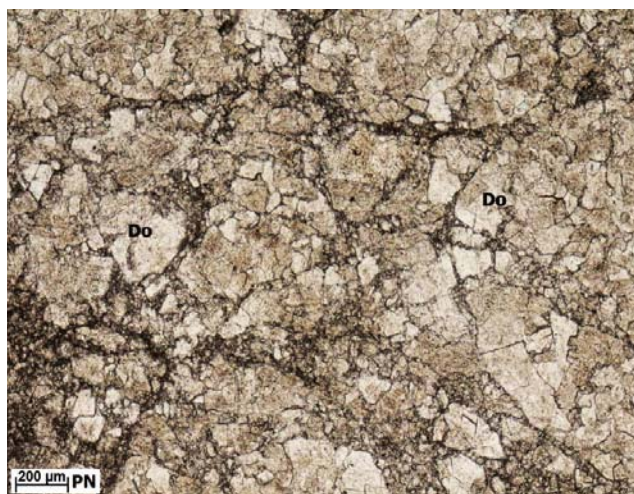
2.4. Trao đổi

Móng của bể Cửu Long là các thành tạo granitoid tuổi Jurassic - Cretaceous (tùy khu vực) thậm chí có cả Triassic. Các khối móng bị đứt gãy nứt nẻ, có nhiều thể magma bazơ xuyên cắt hoặc trong các lớp trầm tích Oligocene thậm chí ở cả Miocene cũng xen kẹp các lớp phun trào basalt và andesite. Vai trò của các hoạt động này ở bể Cửu Long đến nay chưa được nghiên cứu kỹ. Trên thực tế, có nhiều mỏ dầu đang khai thác ở bể Cửu Long và có thể các đá basalt, andesite đóng vai trò nhất định đến quá trình tạo dầu ở đây.

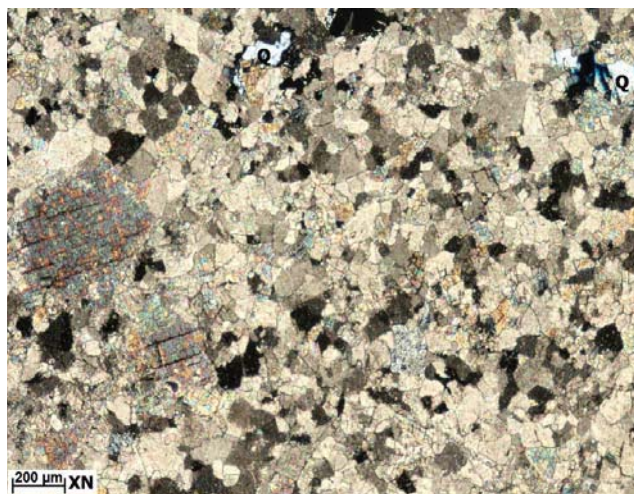
Tại bể trầm tích Sông Hồng, sự xuất hiện của granite aplite ở giếng khoan thuộc Lô 101-100/04 kẹp trong các đá phiến thạch anh mica, quartzite... có khả năng làm biến đổi các đá xung quanh bởi nhiệt độ cao và áp suất định hướng theo phương nhất định. Đồng thời, nhiệt độ có vai trò thúc đẩy quá trình tạo dầu khí của tầng này (nếu có). Nhưng với chiều dày lớp trầm tích mỏng như đã phát hiện thì vai trò tạo dầu ở đây không khả thi.

- Sự xuất hiện của đá hyalobasalt tại giếng khoan thuộc Lô 106/10 nằm trên lớp đá vôi tuổi Carboniferous - Permian (C-P) nên có tuổi cổ (khả năng Mesozoic?), nhưng trẻ hơn tuổi đá vôi. Do phun trào trong nước biển nên hyalobasalt bị nguội lạnh nhanh, diện phân bố sẽ không lớn và lượng nhiệt của khối này tỏa ra chỉ ảnh hưởng tới đá móng carbonate (kết tinh hay dolomite hóa).

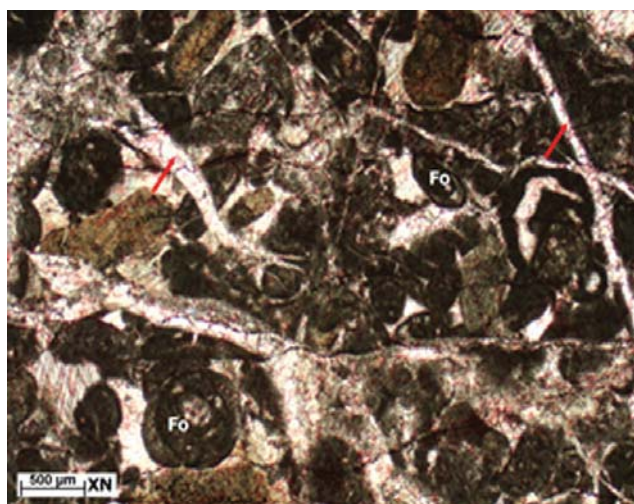
Quá trình tạo dầu khí phụ thuộc vào nhiều yếu tố, trong đó điều kiện quan trọng là nhiệt độ, áp suất và hydrocarbon. Ở bể Cửu Long nơi có nhiều mỏ dầu là ví dụ điển hình của khối nhiệt bổ sung từ những hoạt động basalt, andesite xuyên cắt trong đá móng và xen kẽ các lớp trong trầm tích Oligocene, do vậy cần phải quan tâm nghiên cứu đến các hoạt động magma này.



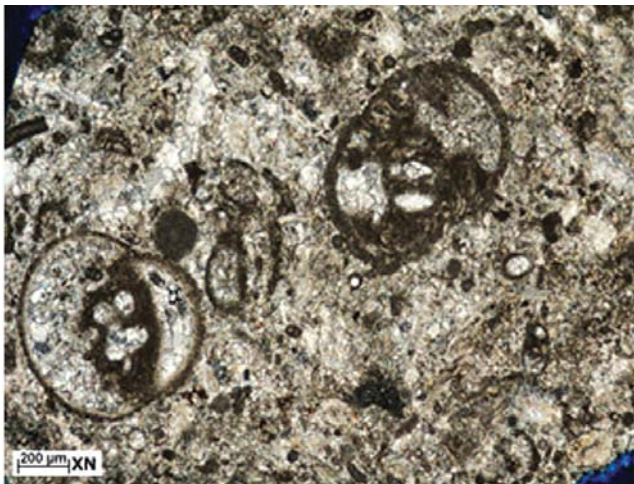
Hình 10. Đá dolomite trong giếng khoan thuộc Lô 106/10
Đá có thành phần chủ yếu là khoáng dolomite (Do). Đôi khi đá bị nén ép tạo stylolite (màu đen)



Hình 11. Đá dolomite trong giếng khoan thuộc Lô 106/10
Đá có thành phần chủ yếu là dolomite và ít thạch anh thứ sinh (Q). Đá có nguồn gốc là đá bùn vôi bị dolomite hóa

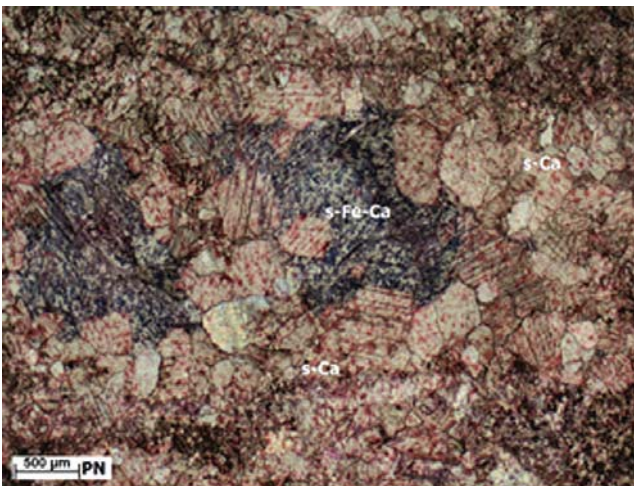


Hình 12. Đá vôi trong giếng khoan thuộc Lô 106/10
Đá packstone chứa lượng đáng kể hóa thạch như là foraminifera (Fo), crinoids. Nền bùn vôi thay thế xi măng calcite. Đá bị nứt nẻ mạnh và các khe nứt bị lấp đầy bởi calcite (mũi tên)



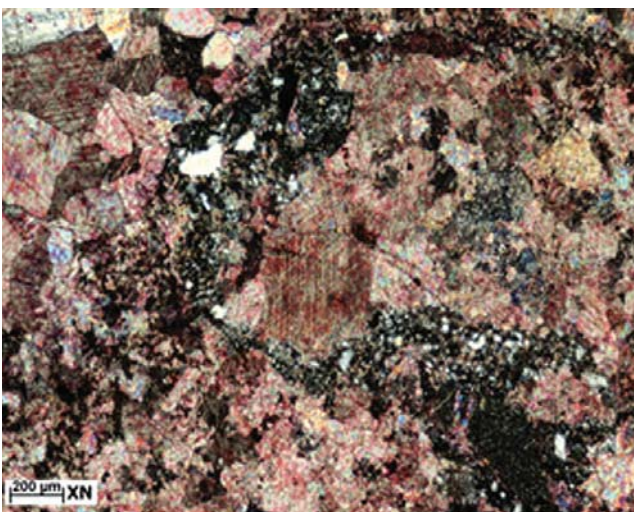
Hình 13. Đá vôi trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Đá wackestone có thành phần chủ yếu là xi măng calcite hạt thô và một lượng phụ hóa thạch foraminifera, aglae. Nền bùn vôi bị thay thế bởi dolomite, calcite



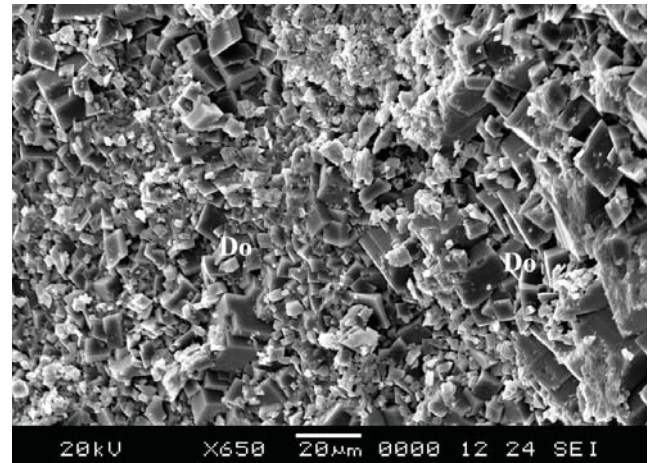
Hình 14. Đá vôi trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Đá vôi kết tinh có thành phần chủ yếu là calcite hạt thô được nhuộm màu hồng (s-Ca) và calcite giàu sắt được nhuộm màu tím (s-Fe-Ca). Đá bị nén ép hóa học tạo cấu trúc stylolite (mũi tên)



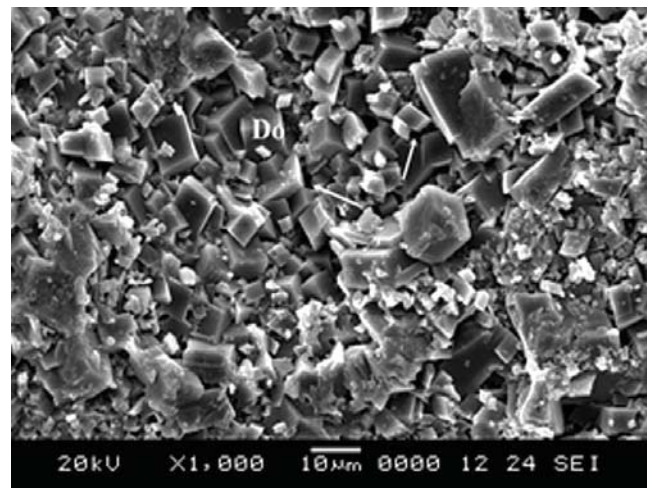
Hình 15. Đá vôi trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Đá vôi kết tinh có thành phần chủ yếu là calcite (nhuộm màu hồng) và một ít thạch anh



Hình 16. Hình ảnh SEM của đá dolomite trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Tinh thể dolomite hình thoi thay thế nền bùn vôi, tạo nhiều lỗ rỗng giữa các tinh thể



Hình 17. Hình ảnh SEM của đá dolomite trong giếng khoan thuộc Lô 106/10

Lỗ rỗng (mũi tên) giữa các tinh thể dolomite

Ở bể Sông Hồng và vịnh Bắc Bộ nói chung thiếu hẳn yếu tố này. Sự xuất hiện của granite aplite và hyalobasalt cần được quan tâm nghiên cứu. Nếu ở trong vịnh Bắc Bộ có basalt kiểu này xuyên vào các đá trầm tích chứa vật chất hữu cơ thì dưới tác động của nhiệt cùng với sự cung cấp của nước, vật chất hữu cơ sẽ chuyển hóa thành dầu và khí. Do đó, cần phải quan tâm đến các bể trầm tích Mesozoic ở phía Bắc cũng như trong đá móng trầm tích cổ.

3. Kết luận

Kết quả khoan của một số giếng khoan thuộc Lô 101-100/04 và Lô 106/10 đã làm sáng tỏ thêm bức tranh đá móng của bể trầm tích Sông Hồng. Các lô phía Đông Bắc, Bắc của bể Sông Hồng gồm cả trung Hà Nội là các đá biến chất có tuổi từ Cretaceous tới Carboniferous - Permian và Proterozoic. Khu vực ngoài biển là các đá biến chất (giếng khoan thuộc Lô 101-100/04), đá vôi dolomite hóa, đá

hoa Lô 106 tương ứng đá vôi Carboniferous - Permian ở vịnh Hạ Long và Ordovician - Silurian (O-S) ở Cô Tô, Vân Đồn. Đá móng phía Nam của bể Sông Hồng là đá vôi tuổi Carboniferous - Permian tương ứng với đá vôi Phong Nha - Kẻ Bàng, Quảng Bình tuổi Carboniferous - Permian hoặc Devonian muộn - Carboniferous sớm (D_3-C_1) ở các Lô 112 - 114 và 118.

So với bể trầm tích khác thì trầm tích tuổi Oligocene bể Cửu Long (thậm chí cả Miocene sớm) có khả năng sinh dầu rất tốt do có điều kiện thuận lợi: đá móng granitoid với các hoạt động phun trào xuyên cắt và các hoạt động trong cả giai đoạn Oligocene, Miocene sớm gồm: basalt, andesite... cung cấp nguồn nhiệt, áp suất làm tăng trưởng quá trình thành tạo dầu khí.

Sự xuất hiện granite aplite ở Lô 101 - 100 và hyalobasalt ở Lô 106 là các yếu tố mới cần được nghiên cứu đánh giá đầy đủ có cơ sở khoa học. Đặc biệt, cần xác định rõ vai trò của các yếu tố này trong quá trình biến đổi vật chất hữu cơ, từ đó định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

1. Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs). *Báo cáo kết quả phân tích thạch học, nhiễu xạ tia X (XRD) và kính hiển vi điện tử quét (SEM) các giếng khoan thuộc bể Sông Hồng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1980 - 2014.
2. Nguyễn Văn Chiển, Trịnh Ích, Phan Trường Thị. *Thạch học*. Nhà xuất bản Đại học và Trung học Chuyên nghiệp, Hà Nội. 1973.
3. Anne Reeckmann, Gerald M. Friedman. *Exploration for carbonate petroleum reservoirs*. John Wiley & Sons Inc. 1982.
4. Peter A. Scholle. *A color illustrated guide to constituents, textures, cements, and porosities of sandstones and associated rocks*. AAPG Memoir 28. The American Association of Petroleum Geologists. 1979.
5. Robin G.C. Bathurst. *Carbonate sediments and their diagenesis*. 1972.

New findings from pre-Cenozoic basement rock in Song Hong basin and their relation to petroleum formation

Pham Hong Que¹, Bui Thi Ngoc Phuong², Doan Thi Thuy²

¹Vietnam Petroleum Association

²Vietnam Petroleum Institute

Summary

The recent new findings about the lithological characteristics of pre-Cenozoic basement rock in Song Hong basin, particularly the presence of granite aplite and hyalobasalt in some wells belonging to Blocks 101-100/04 and 106/10, show that the geological formation of Song Hong basin is largely similar to those of Cuu Long and Nam Con Son basins. The paper presents the characteristics of the pre-Cenozoic basement rock in Song Hong basin based on the new findings and compares the petrographical characteristics of this basement rock with those in Cuu Long and Nam Con Son basins. The evidences reveal the relation of petroleum system formation between basins which provides a new general view for the next exploration phases.

Key words: Basement rock, Song Hong basin, petroleum formation.

THIẾT KẾ NÚT VĨA THỦY LỰC TỐI ƯU CHO TẦNG OLIGOCENE DƯỚI NHẦM TẦNG CƯỜNG KHAI THÁC DẦU BẰNG PHƯƠNG PHÁP TỐI ĐA LỢI NHUẬN RÒNG

ThS. Nguyễn Hữu Trường¹, GS. Wisup Bae²
TS. Hoàng Thịnh Nhân¹, ThS. Phan Công Bội³

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Đại học Sejong, Hàn Quốc

³Viện Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Kết quả khoan thăm dò và khai thác ở bể Cửu Long cho thấy các tập vỉa thuộc Trà Tân dưới và Trà Cú thuộc tầng Oligocene có biểu hiện dầu khí rất tốt và độ rỗng trung bình từ 10 - 15% và độ thấm của vỉa từ 0,1 - 5mD. Tuy nhiên, đa số khe nứt của các tập vỉa này có độ dẫn suất rất thấp và độ liên thông giữa các khe nứt rất kém, do đó cần phải có giải pháp kích thích vỉa dầu khí bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực nhằm gia tăng hiệu suất khai thác dầu khí tối đa. Bài viết giới thiệu phương pháp nứt vỉa thủy lực UFD của Economides [1] để tối ưu khối lượng hạt chèn trên cơ sở tối đa lợi nhuận ròng. Đồng thời, nhóm tác giả giới thiệu mô hình khe nứt 2D PKN để diễn tả độ lớn của khe nứt, ứng với tối ưu khối lượng hạt chèn. Việc áp dụng thành công công nghệ nứt vỉa thủy lực trong quá trình mở vỉa thuộc hệ tầng Trà Tân dưới ở một số mỏ trong bể Cửu Long đã góp phần tận thu nguồn tài nguyên dầu khí ở khu vực này.

Từ khóa: Tối ưu khối lượng hạt chèn, mô hình khe nứt 2D PKN, độ dẫn suất khe nứt, thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực UFD, tối đa lợi nhuận ròng (NPV).

1. Giới thiệu

Bể Cửu Long nằm ở phía Đông Nam thềm lục địa Việt Nam, là một rift nội lục điển hình với lịch sử phát triển địa chất trải qua 3 thời kỳ: trước tạo rift, đồng tạo rift và sau tạo rift, đã tạo nên các hệ thống dầu khí quan trọng với những tầng sinh, chứa và chắn tốt. Thời kỳ trước tạo rift là thời gian thành tạo đá móng của bể chủ yếu gồm các loại đá granite, granodiorite-diorite... thuộc phức hệ Hòn Khoai, Định Quán và Cà Ná. Thời kỳ đồng tạo rift từ Oligocene sớm đến đầu Miocene sớm hình thành nên trầm tích Cenozoic được tích tụ trong điều kiện sông hồ. Thời kỳ sau tạo rift, các trầm tích tiếp tục lắng đọng chủ yếu trong môi trường biển nông, đồng bằng ven biển. Hệ thống đứt gãy chính có hướng Đông Bắc - Tây Nam, và một vài hệ thống đứt gãy á vĩ tuyến đã phân cắt bể Cửu Long thành các đơn vị cấu trúc như: đới nâng Trung tâm (Rồng - Bạch Hổ - Cửu Long), Núi Đồi, Bà Đen, Tam Đảo; trũng Tây Bạch Hổ, Đông Bạch Hổ, Bắc Tam Đảo, Bắc Bạch Hổ; đơn nghiêng Tây Bắc, Đông Nam và đới phân dị Tây Nam. Ba tầng sản phẩm dầu khí chủ yếu của bể Cửu Long là đá móng nứt nẻ trước Đệ Tam, cát kết Miocene và cát kết Oligocene.

Tầng chứa Oligocene mở Bạch Hổ gồm các vỉa chứa thuộc hệ tầng Trà Tân (Oligocene C, D, E) và Trà Cú (Oligocene F?). Các tập đá chứa Oligocene trên gồm chủ yếu cát kết hạt trung bình - thô đến cuối kết xen ít bột kết và lớp rất mỏng đá vôi. Trầm tích được thành tạo trong

điều kiện lục địa với các tướng sông, hồ, đầm lầy và một phần ở điều kiện biển nông ven bờ. Bề dày của các tập cát kết Oligocene tương đối lớn (từ vài mét đến 30m) nhưng phân bố hẹp, tính liên tục kém và tính liên thông của các khe nứt trong các vỉa không tốt.

Tại mỏ Bạch Hổ, dầu trong tầng chứa Oligocene đang được khai thác chủ yếu từ các vỉa chứa thuộc hệ tầng Trà Cú với bẫy dạng kể áp vào khối nhô móng và một phần nhỏ từ các vỉa chứa hệ tầng Trà Tân với bẫy kiểu kết hợp bao phủ lên khối nhô móng bị chắn thạch hay đứt gãy cũng như kiểu kể áp vào khối nhô móng. Do ảnh hưởng của quá trình tạo đá và nén ép mạnh nên tính chất thấm chứa của cát kết Oligocene dưới có xu hướng giảm theo chiều sâu, nhưng một số nơi độ rỗng vẫn được bảo tồn cao. Các tập vỉa chứa trong tầng này có biểu hiện dầu khí rất tốt, song được cho là chặt sít vì có độ thấm kém, tính dẫn suất và độ liên thông giữa các khe nứt kém. Vì vậy, đòi hỏi phải kích thích vỉa bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực nhằm tăng cường hiệu suất khai thác dầu khí tối đa. Mặt khác, việc áp dụng phương pháp tối ưu khối lượng hạt chèn trên cơ sở tối đa sản lượng khai thác dầu khí đồng nghĩa với việc tối đa lợi nhuận ròng (NPVmax), từ đó tính toán thiết kế nứt vỉa thủy lực theo phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu (UFD) của Economides như xác định tối ưu chiều dài của khe nứt, chiều rộng khe nứt tối ưu. Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực cho phép

xác định thời gian bơm, quy trình bơm hạt chèn. Sử dụng các hệ số mất dung dịch nứt vỉa dạng thẩm - C_p , hệ số mất dung dịch nứt vỉa - S_p và mô hình dung dịch nứt vỉa phi Newton thông qua các thông số, n và K để tính toán chiều dài, chiều rộng của khe nứt.

2. Lựa chọn chất lỏng nứt vỉa thủy lực và mô hình chất lỏng nứt vỉa thủy lực phi Newton

Trong quá trình nứt vỉa thủy lực khe nứt có xu hướng phát triển theo hướng có trường ứng suất đất đá nhỏ nhất (σ_1). Đối với vỉa dầu thông thường, ứng suất nén đất đá nhỏ nhất tương đương với áp suất đóng của khe nứt (P_c) và áp suất nén đất đá lớn nhất là áp suất nén thẳng đứng của đất đá (σ_2). Trên cơ sở tính chất của vỉa dầu ở độ sâu từ 3.400 - 4.000m thuộc tầng cát kết Oligocene với nhiệt độ vỉa là 266°F, áp suất vỉa ban đầu là 4.990psi, áp suất đóng của khe nứt là 7.700psi, tính chất đất đá là cát kết lẫn sét, do đó lựa chọn tối ưu dung dịch nứt vỉa thủy lực phù hợp với tầng cát kết Oligocene rất quan trọng. Khối lượng polymer HPG là 30pptg vì polymer HPG chịu được nhiệt độ từ 70 - 300°F [1] do đó polymer HPG là phù hợp. Dung dịch nứt vỉa thêm vào như chất hoạt động bề mặt để giảm sức căng bề mặt giữa các phân tử đất đá, sét trong các khe nứt với khối lượng 1pptg, Breaker $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_8$ thêm vào với khối lượng 8pptg, để làm giảm độ nhớt dung dịch nứt vỉa ở bên trong khe nứt sau khi nứt vỉa và để làm sạch khe nứt và tạo ra khe nứt có độ dẫn suất tốt nhất, góp phần gia tăng lưu lượng dòng khai thác. Đồng thời, dung dịch nứt vỉa phải chịu được nhiệt độ cao, áp suất cao, tránh hiện tượng polymer bị bẻ gãy và phá vỡ cấu trúc, dẫn đến làm giảm tính dẫn suất của khe nứt sau khi nứt vỉa. Chất chống ăn mòn được thêm vào hệ dung dịch nứt vỉa để làm giảm hiệu ứng ăn mòn bên trong đường ống cũng như giảm ăn mòn ống đục lỗ trong hệ dung dịch nứt vỉa, kết hợp với mô hình chất lỏng phi Newton cho phù hợp với vỉa cát kết Oligocene. Mặt khác, các thông số dung dịch nứt vỉa phi Newton như n và K , tỷ trọng, thông số mất nước (S_p) phải đảm bảo để đủ khả năng mang tải hạt chèn đi vào khe nứt, để mở khe nứt và tạo độ rộng, chiều dài khe nứt trong quá trình bơm nứt vỉa. Ngoài ra, dung dịch nứt vỉa phải làm giảm tối đa tổn hao áp suất trong toàn bộ hệ thống đường ống để tăng áp suất trong khe nứt, giúp khe nứt phát triển tối đa. Với yêu cầu đặt ra, dung dịch nứt vỉa thủy lực phù hợp cho tầng cát kết Oligocene là Borate - Crosslinked 30lb HPG/1.000 gallon để đảm bảo vận chuyển hạt chèn và giữ cho hạt chèn ở trạng thái lơ lửng khi ngừng bơm, đồng thời đảm bảo hệ số mất dung dịch dạng thẩm đạt $C_p = 0,002\text{ft}/\text{min}^{0,5}$, kết hợp 8lb/1.000 gallon breaker $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_8$ thêm vào hệ dung dịch với 2% KCl

để ngăn chặn sét trương nở trong các khe nứt nhằm làm tăng dẫn suất của khe nứt và vận chuyển hạt chèn đi vào trong khe nứt đạt hiệu quả cao.

Các dung dịch nứt vỉa chủ yếu tuân theo quy luật dung dịch nứt vỉa phi Newton và mô hình dung dịch nứt vỉa được tính bởi công thức:

$$\tau = K\gamma^n \quad (1)$$

Trong đó:

τ : Ứng suất cắt động;

γ : Tốc độ trượt động;

n và K : Thông số consistency index của dung dịch nứt vỉa phi Newton.

Để xác định các thông số dung dịch nứt vỉa phi Newton, n và K , trong phòng thí nghiệm dùng thiết bị Brookfield để đo các thông số như τ , γ :

$$\log \tau = \log K + n \log \gamma$$

$$\text{Độ dốc góc} = \frac{[(N \sum XY) - (\sum X \sum Y)]}{[(N \sum X^2) - (\sum X)^2]}$$

$$\text{Khoảng cách} = (\sum Y - n \sum X) / N$$

Trong đó:

$X = \log \gamma$;

$Y = \log \tau$;

N = số lần thí nghiệm.

Như vậy n = độ dốc góc và K = Exp (khoảng cách).

Nghiên cứu của M. Rahman đã đưa ra cách tính khác các thông số dung dịch nứt vỉa phi Newton dựa trên độ nhớt của dung dịch nứt vỉa đó và mối liên hệ đó như sau:

$$n = 0,1756(\mu)^{-0,1233}, K = 47,880 \times (0,5\mu - 0,0159)$$

2.1. Lựa chọn hạt chèn (Proppant selection)

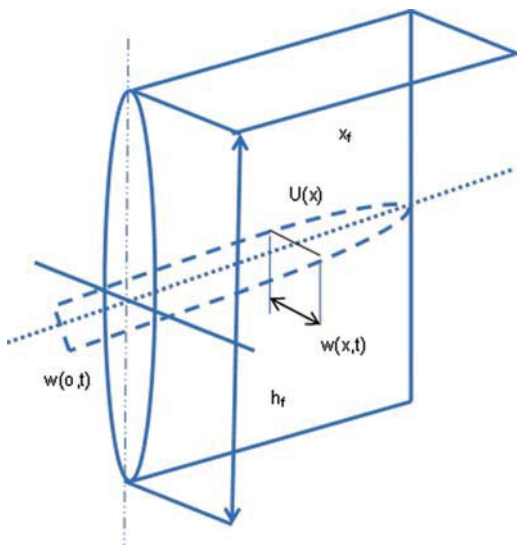
Hạt chèn sử dụng cho quá trình nứt vỉa phải có độ bền nén lớn hơn áp suất đóng của khe nứt ($P_c = 7.700\text{psi}$), đây là giá trị tương đương với áp suất nén nhỏ nhất của đất đá tại điểm đó σ_1 . Hạt chèn phải hạn chế hiện tượng ăn mòn và đập vỡ dưới tác dụng của áp suất đóng của khe nứt. Đồng thời, cần hạn chế hiện tượng hạt chèn đi vào giếng nhằm gia tăng tính dẫn suất của khe nứt sau khi kết thúc nứt vỉa (vì hạt chèn có tác dụng tham gia tạo khe nứt, giữ cho khe nứt cố định và luôn luôn mở, ổn định sau khi ngừng bơm, khe nứt được bảo toàn). Mặt khác, hạt chèn phải đảm bảo được độ dẫn suất theo yêu cầu đặt ra.

Bảng 1. Tổng hợp hệ dung dịch nứt vỉa [1]

Dung dịch nứt vỉa thêm vào	Dung dịch nứt vỉa thêm vào/1.000 gallon	Chức năng
Chất diệt khuẩn (Biocide)	0,5gallon	Ngăn chặn dung dịch nứt vỉa bị phân hủy, nhiễm bẩn dưới tác nhân vi khuẩn hay môi trường yếm khí.
Breaker ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_8$)	8lbm	Để làm giảm độ nhớt của polymer trong khe nứt sau khi nứt vỉa, làm sạch khe nứt và tăng tính dẫn suất của khe nứt sau khi nứt vỉa.
Chất hoạt động bề mặt (Surfactant)	1gallon	Để làm giảm sức căng bề mặt của các phần tử đất đá trong khe nứt và cải thiện hiệu quả nứt vỉa thủy lực.
Chất ngăn chặn sét trương nở (KCl)	2%KCl	KCl cho phép ngăn chặn các phần tử sét trương nở trong quá trình nứt vỉa, nhằm cải thiện hiệu quả nứt vỉa, cải thiện tính dẫn suất của khe nứt.
Polymer HPG	30lb	Giữ hạt chèn ở trạng thái lơ lửng, tham gia vào vận chuyển dung dịch hạt chèn trong quá trình bơm, giảm ma sát giữa hạt chèn và đường ống bên trong và ống đục lỗ, tham gia phát triển khe nứt về chiều rộng và chiều dài, chiều cao khe nứt, tăng tính dẫn suất khe nứt.

Bảng 2. Thông số hạt chèn [2]

Thông số	Giá trị
Loại hạt chèn	20/40 CARBO-Lite
Tỷ trọng, ρ_p	2,71
Độ cứng	Trung bình
Đường kính trung bình hạt chèn	0,0287inch
Độ rỗng hạt chèn, Φ_p (%)	35
Giá trị dẫn suất của hạt chèn tại áp suất đóng khe nứt 7.700psi và phân bố hạt chèn trong khe nứt	3.400md-ft
Hệ số dẫn suất hư hại của hạt chèn	1,42lb/ft ²
Áp suất đóng khe nứt (P_c), psi	7.700
Hệ số hư hại của hạt chèn	0,6

**Hình 1.** Mô hình nứt vỉa thủy lực PKN [6]

Để đảm bảo khe nứt có độ dẫn suất thích hợp và đảm bảo các tính chất trên, nhóm tác giả lựa chọn hạt chèn Carbo Lite 20/40, Intermediate strength proppant (ISP). Hạt chèn này được sử dụng cho khe nứt có áp suất đóng lên tới 12.000psi (theo CARBO Energy Center I), trong khi áp suất đóng khe nứt của tầng Oligocene dưới là 7.700psi. Các tính chất của hạt chèn Carbo - Lite Ceramic 20/40 (ISP) được thể hiện trong Bảng 2.

2.2. Mô hình khe nứt 2D PKN (Perkins and Kern, Nordgren) [1]

Nhóm tác giả sử dụng mô hình nứt vỉa 2D PKN [3, 4] để đánh giá hình dạng của khe nứt trong quá trình nứt vỉa cũng như độ lớn của khe nứt (chiều dài và chiều rộng của khe nứt). Đây là mô hình phù hợp cho tầng vỉa cát kết Oligocene có độ thấm thấp và độ rỗng trung bình. Mặt khác Carter II đã đưa ra giải pháp phương trình cân bằng trong quá trình nứt vỉa [5] có sự kết hợp các yếu tố hệ số mất dung dịch nứt vỉa do hiện tượng thấm qua diện tích của khe nứt, C_L , thời gian bơm, lưu lượng bơm và hệ số mất dung dịch nứt vỉa, S_p , qua diện tích khe nứt và mô hình 2D PKN C được cho như ở Hình 1.

2.3. Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực

Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực thể hiện mối liên hệ giữa thể tích dung dịch nứt vỉa bơm vào vỉa (V_i) với thể tích khe nứt tạo ra (V_f) và thể tích mất dung dịch nứt vỉa trong vỉa (V_l). Mối liên hệ đó được mô tả như sau:

$$V_i = V_f + V_l$$

Trong đó:

$V_i = qt$, với q là lưu lượng bơm và t là thời gian bơm;

V_f là thể tích của khe nứt được tạo ra phát triển theo 2 bên một cách đối xứng của khe nứt được xác định bởi công thức:

$$V_f = 2x_f h_f w_a$$

Trong đó:

x_f : 1/2 chiều dài của khe nứt;

h_f : Chiều cao của khe nứt;

w_a : Độ rộng trung bình của khe nứt.

Nolte (1986) [7] đưa ra công thức xác định hiệu quả nứt vỉa thủy lực như sau:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{V_i - V_l}{V_i} = 1 - \frac{V_l}{V_i} \quad (2)$$

Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực được cho bởi công thức sau [1]:

$$q \times t - 2A_f K_L C_L \sqrt{t} - (w_a + 2S_p) A_f = 0 \quad (3)$$

Trong đó:

q : Lưu lượng bơm (bpm);

A_f : Tổng diện tích khe nứt ($A_f = 2x_f h_f$) (ft²);

K_L : Hệ số Nolte liên quan đến hiệu quả nứt vỉa thủy lực;

w_a : Giá trị chiều rộng trung bình của khe nứt ứng với một giá trị chiều dài khe nứt nhất định (inch);

C_L : Hệ số mất dung dịch nứt vỉa dạng thấm qua diện tích khe nứt (ft/min^{0.5});

S_p : Hệ số mất dung dịch nứt vỉa trên diện tích khe nứt (gallon/ft²);

t : Tổng thời gian bơm nứt vỉa thủy lực (phút).

Hệ số Nolte, K_L liên quan đến hiệu quả nứt vỉa được cho bởi công thức sau [1]:

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi (1 - \eta) \right]$$

Chiều rộng của khe nứt lớn nhất đạt được tại thân giếng cho bởi công thức sau [1]:

$$w_o = 9,15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3,98^{\frac{n}{2n+2}} \left(\frac{1 + (\pi - 1)n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \times \left(\frac{(q_i/2)^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (4)$$

Giá trị trung bình của chiều rộng khe nứt trong mô hình PKN được cho bởi công thức sau:

$$w_a = \frac{\pi}{5} \times W_o w_o = \frac{\pi}{5} \times W_o \quad (5)$$

2.4. Phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu (UFD) [1]

Economides [1] đã đưa ra khái niệm mới cho phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu (UFD), dùng để xác định kích thước chiều dài và chiều rộng tối ưu của khe nứt nhằm tối đa sản lượng khai thác dầu khí của vỉa đó tương ứng với một khối lượng hạt chèn tối ưu nhất định. Theo phương pháp thiết kế nứt vỉa của Economides, ứng với hệ số gia tăng thu hồi dầu càng cao thì lưu lượng khai thác càng cao. Phương pháp thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực được tóm tắt như sau [1]:

Xác định chỉ số khai thác J

$$J = \frac{q_p}{\Delta p} \quad (6)$$

Xác định giá trị không thứ nguyên của hạt chèn (N_p), đây là thông số rất quan trọng trong thiết kế UFD và N_p được xác định:

$$N_p = I_x^2 C_{fD} \quad (7)$$

Trong đó:

I_x : Tỷ số giữa chiều dài khe nứt và bán kính ảnh hưởng của vỉa dầu khí,

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (8)$$

C_{fD} : Giá trị dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt được xác định bởi công thức:

$$C_{fD} = \frac{k_f \times w_p}{k_r \times x_f} \quad (9)$$

Trong đó:

k_f : Độ thấm của vỉa dầu khí (mD);

x_f : Chiều dài của khe nứt (ft);

k_r : Độ thấm của hạt chèn trong khe nứt dưới tác dụng của áp suất đóng khe nứt ($P_c = 7.700$ psi);

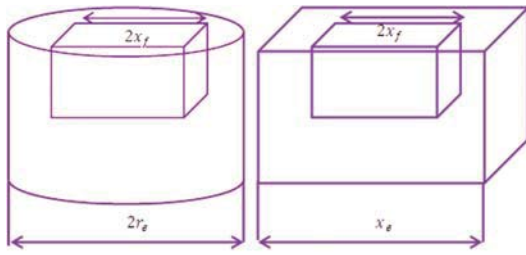
w_p : Chiều rộng của khe nứt tại thời điểm kết thúc nứt vỉa (inch).

Diện tích ảnh hưởng của vỉa dầu được cho bởi công thức:

$$A = \pi r_e^2 = x_e^2 \quad (10)$$

Số hạt chèn được xác định như sau:

Từ công thức (7), (8) và (9) xác định được số hạt chèn (N_p) như sau:



Hình 2. Biểu diễn khe nứt trong vỉa [1]

$$N_p = \frac{4k_f x_f w_p}{k_r x_e^2} = \left(\frac{2k_f}{k_r} \right) \times \frac{2x_f w_p h_n}{x_e^2 h_n} = \left(\frac{2k_f}{k_r} \right) \times \frac{V_p}{V_{res}} \quad (11)$$

Trong đó:

V_p : Thể tích hạt chèn chiếm chỗ trong khe nứt;

V_{res} : Thể tích của vỉa;

k_f : Độ thấm của hạt chèn (mD);

k_r : Độ thấm của vỉa dầu khí (mD).

Thể tích hạt chèn chiếm trong toàn bộ khe nứt được xác định bởi công thức:

$$V_p = \frac{M_{prop} \times \left(\frac{h_n}{h_f} \right)}{\frac{(100 - \Phi_p)}{100} \times \rho_p} \quad (12)$$

Trong đó:

M_{prop} : Khối lượng hạt chèn (lbs);

h_n : Chiều dày của vỉa dầu khí (ft);

h_f : Chiều cao của khe nứt (ft);

ρ_p : Tỷ trọng của hạt chèn (lb/ft³);

Φ_p : Tỷ lệ độ rỗng của hạt chèn (%).

Phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực UFD như sau:

Xác định chiều dài tối ưu của khe nứt ($x_{f, opt}$), chiều rộng tối ưu của khe nứt sau khi nứt vỉa ($w_{f, opt}$) được cho bởi các công thức sau [1]:

$$\begin{cases} x_{f, opt} = \sqrt{\frac{k_f V_p}{C_{fD, opt} h_n k_r}} \\ w_{f, opt} = \sqrt{\frac{C_{fD, opt} k_r V_p}{h_n k_f}} \end{cases} \quad (13)$$

Trong đó:

k_f : Độ thấm của hạt chèn dưới tác dụng của áp suất đóng của khe nứt;

V_p : Thể tích hạt chèn chiếm chỗ trong khe nứt;

$C_{fD, opt}$: Giá trị dẫn suất của khe nứt không thứ nguyên;

k_r : Độ thấm của vỉa dầu trước nứt vỉa;

h_n : Chiều cao của khe nứt.

2.5. Dẫn suất của khe nứt ($w_p k_f$) (Fracture conductivity)

Giá trị dẫn suất của khe nứt có ý nghĩa quyết định sản lượng khai thác dầu khí. Giá trị này thường được đo trong phòng thí nghiệm theo tiêu chuẩn API như thí nghiệm Smith (1997) [8], sử dụng dung dịch nứt vỉa 2% KCl và mật độ hạt chèn trên một đơn vị diện tích là 2lb/ft². Giá trị dẫn suất của khe nứt phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như: loại hạt chèn, tỷ trọng, độ thấm, độ rỗng, hình dáng, kích cỡ của hạt chèn và loại dung dịch nứt vỉa dưới tác dụng của áp suất đóng khe nứt 7.700psi. Ngoài ra, giá trị dẫn suất của khe nứt còn phụ thuộc vào độ mài mòn của hạt chèn dưới tác dụng của các pha dầu khí nước bên trong khe nứt và sự dập vỡ của hạt chèn dưới tác dụng của áp suất đóng khe nứt, phụ thuộc vào loại dung dịch nứt vỉa thủy lực, độ nhớt và các chất thêm vào của hệ dung dịch nứt vỉa, độ nhớt của dung dịch nứt vỉa, nhiệt độ và áp suất của vỉa dầu khí.

Nếu giá trị độ thấm của hạt chèn bên trong khe nứt dưới tác dụng của áp suất đóng cho bởi k_f thì độ dẫn suất của khe nứt được tính bởi công thức sau:

$$\text{Fracture conductivity} = k_f \times w_p \quad (14)$$

2.6. Chế độ khai thác chuyển tiếp (Transient production regime)

Trên cơ sở giá trị cụ thể áp suất ở đáy giếng khai thác (BHP) sau khi nứt vỉa thủy lực, chế độ khai thác chuyển tiếp nằm giữa chế độ khai thác ổn định và chế độ khai thác giả ổn định. Trong chế độ khai thác này, thời gian khai thác rất ngắn tính theo ngày hay theo tháng.

Mô hình chế độ khai thác chuyển tiếp (Economides, 1994) [9].

$$p_i - p_{wf} = \frac{162,6 q_o B_\mu}{kh} \left(\log t + \log \left(\frac{k}{\Phi \mu c_r r_w^2} \right) + S - 3,23 \right) \quad (15)$$

Trong đó:

r'_w : Bán kính hiệu dụng sau khi nứt vỉa, $r'_w = r_w e^{-S}$;

S_f : Giá trị skin sau khi nứt vỉa được tính toán theo công thức của (Valko's nnk., 1997) [10]:

$$S = F - \ln \left(\frac{x_f}{r_w} \right)$$

Trong đó:

x_f : 1/2 chiều dài khe nứt;

r_w : Bán kính thân giếng.

Giá trị F được tính bởi công thức sau [1]:

$$F = \frac{1,65 - 0,328u + 0,116u^2}{1 + 0,18u + 0,064u^2 + 0,005u^2} \quad (16)$$

Trong đó, $u = \ln(F_{CD})$ và C_{FD} là giá trị dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt.

2.7. Hệ số gia tăng sản lượng (FOI), (Productivity ratio) [1]

Hệ số gia tăng sản lượng (FOI) đối với dòng chảy ổn định ở phương trình là sản lượng tăng thêm trong giếng khai thác sau khi xử lý nứt vỉa thủy lực so với trước lúc chưa nứt vỉa.

$$FOI = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_f + s} \quad (17)$$

Trong đó:

r_w : Đường kính tubing;

r_e : Bán kính ảnh hưởng;

s : Hệ số skin trước khi nứt vỉa;

S_f : Hệ số skin sau khi nứt vỉa.

Mối tương quan giữa giá trị r_w và x_f là một hàm số của C_{FD} hay như công thức (16) theo Cinco-Ley nnk [11].

2.8. Áp suất khe nứt (Pnet), (Net pressure)

Áp suất bên trong khe nứt là áp suất để phát triển khe nứt theo chiều rộng và chiều dài, áp suất khe nứt phụ thuộc vào nhiều yếu tố như áp suất bơm trên bề mặt, tỷ trọng của dung dịch hạt chèn, chiều sâu của giếng, tổn hao áp suất trong thân giếng trong quá trình nứt vỉa nhiều hay ít, tổn thất áp suất qua ống đục lỗ, và áp suất đóng khe nứt lớn hay nhỏ.

Công thức sau xác định áp suất bên trong khe nứt (Michael J. Economides, Modern Fracturing)

$$P_{net} = P_p + HSP - \Delta_{Ploss} - P_c \quad P_{net} = P_p + HSP - \Delta_{Ploss} - P_c \quad (18)$$

Trong đó:

P_{net} : Áp suất bên trong khe nứt (psi);

P_p : Áp suất bơm trên bề mặt (psi);

HSP : Áp suất thủy tĩnh của dung dịch hạt chèn (psi);

Δ_{Ploss} : Tổng tổn thất áp suất trong quá trình nứt vỉa (psi);

P_c : Áp suất đóng của khe nứt (psi).

Trong công thức (18) áp suất khe nứt (Pnet) tỷ lệ thuận với áp suất bơm trên bề mặt và tỷ lệ thuận với áp suất thủy tĩnh trong giếng. Điều này có nghĩa là khi tăng áp

suất bơm và tỷ trọng dung dịch nứt vỉa và chiều sâu của giếng càng tăng sẽ làm tăng áp suất bên trong khe nứt, ngược lại khi tổn hao áp suất bên trong giếng tăng sẽ làm giảm áp suất bên trong khe nứt, đồng thời nếu áp suất đóng khe nứt càng lớn thì áp suất bên trong khe nứt càng nhỏ và ngược lại áp suất đóng khe nứt nhỏ thì áp suất bên trong khe nứt càng lớn.

Mặt khác áp suất khe nứt được tính theo công thức sau [6]:

$$P_{net} = \frac{E'}{2h_f} \times w_o \quad (19)$$

$$\text{Trong đó } E' = \frac{E}{1 - \nu^2}$$

E : Module đàn hồi của đất đá (psi);

ν : Tỷ số Poisson's;

h_f : Chiều cao của khe nứt (ft);

w_o : Chiều rộng của khe nứt lớn nhất tại thân giếng (inch) được tính bằng công thức (4).

Trong công thức (19), áp suất khe nứt tỷ lệ nghịch với chiều cao của khe nứt và tỷ lệ thuận với module đàn hồi của đất đá, tỷ lệ thuận với chiều rộng của khe nứt.

2.9. Giá trị hiện tại thuần (NPV) [12]

Giá trị hiện tại thuần (NPV) là lợi nhuận ròng thu được từ việc gia tăng sản lượng khai thác dầu khí từ việc nứt vỉa thủy lực trừ đi giá trị hiện tại ròng từ sản lượng khai thác dầu khí của vỉa đó tại thời điểm chưa nứt vỉa trừ đi tổng chi phí thực hiện trong quá trình nứt vỉa.

Mô hình công thức tính toán lợi nhuận thuần được cho bởi công thức sau:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \frac{(V_f)_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^N \frac{(V_o)_j}{(1+i)^j} - C_{tr} \quad (20)$$

$$C_{tr} = C_{pr} + C_{tfl} + C_{pu} + FC \quad (21)$$

Trong đó:

NPV: Giá trị hiện tại thuần (USD);

V_f : Giá trị lợi nhuận thu được từ việc nứt vỉa (USD);

V_o : Giá trị lợi nhuận thu được từ vỉa chưa được nứt vỉa (USD);

i : Lãi suất chiết khấu (%);

C_{tr} : Tổng giá trị chi phí trong quá trình nứt vỉa (USD);

C_{pr} : Chi phí giá thành của hạt chèn (USD);

Bảng 3. Thông số vỉa dầu khí tại tầng cát kết Oligocene E, tại giếng khoan X [12]

Thông số	Giá trị
Chiều sâu vỉa, ft.	12.286
Diện tích ảnh hưởng, acres	122
Bán kính ảnh hưởng, r_e ft.	1.300
Bán kính giếng, ft.	0,328
Chiều cao vỉa, h_r ft.	72
Độ rỗng vỉa, %	12,1
Độ thấm của vỉa, (k_v) mD	0,5
Độ nhớt của dầu tại vỉa, μ_r cp	1,5
Hệ số thể tích của vỉa dầu khí, RB/STB	1,4
Tổng độ nén của vỉa, psi^{-1}	$1,00 \times 10^{-5}$
Module đàn hồi của đất đá (E), psi	5×10^6
Hệ số Poisson's của vỉa cát kết Oligocene v	0,25
Áp suất vỉa ban đầu, (p_i) psi	4.990
Nhiệt độ vỉa, T_r °F	266
Oil API	36,7
Tỷ trọng của khí, ρ_g/air	0,79
Áp suất bão hòa, P_b psi	1.310
Áp suất đáy giếng (BHP), psi	3.500
Áp suất đóng khe nứt (P_c), psi	7.700
Lưu lượng bơm, bpm	22
Hệ số mất dung dịch do thấm, C_r ft/min ^{0.5}	0,003
Flow behavior index, n	0,69
Consistency Index, K, (lbf.s ⁿ /ft ²)	0,04
Dung dịch nứt vỉa	30lb HPG/1.000 gallon với 8lb/1.000 gallon breaker $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_8$
Loại hạt chèn	Carbo Lite Ceramics intermediate strength proppant (ISP), 20/40, với tỷ trọng 169lb/ft ³

Bảng 4. Số liệu kinh tế trước nứt vỉa [13]

Thông số	Giá trị
Đơn giá của dung dịch nứt vỉa, USD/gallon	1
Đơn giá hạt chèn, USD/lb	1
Giá thành bơm, USD/hhp	20
Giá thành sửa chữa thiết bị, USD	15.000
Lãi suất chiết khấu, i, %	10
Giá dầu, USD/thùng	100

Bảng 5. Thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực theo phương pháp UFD [2]

Khối lượng hạt chèn (lbs)	Số hạt chèn (N_p)	Tỷ số giữa chiều dài khe nứt và bán kính ảnh hưởng (l_x)	Dẫn suất không thứ nguyên (C_{r0})	Nửa chiều dài khe nứt x_r (ft)	Chiều rộng khe nứt w_p (ft)	Dẫn suất khe nứt $k_f w_p$ (md-ft)	Mật độ của hạt chèn (lb/ft ³)	Skin	Dầu khai thác (1.000 thùng)	NPV (triệu USD) cho 10 năm
10.000	0,05704	0,18957	1,5873	218,50	0,00289	173,41	0,31782	-5,1178	854	57,30953
50.000	0,28519	0,40917	1,7035	471,62	0,00670	401,70	0,73623	-5,8929	1.066	76,68295
80.000	0,45631	0,50138	1,8152	577,91	0,00874	524,51	0,96132	-6,1053	1.143,3	83,63922
120.000	0,68446	0,58679	1,9879	676,36	0,01120	672,25	1,23210	-6,2772	1.213,9	89,90813
160.000	0,91262	0,64741	2,1773	746,23	0,01354	812,40	1,48900	-6,3901	1.264,9	89,79657

C_{tft} : Tổng chi phí giá thành của dung dịch nứt vỉa thủy lực (USD);

C_{pu} : Chi phí cho hoạt động bơm nứt vỉa (USD);

FC: Chi phí cho việc sửa chữa trong quá trình nứt vỉa (USD);

N: Số năm khai thác dầu khí (năm).

3. Thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực với việc tối ưu khối lượng hạt chèn cho tầng Oligocene dưới bể Cửu Long

Nhóm tác giả lựa chọn giếng khoan thẩm lượng và khai thác dầu khí tại tầng móng nứt nẻ và tại tầng cát kết Oligocene bể Cửu Long. Thông số vỉa được sử dụng tại tầng cát kết Oligocene E tại giếng khoan X của bể Cửu Long (Bảng 3).

3.1. Thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực theo phương pháp Unified Fracture Design (UFD) [1]

Giả sử cho các giá trị khối lượng hạt chèn khác nhau từ 10.000lbs, 50.000lbs, 80.000lbs, 120.000lbs và 160.000lbs sử dụng phần mềm Mfrac software cho thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực với Unified Fracture Design (UFD) và trên cơ sở các thông số vỉa trong Bảng 1 ta có kết quả như ở Bảng 5.

Từ kết quả ở Bảng 5 xây dựng hàm số biểu diễn mối liên hệ giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng theo phương trình parabol có dạng: $y = ax^2 + bx + c$.

Mối liên hệ giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng được cho bởi hàm parabol sau:

$$Y = -2 \times 10^{-9}x^2 + 0,0006x + 52,284 \quad (22)$$

Trong công thức (22) biểu diễn mối quan hệ giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng trong 10 năm, có hệ số tương quan $R^2 = 0,997$, và giá trị lớn nhất của lợi nhuận ròng đạt được tại giá trị khối lượng hạt chèn được tính theo công thức:

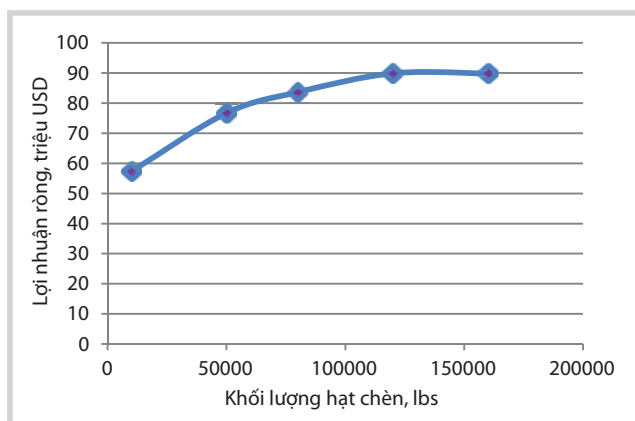
$$x = -\frac{b}{2a} = -\frac{(0,0006)}{-2 \times (2 \times 10^{-9})} = 150000 \text{ lbs}$$

Khi đó giá trị lợi nhuận ròng tối đa đạt được sẽ là $NPV = 97.000.000 \text{ USD}$ [14].

Trên quan điểm thiết kế nứt vỉa thủy lực sao cho lượng khối lượng hạt chèn cần thiết để tối đa lợi nhuận ròng thu được trong 10 năm.

Với khối lượng hạt chèn tối ưu là 150.000lbs, theo công thức tính toán chiều dài khe nứt sẽ là 730ft và chiều rộng khe nứt tại thời điểm kết thúc nứt vỉa là 0,15inch.

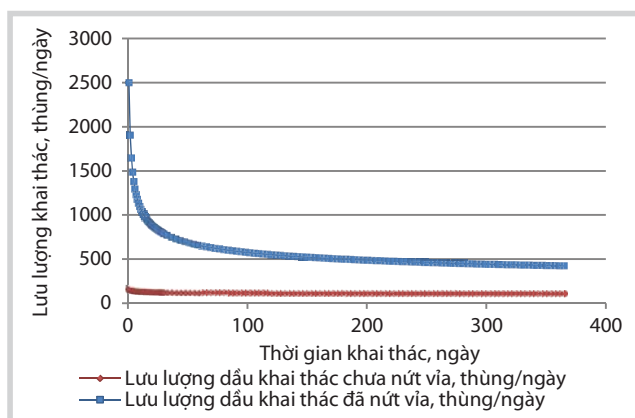
Với kết quả tối ưu khối lượng hạt chèn là 150.000lbs ứng với giá trị tối đa lợi nhuận ròng là 97.000.000USD, dựa vào thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực UFD của Economides tính được nửa chiều dài khe nứt là 730ft và chiều rộng tối ưu của khe nứt là 0,15inch sau khi nứt vỉa. Dựa trên phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực khi biết lưu lượng bơm là 22bpm và nửa chiều dài khe nứt là 730ft, và hệ số mất dung dịch dạng thấm là $0,003 \text{ ft/min}^{0,5}$, hệ số Nolte là 1,5. Theo kết quả Bảng 6 thời gian bơm là 116 phút, chiều rộng khe nứt tại thân giếng lớn nhất là 0,25inch, chiều rộng trung bình của khe nứt là 0,156inch. Trên cơ sở xác định được chiều dài khe nứt sẽ xác định được diện tích khe nứt là 105.120 ft^2 và ứng với khối lượng hạt chèn là 150.000lbs, từ đó tính được mật độ của hạt chèn trên một đơn vị diện tích của khe nứt là $1,42 \text{ lb/ft}^2$. Trên cơ sở Minifrac test đã xác định được áp suất đóng của khe nứt là 7.700psi. Từ kết quả về mật độ hạt chèn và áp suất đóng giếng cho kết quả độ dẫn suất của khe nứt là 3.400 md-ft ứng với loại hạt chèn Carbo Lite Ceramic 20/40 (ISP) có tỷ trọng là 169 lb/ft^3 . Qua phân tích thì mật độ hạt chèn càng cao thì độ dẫn suất của khe nứt càng cao và ngược lại. Ngoài ra, độ dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt (C_{FD}) tỷ lệ thuận với dẫn suất của khe nứt và tỷ lệ nghịch với độ thấm của vỉa dầu khí đó, nghĩa là độ thấm càng thấp thì giá trị dẫn suất không thứ nguyên này càng cao và ngược lại. Qua phân tích trên ở Hình 3, khi khối lượng hạt chèn cùng với khối lượng dung dịch nứt vỉa cũng tăng theo dẫn tới lợi nhuận ròng thu được trong việc khai thác dầu sẽ giảm theo do chi phí ban đầu cho việc nứt vỉa và vận hành khai thác sau khi nứt vỉa. Vì vậy việc tối ưu khối lượng hạt chèn và khối lượng dung dịch nứt vỉa nhằm tối đa lợi nhuận ròng là mục tiêu trong nghiên cứu này.



Hình 3. Mối tương quan giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng trong 10 năm

Bảng 6. Kết quả từ phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực

Thông số	Giá trị
Khối lượng hạt chèn tối ưu (lbs)	150.000
Nửa chiều dài khe nứt tối ưu (ft)	730
Chiều rộng trung bình của khe nứt sau khi kết thúc nứt vỉa (inch)	0,15
Chiều rộng lớn nhất của hạt chèn tại thân giếng, w_0 (inch)	0,25
Chiều rộng trung bình của khe nứt, w_a (inch)	0,156
Thời gian bơm (phút)	116
Diện tích khe nứt (ft^2)	105.120
Mật độ của hạt chèn (lb/ft^2)	1,42
Dẫn suất của khe nứt (md-ft)	3.400
Dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt (C_{FD})	4,65
Skin sau khi nứt vỉa	-6,7
Bán kính hiệu dụng sau khi nứt vỉa, r'_w (ft)	273,4
Hệ số gia tăng khai thác (FOI)	5,2
Áp suất khe nứt, P_{net} (psi)	869



Hình 4. So sánh lưu lượng khai thác dầu khí cho vỉa đã nứt vỉa C (fractured well), vỉa chưa nứt vỉa B (unstimulated well), cho chế độ khai thác chuyển tiếp ứng với tối ưu khối lượng hạt chèn 150.000lbm

4. Kết luận

- Do bị chôn vùi sâu, trải qua quá trình kiến tạo đá, nén ép mạnh của đất đá và ảnh hưởng của quá trình biến đổi thứ sinh, đá chứa Oligocene các tầng D, E và F (?) ở bể Cửu Long chặt sít, độ rỗng cũng như độ thấm có khuynh

hướng giảm nhanh theo chiều sâu, ảnh hưởng đến lưu lượng khai thác dầu khí do làm giảm độ dẫn suất của khe nứt. Tuy nhiên, do độ rỗng và độ thấm của đá chứa Oligocene tương đối tốt do vậy vẫn có nhiều tiềm năng hydrocarbon.

- Do vỉa có nhiều tiềm năng về dầu khí và vỉa tồn tại tính dẫn suất của khe nứt kém thể hiện độ lưu thông trong các khe nứt bị cản trở, do đó công nghệ nứt vỉa được áp dụng để kích thích vỉa nhằm làm gia tăng độ dẫn suất của khe nứt, gia tăng hệ số khai thác.

- Với việc tổ ưu khối lượng hạt chèn trên cơ sở tối đa lợi nhuận ròng (NPV_{max}), dựa trên phương pháp thiết kế nứt vỉa tối ưu UFD của Economides đã được áp dụng cho vỉa có độ thấm thấp như tầng Oligocene.

- Sử dụng phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực cho phép xác định được các thông số quan trọng như thời gian bơm, tỷ trọng hạt chèn trên một đơn vị diện tích, áp suất bên trong khe nứt, diện tích khe nứt, chiều rộng khe nứt lớn nhất, chiều rộng trung bình của khe nứt, giá trị dẫn suất của khe nứt ứng với áp suất đóng khe nứt (7.700psi) với mật độ hạt chèn trên một đơn vị diện tích.

- Khi mật độ của hạt chèn trong khe nứt càng cao sẽ làm tăng tính dẫn suất của khe nứt và ngược lại khi mật độ hạt chèn trong khe nứt càng thấp thì tính dẫn suất của khe nứt giảm. Điều này giải thích tại sao phải lựa chọn hạt chèn có độ cứng tốt và không bị mài mòn, đập vỡ để ổn định mật độ hạt chèn trong khe nứt.

- So sánh vỉa đã được nứt vỉa với vỉa chưa được nứt vỉa trên cùng một vỉa đó cho thấy sau khi nứt vỉa hệ số gia tăng khai thác dầu khí là 5,2 và áp suất bên trong khe nứt là 869psi.

- Việc lựa chọn tối ưu hệ dung dịch nứt vỉa vừa hạn chế hiện tượng sét trương nở, vừa đảm bảo độ nhớt làm giảm tổn hao áp suất trong quá trình nứt vỉa, góp phần làm tăng áp suất bên trong khe nứt, đồng thời cải thiện độ dẫn suất của khe nứt, tăng lưu lượng khai thác sau khi nứt vỉa.

Tài liệu tham khảo

1. Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. *Unified fracture design: Bridging the gap between theory and practice*. 2002.
2. Meyer Fracturing Simulation. *Mfrac Software*.
3. T.K.Perkins, L.R.Kern. *Widths of hydraulic fractures*. Journal of Petroleum Technology. 1961; 13(9): p. 937 - 949.

4. P.P.Nordgren. *Propagation of a vertical hydraulic fracture*. SPE Journal. 1972; 12(4): p. 306 - 314.

5. George C.Howard, C.R.Fast. *Optimum fluid characteristics for fracture extension*. Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute (API).1957.

6. Peter Valkó, Michael J.Economides. *Hydraulic fracture mechanics*. Wiley. 1995.

7. K.G.Nolte. *Determination of proppant and fluid schedules from fracturing pressure decline*. SPE Production Engineering. 1986; 1(4): p. 255 - 265.

8. Smith, M. B. 1997. *Hydraulic fracturing*, 2nd edition. Tulsa, Oklahoma: NSI Technologies.

9. Michael J.Economides, A.Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, Ding Zhu. *Petroleum production systems*. Prentice Hall. 2012.

10. Valko, P., Oligney, R. E., and Economides, M. J. 1997. *High permeability fracturing of gas wells*. Gas TIPS (Fall), 3:31-40.

11. Heber L.Cinco, F.V. Samaniego, N.A.Dominguez. *Transient pressure behavior for a well with a finite conductivity vertical fracture*. Society of Petroleum Engineers Journal. 1978; 18(4): p.253 - 264.

12. R.Mark Balen, H-Z.Mens, Michael J.Economides. *Applications of the net present value (NPV) in the optimization of hydraulic fractures*. SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia. 1 - 4 November, 1988.

13. Haiqing Yu, M.Motiur Rahman. *Pinpoint multistage fracturing of tight gas sands: An integrated model with constraints*. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. 23 - 25 January, 2012.

14. Matteo Marongiu-Porcu, Michael John Economides, Stephen A.Holditch. *Economic and physical optimization of hydraulic fracturing*. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. 13 - 15 February, 2008.

15. Danh Huu Nguyen, Wisup Bae. *Design optimisation of hydraulic fracturing for Oligocene reservoir in offshore Vietnam*. International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. 26 - 28 March, 2013.

Optimisation of hydraulic fracturing design to improve oil production from Oligocene reservoirs by maximising net present value

Nguyen Huu Truong¹, Wisup Bae²
Hoang Thinh Nhan¹, Phan Cong Boi³

¹Petrovietnam University (PVU)

²Sejong University, Seoul, South Korea (SJU)

³Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Summary

Results of exploration and appraisal drilling in Cuu Long basin indicate that Tra Tan and Tra Cu Oligocene reservoirs show high potential of hydrocarbon with average porosity ranging from 10 - 15%, and reservoir permeability of 0.1 - 5mD. However, the big problem with these reservoirs is very low conductivity and connectivity of fractures, therefore reservoir stimulations, such as hydraulic fracturing, are necessary to achieve maximum oil and gas production. The paper presents the Unified Fracture Design method (UFD) of Economides for optimal proppant mass based on maximisation of the net present value. At the same time, the 2D PKN-C fracture geometry model is used to calculate the total fracture area for optimal proppant mass. The successful application of hydraulic fracturing during well completion for Oligocene reservoirs has contributed to improvement of oil and gas recovery factor in Cuu Long basin.

Key words: Optimal proppant mass, 2D PKN fracture geometry model, fracture conductivity, optimisation of hydraulic fracturing design (UFD), maximum net present value (NPV).

PHƯƠNG PHÁP MỚI ĐỂ TÍNH TOÁN, THIẾT KẾ THIẾT BỊ TẮNG SÔI QUY MÔ THƯƠNG MẠI CHO PHẢN ỨNG KHÍ HÓA THAN - PHỤ PHẨM TỪ QUÁ TRÌNH KHÍ HÓA VIÊN NÉN SINH KHỐI

ThS. Nguyễn Văn Lực¹, TS. Lê Đình Chiến²

¹Công ty CP Tư vấn Công nghệ và Thiết bị Kỹ thuật

²Đại học Mỏ - Địa chất

Email: nguyenvluc903@gmail.com

Tóm tắt

Để thu hồi tối đa năng lượng, phương pháp thiết kế thiết bị khí hóa tầng sôi cho quá trình khí hóa than phụ phẩm đã được thiết lập dựa trên số liệu về động học của phản ứng khí hóa than phụ phẩm thu được từ thực nghiệm kết hợp với mô hình tính toán chiều cao lớp sôi theo thời gian lưu. Các thông số cơ bản của thiết bị tầng sôi cho phản ứng khí hóa than phụ phẩm thu được từ các nghiên cứu trước và các kết quả thu được khi sử dụng phương pháp để xuất trong nghiên cứu ở lưu lượng dòng đầu vào bằng nhau là khá tương đồng. Tuy nhiên, phương pháp này không thích hợp để tính toán, thiết kế các thiết bị tầng sôi có đường kính trong nhỏ hơn 0,2m. Đối với các thiết bị khí hóa ở quy mô pilot hay quy mô thực tế (có đường kính thiết bị lớn hơn 0,2m) thì phương pháp này có thể tính toán, thiết kế các thông số cơ bản của thiết bị một cách dễ dàng và nhanh chóng hơn so với các phương pháp trước đây trong khi độ chính xác của các thông số là tương đương. Thiết bị khí hóa đã được thiết kế với đường kính trong 1,22m và tổng chiều cao 5,2m. Năng lượng có ích thu được đạt 3.359,52kW (gần 74,83%) với lưu lượng dòng than phụ phẩm đi vào thiết bị khí hóa là 500kg/giờ trong điều kiện vận hành của thiết bị khí hóa ở 850°C và áp suất khí quyển. Giá trị năng lượng thu được có thể sử dụng để phát điện, mở ra hướng mới trong việc tận dụng nguồn phụ phẩm thu được từ quá trình khí hóa sinh khối.

Từ khóa: Thiết kế, than phụ phẩm, khí hóa, tầng sôi, sinh khối, Refgas.

1. Giới thiệu

Nguồn năng lượng sinh khối từ phụ phẩm nông, lâm nghiệp (rơm, trấu, phôi bào, gỗ, xơ dừa, vỏ cà phê, bã mía, thân và lõi ngô, lạc...) được nghiên cứu sử dụng làm nguyên liệu cho quá trình khí hóa. Đây là quá trình sử dụng các tác nhân khí hóa (như không khí, hơi nước hoặc hydro) phản ứng với sinh khối ở nhiệt độ cao để chuyển nhiên liệu từ dạng rắn sang dạng nhiên liệu khí. Nhiên liệu này được gọi chung là khí sinh khối với thành phần chủ yếu là CO, H₂, CH₄ được dùng làm nhiên liệu khí trong dân dụng, trong công nghiệp hoặc sử dụng làm nguyên liệu cho tổng hợp NH₃, CH₃OH. Khí sinh khối cũng có thể được sử dụng để phát điện. Sản phẩm của quá trình khí hóa sinh khối gồm chủ yếu là khí tổng hợp (CO + H₂) và sản phẩm phụ là tro cùng với than (than phụ phẩm). Các sản phẩm phụ này có thể được sử dụng làm chất độn cho đất để tăng hiệu quả canh tác hoặc sử dụng làm các chất hấp phụ. Để thu được tối đa lượng khí sinh khối để sản xuất điện, có thể sử dụng các sản phẩm phụ này (đặc biệt là than phụ phẩm với hàm lượng carbon cao) làm nguyên liệu cho quá trình khí hóa thứ cấp. Có nhiều nghiên cứu đã chứng minh công nghệ tầng sôi là công nghệ thích hợp

nhất cho quá trình khí hóa sinh khối và than phụ phẩm [1 - 3]. Tuy nhiên, việc tính toán, thiết kế thiết bị tầng sôi rất phức tạp và phụ thuộc vào yêu cầu cụ thể với nguồn nguyên liệu, điều kiện hoạt động và công suất. Do đó, cần xây dựng quy trình tính toán phù hợp với từng trường hợp cụ thể trong thực tế.

2. Phương pháp thiết kế

Quá trình thiết kế thiết bị khí hóa sử dụng số liệu thu được từ quá trình nghiên cứu động học trong tài liệu [4]. Các thông số cần tính toán cho thiết bị khí hóa bao gồm: chiều cao lớp sôi, chiều cao tới hạn thu hồi chất rắn, đường kính thiết bị, tấm phân phối khí và cyclone. Cân bằng vật chất và cân bằng năng lượng cũng được thiết lập để xác định lưu lượng các dòng vào, dòng ra và năng lượng hữu ích thu được từ quá trình khí hóa. Các số liệu ban đầu cho quá trình khí hóa than phụ phẩm được thể hiện trong Bảng 1.

Bảng 1. Số liệu ban đầu cho quá trình khí hóa than phụ phẩm

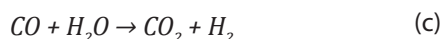
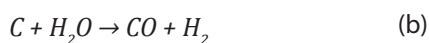
Lưu lượng dòng than phụ phẩm	M _{tr} = 500kg/giờ
Nhiệt độ khí hóa	T = 850°C (1123K)
Áp suất khí hóa	Áp suất khí quyển, P = 1at
Độ chuyển hóa than mong muốn	X = 80%

2.1. Nguyên liệu cho quá trình khí hóa

Nguyên liệu được sử dụng cho quá trình khí hóa thu được từ quá trình khí hóa viên nén rác thải hữu cơ tại Nhà máy Refgas - Vương quốc Anh [5]. Sự phân bố kích thước hạt và dữ liệu về động học của phản ứng khí hóa các phụ phẩm than này được nhóm tác giả tham khảo từ tài liệu [4]. Các tính chất và hình ảnh của than phụ phẩm được thể hiện trong Bảng 2 và Hình 1.

2.2. Cân bằng vật chất và cân bằng năng lượng

Các phản ứng chính:



Phản ứng (c) xảy ra rất nhanh, đạt cân bằng tức thời nên có thể coi như sản phẩm khí thu được chủ yếu sinh ra từ phản ứng (a) và (b).

Các giả thiết:

Môi trường khí hóa được sử dụng là hỗn hợp hơi nước và không khí với tỷ lệ H_2O : không khí = 3:2.



Hình 1. Than phụ phẩm thu được từ quá trình khí hóa viên nén rác thải hữu cơ của Nhà máy Refgas [4]

Bảng 2. Các tính chất của phụ phẩm than thu được từ quá trình khí hóa viên nén rác thải hữu cơ [4]

Các tính chất	Giá trị
Độ ẩm (% khối lượng ở trạng thái ẩm)	4,59
Chất bốc (% khối lượng ở trạng thái khô)	10,56
Carbon cố định (% khối lượng ở trạng thái khô)	31,56
Tro (% khối lượng ở trạng thái khô)	57,88
Kích thước hạt trung bình của than phụ phẩm (μm)	305,52

Bảng 3. Các dòng vật chất của quá trình khí hóa than phụ phẩm

Các dòng khối lượng	Giá trị (kg/giờ)
Dòng khối lượng than phụ phẩm (M_f)	500
Dòng khối lượng khí vào (M_{fa})	456,96
Dòng khối lượng chất rắn thải (M_w)	289,4
Dòng khối lượng khí sinh ra (M_g)	667,56

Không khí được sử dụng để đốt khoảng 25% lượng carbon trong than phụ phẩm để cấp nhiệt cho phản ứng khí hóa hơi nước với 75% carbon còn lại.

2.2.1. Cân bằng vật chất

Cân bằng dòng vật chất trong thiết bị khí hóa tầng sôi được tính theo công thức sau [1]:

$$M_f + M_{fa} = M_g + M_w \quad (1)$$

Trong đó:

M_f : Lưu lượng nguyên liệu than phụ phẩm (kg/giờ);

M_{fa} : Lưu lượng khí vào (kg/giờ);

M_w : Lưu lượng chất thải rắn (kg/giờ);

M_g : Lưu lượng dòng khí sản phẩm (kg/giờ).

Từ giả thiết trên, các dòng vật chất của quá trình khí hóa than phụ phẩm được tính toán như trong Bảng 3.

2.2.2. Cân bằng năng lượng

Cân bằng năng lượng của quá trình khí hóa được tính theo công thức sau [6]:

$$E_{char} + E_a = E_g + E_l \quad (2)$$

Trong đó:

E_{char} : Năng lượng than phụ phẩm (kW);

E_a : Năng lượng khí đầu vào sử dụng cho quá trình tạo tầng sôi - khí hóa (kW);

E_g : Năng lượng khí được sinh ra (kW);

E_l : Năng lượng mất mát (kW).

Các dòng năng lượng của quá trình khí hóa than được tính toán theo các công thức dưới đây.

- Năng lượng than phụ phẩm:

$$E_{char} = \frac{M_f \times LHV_{char}}{3.600} \quad (3)$$

LHV_{char} : Nhiệt trị thấp của than phụ phẩm kJ/kg.

- Năng lượng không khí vào sử dụng cho quá trình tạo tầng sôi - khí hóa

Giả sử không khí đi vào thiết bị phản ứng ở nhiệt độ chuẩn là 25°C, thì năng lượng không khí vào sử dụng cho quá trình tạo tầng sôi - khí hóa là $E_a = 0$.

- Năng lượng chứa trong khí tổng hợp được sinh ra bởi quá trình khí hóa than được xác định theo công thức sau [1]:

$$E_g = E_u + E_s \quad (4)$$

Trong đó:

E_u : Năng lượng có ích hoặc năng lượng hóa học trong khí sinh ra;

E_s : Năng lượng cảm biến trong khí sinh ra.

+ Năng lượng có ích trong khí sinh ra:

$$E_u = \frac{M_g \times LHV_g}{3,6 \times p_g} \quad (5)$$

HV_g : Nhiệt trị thấp của khí được sinh ra, kJ/m³.

$$LHV_g = LHV_{CO \times Y_{CO}} + LHV_{H_2 \times Y_{H_2}} \quad (6)$$

LHV_{CO} và LHV_{H_2} : Nhiệt trị thấp của khí CO và nhiệt trị thấp của khí H₂ (kJ/m³);

Y_{CO} và Y_{H_2} : Thành phần theo thể tích của khí CO và H₂.

+ Năng lượng cảm biến trong khí sinh ra:

$$E_s = \frac{M_g \sum (y_i \times h_i)}{3.600 \times \sum (y_i \times Mw_i)} \quad (7)$$

Trong đó:

y_i : Nồng độ thể tích của các cấu tử khí trong khí sản phẩm;

Mw_i : Khối lượng phân tử của các khí thành phần trong khí sinh ra (kg/kmol);

h_i : Entanpi của mỗi cấu tử khí sinh ra ở nhiệt độ ra (kJ/mol).

- Năng lượng mất mát là năng lượng trong các chất thải rắn và năng lượng trao đổi với môi trường qua thành bình:

$$E_l = E_{wall} + E_w \quad (8)$$

Trong đó:

E_{wall} : Năng lượng mất mát qua tường (kW);

E_w : Năng lượng chứa trong chất thải (kW).

+ Năng lượng chứa trong chất thải được xác định bởi công thức sau:

$$E_w = E_{cw} + E_{ash} \quad (9)$$

Trong đó:

E_{cw} : Năng lượng từ carbon không bị đốt cháy (kW);

E_{ash} : Sự mất mát năng lượng bởi nhiệt cảm biến trong các chất thải (kW).

+ Năng lượng từ carbon không bị đốt cháy:

$$E_{cw} = \frac{(1-X) \times M_c \times (LHV_{cw} + h_{cw})}{3.600} \quad (10)$$

Trong đó:

LHV_{cw} : Nhiệt trị thấp của carbon (kJ/kg);

h_{cw} : Entanpi của carbon ở 850°C (kJ/kg).

+ Năng lượng mất mát từ tro:

$$E_{ash} = \frac{M_w \times (820 + 1,67 \times (T_{ash} - 273))}{3.600} \quad (11)$$

T_{ash} : Nhiệt độ đầu ra của tro (1.123K).

Từ các công thức tính toán các dòng năng lượng, sự cân bằng năng lượng của quá trình khí hóa than phụ phẩm được thể hiện trong Bảng 4.

2.3. Thiết kế thiết bị khí hóa

Để phản ứng khí hóa đạt hiệu quả cao thì nguyên liệu đi vào thiết bị khí hóa cần phải có đủ thời gian để phản ứng xảy ra hoàn toàn. Do đó, thời gian lưu là yếu tố quan trọng trong việc xác định chiều cao đệm. Có thể sử dụng phương pháp thời gian lưu cho quá trình khí hóa than phụ phẩm vì giả thiết rằng quá trình chuyển hóa than phụ phẩm thành khí là quá trình chậm nhất trong các quá trình phản ứng diễn ra trong thiết bị khí hóa sinh khối [7].

Với số liệu thu được từ các nghiên cứu động học quá trình khí hóa than phụ phẩm có thể dễ dàng tính toán được thời gian lưu, từ đó xác định được độ cao đệm và chiều cao thiết bị khí hóa. Mô hình cơ bản của thiết bị tầng sôi được thể hiện trong Hình 2.

Tổng chiều cao của thiết bị khí hóa = Chiều cao đệm (H_{bed}) + Chiều cao khoảng trống bên trên (H_t)

- Chiều cao đệm H_{bed} là tỷ lệ giữa thể tích đệm V_{bed} và diện tích đệm A_o [7]:

$$H_{bed} = \frac{V_{bed}}{A_o} \quad (12)$$

Thể tích đệm V_{bed} (m³) được tính như sau:

$$V_{bed} = \frac{F[C]\theta}{(1-\varepsilon)\rho_s X} \quad (13)$$

Bảng 4. Các dòng năng lượng của quá trình khí hóa than phụ phẩm

Dòng năng lượng		Giá trị năng lượng (kW)	Tỷ lệ (%)
Năng lượng của than E_{char}		4.489,58	100,00
Năng lượng khí vào E_a		0	0,00
Năng lượng khí ra E_g	E_u	3.359,52	74,83
	E_s	219,9	4,90
	$E_g = E_u + E_s$	3.579,42	79,73
Năng lượng mất mát E_l	E_{cw}	303,90	3,77
	E_{ash}	180	4,01
	E_{wall}	426,26	9,49
	$E_l = E_{cw} + E_{ash} + E_{wall}$	910,16	20,27

Trong đó:

$F[C]$: Tốc độ nguyên liệu than phụ phẩm đi vào trong thiết bị khí hóa (kg/giây);

ρ_s : Tỷ trọng của vật liệu đệm (kg/m³);

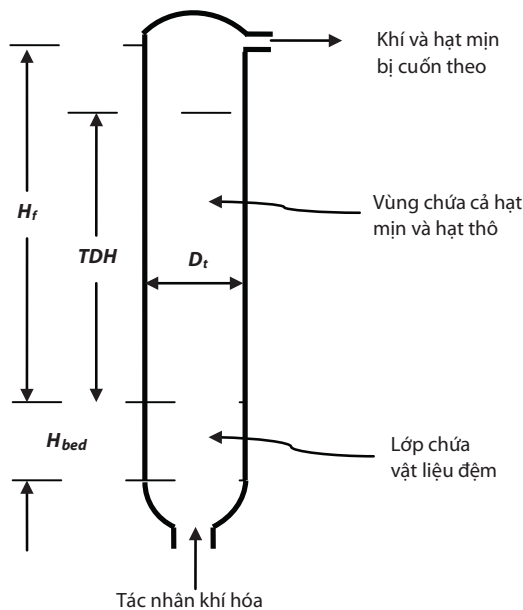
ε : Độ xốp của đệm;

X : Độ chuyển hóa của than phụ phẩm ($X = 0,8$);

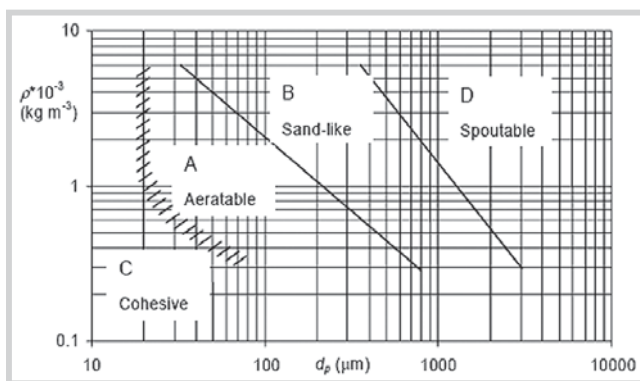
θ : Thời gian lưu của than phụ phẩm trong tầng sôi hoặc thời gian phản ứng (giây).

Giá trị của độ xốp ε phụ thuộc vào hình dạng và kích thước của vật liệu đệm. Vật liệu CARBOECONOPROP có tỷ trọng 1.560kg/m³ và đường kính $d_p = 100\mu\text{m}$ được lựa chọn làm vật liệu đệm cho thiết bị tầng sôi khí hóa than phụ phẩm [8].

Với đường kính trung bình của hạt vật liệu được lựa chọn $d_p = 100\mu\text{m}$ thì ε thường có giá trị trong khoảng 0,5 - 0,6 [9]. Do đó, nhóm tác giả chọn $\varepsilon = 0,55$.



Hình 2. Chiều cao của thiết bị tầng sôi [9]: H_{bed} là chiều cao đệm, H_f là chiều cao khoảng không bên trên đệm, TDH là chiều cao tới hạn thu hồi chất rắn, D_t là đường kính trong của thiết bị



Hình 3. Phân loại hạt theo Geldart [9]

- Diện tích mặt cắt ngang bên trong của thiết bị khí hóa tầng sôi A_o (m²) là tỷ lệ giữa tốc độ dòng thể tích V_o (m³/giây) của dòng khí sản phẩm với vận tốc tầng sôi U_o (m/giây) ở cùng nhiệt độ và áp suất vận hành.

$$A_o = \frac{V_o}{U_o} \quad (14)$$

V_o là lưu lượng khí đi qua tấm phân phối khí, có thể sử dụng khối lượng của môi trường khí hóa M_{fa} (kg/giây) để tính toán V_o .

$$V_o = \frac{M_{fa}}{\rho_g} \quad (15)$$

Trong đó, ρ_g là tỷ trọng của môi trường ở nhiệt độ và áp suất vận hành của thiết bị khí hóa (kg/m³).

Giá trị vận tốc khí bề mặt hay vận tốc tầng sôi phụ thuộc vào phân loại các hạt sử dụng làm vật liệu đệm cho thiết bị tầng sôi. Từ việc xác định được phân loại hạt (Hình 2) vật liệu đệm, có thể dựa vào các dữ liệu thực tế để lựa chọn giá trị U_o cho phù hợp.

Với việc lựa chọn vật liệu CARBOECONOPROP có tỷ trọng 1.560kg/m³ và đường kính $d_p = 100\mu\text{m}$, thì các hạt vật liệu này thuộc phân nhóm các hạt Geldart A. Vận tốc khí bề mặt U_o đối với phân nhóm hạt này thường có giá trị từ 0,3 - 2m/giây [9]. Do đó, chọn $U_o = 0,92\text{m/giây}$.

- Thời gian lưu θ được tính theo công thức sau:

$$\theta = C_o \times \frac{X}{r} \quad (16)$$

Trong đó:

C_o : Lượng carbon ban đầu trong phân tử sinh khối (kg);

X : Sự chuyển hóa carbon yêu cầu (-);

r : Tốc độ phản ứng khí hóa hơi nước (s⁻¹).

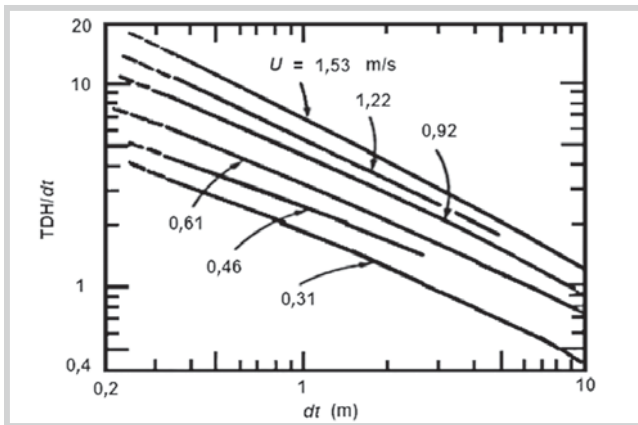
Tốc độ của phản ứng khí hóa được tính toán dựa trên mô hình động học thu được từ tài liệu [4]

$$\frac{1}{r} = \frac{1}{k} \frac{1}{P_{H_2O}^n} \quad (17)$$

Với độ chuyển hóa $X = 80\%$ và $P_{H_2O}^n = 0,6\text{at}$ sẽ tính toán được các giá trị của k và n , từ đó xác định được tốc độ phản ứng và thời gian lưu.

- Chiều cao khoảng không bên trên đệm H_f

Các hạt than phụ phẩm mịn không bị chuyển hóa từ lớp sôi bị cuốn theo là nguyên nhân chính làm giảm lượng carbon. Khoảng trống bên trên đệm cho phép các hạt bị cuốn theo rơi trở lại. Chiều cao khoảng trống phải thích hợp để cung cấp thời gian lưu cho quá trình chuyển hóa than phụ phẩm (có thể được xác định từ thực nghiệm hoặc thông qua mô hình động học). Tuy nhiên, chiều cao



Hình 4. Mối liên hệ giữa đường kính trong của thiết bị khí hóa tầng sôi, vận tốc khí bề mặt và chiều cao tối hạn thu hồi chất rắn TDH [9]

khoảng trống không nên vượt quá chiều cao tối hạn để thu hồi chất rắn (transport disengaging height - TDH) bởi không có quá trình khử sâu hơn trong sự cuốn theo [7].

TDH phụ thuộc vào đường kính trong của thiết bị khí hóa và vận tốc khí bề mặt hay vận tốc tầng sôi U_o . Phương pháp đơn giản để xác định giá trị TDH là dựa vào các giá trị thu được từ thực nghiệm được thể hiện trong Hình 4 [9].

2.4. Thiết kế tấm phân phối khí

Thiết bị phân phối khí có thể được thiết kế trực tiếp theo lý thuyết vòi phun, nếu độ giảm áp vòi phun chỉ là một phần nhỏ so với độ giảm áp tổng thì tấm phân phối khí có thể được thiết kế theo các bước sau [9]:

- Bước 1: Xác định độ giảm áp cần thiết qua thiết bị phân phối khí Δp_d , theo công thức sau:

$$\Delta p_d = (0,2 - 0,4) \Delta p_b \quad (18)$$

Δp_b : Độ giảm áp qua đệm

Theo hệ SI, Δp_b được tính theo công thức sau:

$$\Delta p_b = \frac{(1 - \varepsilon_{mf})(\rho_s - \rho_g)gH_{bed}}{g_c} \quad (19)$$

- Bước 2: Tính chuẩn số Reynolds, $Re_t = d_t u_o \rho_g / \mu$, đối với lưu lượng tổng áp dụng cho thiết bị phân phối khí và chọn giá trị thích hợp cho hệ số phun, $C_{d,or}$.

- Bước 3: Xác định vận tốc khí qua vòi phun.

$$u_{or} = C_{d,or} \left(\frac{2\Delta p_d}{\rho_g} \right)^{1/2} \quad (20)$$

Tỷ lệ u_o/u_{or} thể hiện phần diện tích mở trong tấm phân phối khí. Giá trị này thường nhỏ hơn 10%.

Bảng 5. Giá trị hệ số phun theo chuẩn số Reynolds

Re_t	100	300	500	1.000	2.000	>3.000
$C_{d,or}$	0,68	0,70	0,68	0,64	0,61	0,60

- Bước 4: Xác định N_{or} , số lượng lỗ phun khí trên diện tích thiết bị phân phối khí, đường kính lỗ phun khí d_{or} được tìm thông qua công thức sau:

$$u_o = \frac{\pi}{4} d_{or}^2 u_{or} N_{or} \quad (21)$$

2.5. Thiết kế cyclone

Cyclone được tính toán theo phương pháp chọn như trong nghiên cứu [10].

- Đường kính D (m) của cyclone được xác định theo công thức:

$$D = \sqrt{\frac{V}{0,785 \times w_q}} \quad (22)$$

Trong đó:

V : Lưu lượng khí đi vào cyclone (m^3 /giờ);

w_q : Tốc độ quy ước (m /giờ).

- Tốc độ quy ước được xác định theo công thức:

$$w_q = \sqrt{\frac{2\Delta p}{\xi \times \rho_k}} \quad (23)$$

Trong đó:

Δp : Trở lực của cyclone (N/m^2);

ρ_k : Khối lượng riêng của khí (kg/m^3);

ξ : Hệ số trở lực phụ thuộc vào kiểu cyclone.

Thường lấy tốc độ quy ước: $w_q = 2,2 - 2,5m$ /giờ. Chọn $w_q = 2,35m$ /giờ.

Với đường kính cyclone tính toán được, lựa chọn dạng cyclone để tính toán, thiết kế các thông số khác cho cyclone.

3. Kết quả và thảo luận

- Các thông số cơ bản của thiết bị tầng sôi cho phản ứng khí hóa than phụ phẩm được thể hiện ở Bảng 6.

Các thông số cơ bản của thiết bị tầng sôi khí hóa dòng than phụ phẩm có lưu lượng dòng vào là $500kg$ /giờ gồm: chiều cao đệm $\sim 0,35m$, tổng chiều cao thiết bị $5,2m$; đường kính thiết bị $1,22m$.

Nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp được đề xuất trong nghiên cứu để tính toán, so sánh các thông số cơ bản cho thiết bị tầng sôi khí hóa than phụ phẩm với lưu lượng dòng đầu vào của một số nghiên cứu trước đó (Bảng 7).

Bảng 7 cho thấy các thông số cơ bản của thiết bị tầng sôi cho phản ứng khí hóa than phụ phẩm thu được từ các

Bảng 6. Các thông số thiết kế cơ bản của thiết bị tầng sôi cho quá trình khí hóa than phụ phẩm

Thông số thiết kế	Ký hiệu	Giá trị của các thông số
Độ xốp của đệm	ε	0,55
Thời gian lưu (giây)	θ	1650,2
Diện tích mặt cắt ngang (m^2)	A_o	1,7725
Thể tích của đệm (m^3)	V_{bed}	2,3011
Vận tốc khí bề mặt ($m/giây$)	U_o	0,92
Lưu lượng dòng khí vào ($m^3/giây$)	V_o	1,0812
Chiều cao đệm (m)	H_{bed}	0,3473
Chiều cao tới hạn thu hồi chất rắn (m)	TDH	4,88
Đường kính trong của thiết bị tầng sôi (m)	D_t	1,22
Tổng chiều cao thiết bị tầng sôi (m)	H_t	5,2

Bảng 7. So sánh kết quả tính toán các thông số cơ bản của thiết bị tầng sôi cho phản ứng khí hóa than phụ phẩm bằng phương pháp đề xuất trong nghiên cứu với các nghiên cứu trước

Các thông số	Lưu lượng dòng vào ($kg/giây$)	Đường kính trong (m)	Chiều cao đệm (m)	Chiều cao thiết bị (m)	Năng lượng sinh ra (kW)
Byungho Song et al. [11]	0,15	0,055	Không có sẵn	1	0,46
Phương pháp đề xuất		0,061	0,1	Không tính được	0,51
S. Septien et al [6]	0,18	0,075	Không có sẵn	1,2	0,52
Phương pháp đề xuất		0,073	0,1	Không tính được	0,59
Colomba Di Blasi et al. [12]	33,02	0,3	0,6	3	70
Phương pháp đề xuất		0,31	0,59	3,05	71,3

Bảng 8. Các thông số thiết kế của tấm phân phối khí

Thông số	Ký hiệu	Giá trị
Độ giảm áp qua đệm (Pa)	Δp_b	765,62
Độ giảm áp qua thiết bị phân phối khí (Pa)	Δp_d	229,69
Hệ số phun	$C_{d,or}$	0,60
Vận tốc khí qua vòi phun ($m/giây$)	U_{or}	57,55
Mối quan hệ giữa số lượng và kích thước lỗ phun khí	$d_{or}^2 \times N_{or}$	0,0204

Bảng 9. Số lượng và kích thước lỗ phun khí

$d_{or}(m)$	0,0005	0,001	0,002	0,003	0,004
$N_{or}(m^{-2})$	81,600	20,400	5,100	2,267	1,275

Bảng 10. Lựa chọn các thông số thiết kế của cyclone theo đường kính trong

Thông số kích thước	Ký hiệu	Kiểu cyclone LH-15	Giá trị các thông số (mm)
Chiều cao cửa vào (kích thước bên trong)	a	0,66D	165
Chiều cao ống tâm có mặt bích	h_1	1,74D	435
Chiều cao phần hình trụ	h_2	2,26D	565
Chiều cao phần hình nón	h_3	2,0D	500
Chiều cao phần bên ngoài ống tâm	h_4	0,3D	75
Chiều cao chung	H	4,56D	1.140
Đường kính ngoài của ống ra	d_1	0,6D	150
Đường kính trong của cửa ống tháo bụi	d_2	0,35D	87,5
Chiều rộng của cửa vào	b_1/b	0,26D/0,2D	65/50
Chiều dài của ống cửa vào	l	0,6D	150
Khoảng cách từ tận cùng cyclone đến mặt bích	h_5	0,28D	70
Góc nghiêng giữa nắp và ống vào	α	15°	
Đường kính trong của cyclone	D	250mm	250
Hệ số trở lực của cyclone	ξ	105	105

nghiên cứu trước và các kết quả thu được khi sử dụng phương pháp đề xuất trong nghiên cứu ở lưu lượng dòng đầu vào bằng nhau khá tương đồng (gồm các số liệu về kích thước thiết bị và năng lượng thu được khi khí hóa than phụ phẩm). Tuy nhiên, phương pháp này không tính toán được chiều cao của thiết bị khi đường kính của thiết bị đó nhỏ hơn 0,2m (chiều cao thiết bị tính toán dựa theo đồ thị Hình 3). Do đó, không thể sử dụng phương pháp này để tính toán cho các thiết bị tầng sôi có lưu lượng dòng vào quá nhỏ (Bảng 7).

Đối với các thiết bị khí hóa ở quy mô pilot hay quy mô thực tế có đường kính thiết bị lớn hơn 0,2m thì có thể sử dụng phương pháp này để tính toán, thiết kế các thông số cơ bản cho thiết bị [12]. Hiện nay, đã có nhiều nghiên cứu về quá trình khí hóa trên thiết bị tầng sôi với nguyên liệu là sinh khối ở cả quy mô phòng thí nghiệm và quy mô pilot [1].

- Tắm phân phối khí của thiết bị khí hóa được thiết kế với các thông số trong Bảng 8.

Với: $d_{or}^2 \times N_{or} = 0,0204$, số lượng và kích thước lỗ phun khí được đưa ra trong Bảng 9.

Các lỗ phun khí nếu quá nhỏ có thể gây ra trở lực, nếu quá lớn có thể gây ra sự phân phối khí không đồng đều. Trong trường hợp này, nhóm tác giả chọn $d_{or} = 0,001m$ và $N_{or} = 20.400/m^2$ (hay $d_{or} = 1mm$ và $N_{or} \sim 2/cm^2$).

- Thiết kế kiểu cyclone LH-15 được nhóm tác giả lựa chọn cho thiết bị tầng sôi, xác định theo đường kính trong như Bảng 10.

4. Kết luận

Thông qua thời gian lưu, nhóm tác giả đã thiết lập được phương pháp mới để tính toán, thiết kế các thông số cơ bản của thiết bị tầng sôi cho quá trình khí hóa than phụ phẩm thu được từ quá trình khí hóa viên nén hữu cơ của Nhà máy Refgas, Vương quốc Anh. Đối với các thiết bị khí hóa ở quy mô pilot hay quy mô thực tế (có đường kính thiết bị > 0,2m) có thể sử dụng phương pháp này để tính toán, thiết kế các thông số cơ bản của thiết bị một cách dễ dàng và nhanh hơn so với các phương pháp trước đây trong khi độ chính xác của các thông số là tương đương. Với dòng nguyên liệu than phụ phẩm là 500kg/giờ, năng lượng hữu ích thu được từ quá trình khí hóa nguyên liệu lên tới 3.359,52kW (74,83%). Nguồn năng lượng này có thể được sử dụng để phát điện với quy mô nhỏ. Nếu nâng cao công suất thiết bị thì năng lượng thu được có thể được sử dụng ở quy mô công nghiệp.

Tài liệu tham khảo

1. J.J.Ramírez, J.D.Martínez, S.L.Petro. *Basic design of a fluidized bed gasifier for rice husk on a pilot scale*. Latin American Applied Research. 2007; 37(4): p. 299 - 306.
2. Harish Jagat Pant, V.K.Sharma, M.Vidya Kamudu, S.G.Prakash, S.Krishnamoorthy, G.Anandam, P.Seshubabu Rao, N.V.S.Ramani, Gursharan Singh, R.R.Sonde. *Investigation of flow behaviour of coal particles in a pilot-scale fluidized bed gasifier (FBG) using radiotracer technique*. Applied Radiation and Isotopes. 2009; 67(9): p. 1609 - 1615.
3. Fudong Ju, Hanping Chen, Haiping Yang, Xianhua Wang, Shihong Zhang, Dechang Liu. *Experimental study*

of a commercial circulated fluidized bed coal gasifier. Fuel Processing Technology. 2010; 91(8): p. 818 - 822.

4. Le Dinh Chien. *Gasification of biomass: An investigation of key challenges to advance acceptance of the technology*. PhD thesis, University of Bath, United Kingdom. 2012.
5. Refgas. www.refgas-uk.com.
6. S.Septien, F.J.Escudero Sanz, S.Salvador, S.Valin. *Steam gasification of char from wood chips fast pyrolysis: Development of a semi-empirical model for a fluidized bed reactor application*. Biomass and Bioenergy. 2015; 77: p. 64 - 74.
7. Prabir Basu. *Biomass gasification and pyrolysis: Practical design and theory*. 2010.
8. CARBO Ceramics Inc. www.carboceramics.com.
9. D.Kunii, O.Levenspiel. *Fluidization engineering (2nd edition)*. Butterworth-Heinemann. 1991.
10. Trần Xoa, Nguyễn Trọng Khuông, Hồ Lê Viên. *Sổ tay quá trình và thiết bị công nghệ hóa chất (Tập 1)*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật.
11. Byungho Song, Xueyan Zhu, Woongsig Moon, WonYang. *Steam gasification of low rank coal chars in a thermobalance reactor and a fluidized bed reactor*. 13th International Conference on Fluidization - New Paradigm in Fluidization Engineering, Gyeong-ju, Korea. 16 - 21 May, 2010.
12. Colomba Di Blasi. *Combustion and gasification rates of lignocellulosic chars*. Progress in Energy and Combustion Science. 2009; 35(2): p. 121 - 140.

A new approach to design a commercial-scale bubbling fluidised-bed gasifier to gasify char derived from a gasification plant

Nguyen Van Luc¹, Le Dinh Chien²

¹Technical Instrument and Consultant Technology JSC

²University of Mining and Geology

Summary

To maximise energy recovery, a methodology for designing a bubbling fluidised-bed gasifier to gasify the char was established based on a combination of experimental kinetic data of gasification reactions on the char particles and the residence-time-design method to determine the bed height. The principal parameters of the fluidised-bed gasifier for char gasification reaction drawn from previous researches and the results collected when using the method proposed in the current research at the same input flowrate are quite similar. However, this method is not suitable to calculate and design fluidised-bed gasifier with diameter of less than 0.2m. For pilot-scale or full-scale fluidised-bed gasifier (with diameter of over 0.2m), this method can design the principal parameters of the equipment more easily and quicker than previous methods with a similar level of accuracy. For a flowrate of 500kg char per hour, a bubbling fluidised-bed gasifier with height of 5.2m and diameter of 1.22m was chosen, with a power output of 3,359.52kW (~ 74.83%) at an operating condition of 850°C and atmospheric pressure. The obtained energy value can be used to generate electricity to increase the overall efficiency of a biomass gasification process.

Key words: Design, char, gasification, fluidised-bed, biomass, Refgas.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ĐẦU TƯ XÂY DỰNG NHÀ MÁY SẢN XUẤT XÚC TÁC FCC TẠI VIỆT NAM

ThS. Trần Nam Thanh, ThS. Nguyễn Thị Hoài Ân
TS. Lê Phúc Nguyên, TS. Nguyễn Hoài Thu
CN. Nguyễn Anh Tuấn, KS. Trương Minh Huệ
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: thanhtn@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Cracking xúc tác (Fluid Catalytic Cracking - FCC) là quá trình chuyển hóa các phân đoạn hydrocarbon có nhiệt độ sôi cao, phân tử lượng lớn thành các sản phẩm nhẹ hơn có giá trị kinh tế cao như xăng, diesel, các sản phẩm khí... Bài báo đánh giá khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam để có thể chủ động trong công tác sản xuất và tối ưu hóa các loại xúc tác phù hợp với nhu cầu của từng nhà máy lọc dầu, tiết kiệm ngoại tệ và nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn nguyên liệu trong nước. Dựa trên các tiêu chí về thị trường sản phẩm, nguyên liệu, công nghệ sản xuất, quy mô công suất, tổng mức đầu tư và hiệu quả tài chính, việc đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam là khả thi. Nhóm tác giả đã đề xuất lộ trình đầu tư khi các điều kiện về chuyển giao công nghệ hay hợp tác từ các công ty sản xuất xúc tác FCC trên thế giới trở nên khả thi.

Từ khóa: Nhà máy sản xuất xúc tác, xúc tác FCC, quy trình phối trộn, quy trình tổng hợp nội sinh.

1. Mở đầu

Xúc tác có vai trò quan trọng đặc biệt trong các ngành công nghiệp hóa chất và dầu mỏ. Trong số các xúc tác sử dụng cho lĩnh vực lọc dầu, xúc tác cho quá trình cracking (xúc tác FCC) là loại xúc tác được tiêu thụ nhiều nhất trên thế giới, chiếm 82% thị phần các loại xúc tác năm 2012 [1]. Từ khi đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vào vận hành đến nay, Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn đã nhập khẩu gần 20 nghìn tấn FCC các loại với tổng chi phí hơn 50 triệu USD. Nhu cầu tiêu thụ xúc tác FCC sẽ tăng mạnh trong tương lai khi các dự án lọc dầu trong nước được đưa vào vận hành: Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Nhà máy Lọc dầu Vũng Rô, Tổ hợp Hóa dầu Nhơn Hội...

Việt Nam có nguồn tài nguyên khoáng sản dồi dào để khai thác, sản xuất và cung ứng cho quá trình sản xuất xúc tác FCC như: bauxite (8 tỷ tấn, nguyên liệu để sản xuất Al_2O_3 , $Al(OH)_3$, Al), cao lanh (268 triệu tấn), bentonite (200 triệu tấn), cát thủy tinh (sản xuất thủy tinh lỏng) và đất hiếm (17 triệu tấn) [2 - 3].

Đề tài "Nghiên cứu khả năng sản xuất xúc tác cracking trong nước phục vụ cho nhà máy lọc dầu trên cơ sở tiếp thu công nghệ nước ngoài" [4] đã phân tích các yếu tố về thị trường, nguyên liệu và công nghệ để đánh giá khả năng sản xuất xúc tác cracking trong nước. Trong bối cảnh năm 2004, Việt Nam chỉ có Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sắp đi vào hoạt động, thị trường tiêu thụ sản phẩm còn hạn hẹp, nguồn nguyên liệu khoáng sản lớn nhưng thiếu

nguyên liệu tinh chế. Để tài kết luận cần phải mua bản quyền công nghệ nước ngoài để sản xuất xúc tác FCC nhưng chưa đánh giá tính khả thi về hiệu quả kinh tế.

Với lợi thế sẵn có về nguồn nguyên liệu và nhu cầu tiêu thụ xúc tác FCC trong nước ngày càng tăng, 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 xúc tác FCC theo hướng sâu hơn ở các khía cạnh về cơ sở hạ tầng (địa điểm, công nghệ, công suất, nguyên liệu), thị trường, đồng thời nghiên cứu khả thi về hiệu quả kinh tế của nhà máy xúc tác. Bên cạnh đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng yêu cầu PVPro tham gia cùng với Ban Chế biến Dầu khí tìm kiếm đối tác trong việc đầu tư xây dựng nhà máy, trao đổi thông tin cụ thể trong quá trình chuẩn bị đầu tư và tận dụng lợi thế về khả năng tiêu thụ sản phẩm của đối tác.

Mục tiêu của nghiên cứu này là đưa ra kết luận về khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC từ nguồn nguyên liệu trong nước, đồng thời đề xuất lộ trình đầu tư và đánh giá khả năng hợp tác của các nhà sản xuất xúc tác FCC trên thế giới.

2. Các yếu tố ảnh hưởng đến khả năng xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam

2.1. Thị trường xúc tác FCC

Tổng công suất của các nhà máy sản xuất xúc tác FCC trên thế giới đạt khoảng 670 nghìn tấn/năm (2012). Riêng

tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương, nhu cầu tiêu thụ xúc tác FCC đạt khoảng 105 nghìn tấn vào năm 2012, chiếm 82% thị phần các loại xúc tác.

Ở Việt Nam, xúc tác FCC đang được sử dụng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và được cung ứng hoàn toàn bằng nguồn nhập khẩu từ hai nhà cung cấp chính là Grace Davison và Albemarle. Năm 2013, lượng tiêu thụ xúc tác FCC tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất khoảng 4.541 tấn/năm (tương ứng với 12 tấn xúc tác/ngày).

Theo kế hoạch, Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn khi được đưa vào vận hành thương mại sẽ tiêu thụ 19 tấn xúc tác/ngày và 2,85 tấn zeolite ZSM-5/ngày. Tổng cộng Liên hợp sẽ tiêu thụ khoảng 7 nghìn tấn xúc tác/năm. Dự kiến, nhu cầu tiêu thụ xúc tác FCC cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn ước đạt 12 nghìn tấn/năm vào năm 2017 và sẽ tăng lên 14 nghìn tấn/năm sau khi hoàn thành Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (sau năm 2021). Ngoài ra, còn có các nhà máy lọc dầu khác đã hoặc đang có kế hoạch đầu tư và xây dựng như Nhà máy Lọc dầu Vũng Rô, Tổ hợp Hóa dầu Nhơn Hội.

2.2. Nguyên liệu sản xuất xúc tác FCC ở Việt Nam

Nguyên liệu sản xuất xúc tác FCC chủ yếu là các hợp chất cung cấp nguyên tố nhôm và silic và được khảo sát đối với một số nguyên liệu khoáng sản (hay còn gọi là nguyên liệu thô) như: đất hiếm, bentonite, cao lanh, cát thủy tinh, bauxite và nguyên liệu tinh chế là alumina và thủy tinh lỏng.

Kết quả khảo sát cho thấy nguồn nguyên liệu thô dùng cho sản xuất xúc tác FCC ở Việt Nam rất dồi dào, đủ khả năng cung cấp cho

việc sản xuất xúc tác FCC trong thời gian dài. Đối với mỗi loại nguyên liệu thô, các mỏ được đánh giá cao lần lượt là: đất hiếm Đông Pao - Lai Châu [1], bentonite Nha Mé - Bình Thuận, cao lanh ở Thạch Khoán - Phú Thọ hoặc cao lanh ở Tấn Mài - Quảng Ninh, cát trắng tại mỏ Phong Chương - Thừa Thiên Huế [1], bauxite Tân Rai - Lâm Đồng [1]. Trữ lượng của các mỏ được thể hiện trong Bảng 1.

Đối với nguyên liệu tinh chế là alumina và thủy tinh lỏng, với tiêu chuẩn hàm lượng Fe_2O_3 trong alumina < 0,03% và hàm lượng sắt trong thủy tinh lỏng < 0,02% thì sản phẩm của Nhà máy Alumina Tân Rai và thủy tinh lỏng của các nhà máy sản xuất trong nước có thể đáp ứng được yêu cầu nguyên liệu trong sản xuất xúc tác FCC. Các doanh nghiệp có khả năng sản xuất thủy tinh lỏng với công suất lớn trên thị trường hiện nay là: Công ty CP Hóa chất Việt Trì, Công ty Công nghiệp Hóa chất Đà Nẵng, Nhà máy Hóa chất Biên Hòa và Công ty TNHH Nanosili. Năng lực sản xuất và tiêu chuẩn chất lượng sản phẩm của các doanh nghiệp được thể hiện trong Bảng 2.

2.3. Công nghệ và khả năng ứng dụng công nghệ sản xuất xúc tác ở Việt Nam

Xúc tác FCC gồm 2 thành phần là zeolite và matrix (Hình 1). Zeolite ở dạng tinh thể là hợp phần quyết định chính đến phản ứng cracking tạo thành xăng và các sản phẩm nhẹ. Matrix gồm đất sét, chất kết dính, có thể có thêm các bẫy kim loại, thành phần nhôm hoạt tính hoặc phụ gia khác. Nguyên liệu tiếp xúc với matrix trước tiên và được bẻ gãy mạch một phần trước khi bị cracking trên zeolite. Quá trình sản xuất xúc tác FCC tạo ra một hỗn hợp zeolite và matrix phối hợp "nhịp nhàng" để cracking

Bảng 1. Trữ lượng của các nguyên liệu thô dùng cho sản xuất xúc tác FCC ở Việt Nam

TT	Nguyên liệu	Mỏ	Trữ lượng (triệu tấn)
1	Đất hiếm	Đông Pao - Lai Châu	4,7
2	Bentonite	Nha Mé - Bình Thuận	> 3,3
3	Cao lanh	Thạch Khoán - Phú Thọ hoặc Tấn Mài - Quảng Ninh	> 4,0 > 43,4
4	Cát trắng	Phong Chương - Thừa Thiên Huế	3,4
5	Bauxite	Tân Rai - Lâm Đồng	149 (nguyên khai) 60 (quặng tinh)

Bảng 2. Năng lực sản xuất và tiêu chuẩn chất lượng sản phẩm

TT	Nguyên liệu	Nhu cầu (nghìn tấn/năm) ^(*)	Doanh nghiệp	Năng lực sản xuất (nghìn tấn/năm)	Tiêu chuẩn chất lượng
1	Alumina	8	Công ty TNHH MTV Nhôm Lâm Đồng	500	Hàm lượng Al_2O_3 : > 98,6% Hàm lượng Fe_2O_3 : 0,01%
2	Thủy tinh lỏng	30	Công ty CP Hóa chất Việt Trì	5	37 - 46%
			Công ty Công nghiệp Hóa chất Đà Nẵng	5	40 - 41%
			Nhà máy Hóa chất Biên Hòa	30	42 - 45%
			Công ty TNHH Nanosili	Kế hoạch triển khai nhà máy sản xuất có công suất 20 nghìn tấn/năm tại mỏ cát trắng Phong Chương, Thừa Thiên Huế	

(*) Dự kiến Nhà máy sản xuất xúc tác FCC có công suất 20 nghìn tấn/năm.

nguyên liệu và tạo ra sản phẩm tùy theo yêu cầu của các nhà lọc hóa dầu [1, 9].

Quá trình sản xuất xúc tác FCC hiện đại được chia thành 2 quá trình cơ bản: quá trình phối trộn (incorporation) và quá trình tổng hợp nội sinh (in-situ) [1, 9]:

- Quá trình phối trộn “incorporation” (Hình 2) đòi hỏi sản xuất riêng lẻ zeolite và matrix, sau đó trộn lại bằng chất kết dính để có thể liên kết zeolite với matrix. Trong quá trình này có thể bổ sung các thành phần khác như các loại phụ gia. Các quá trình sản xuất zeolite và matrix đóng vai trò then chốt của hướng tổng hợp này.

- Quá trình tổng hợp nội sinh (in-situ) gồm 2 giai đoạn: định hình hạt vi cầu trước, sau đó kết tinh zeolite, trao đổi ion và sấy tạo hạt xúc tác sau cùng. Quá trình này của hãng Engelhard, nay là BASF, phát triển dựa trên sáng chế của Hayden (Hình 3).

Sau khi so sánh, đánh giá 2 quá trình theo các tiêu chí về kinh nghiệm áp dụng, độ phức tạp công nghệ, khả năng tiêu thụ sản phẩm cũng như khả năng sử dụng nguồn nguyên liệu của Việt Nam, công nghệ sản xuất xúc tác FCC theo quá trình phối trộn có ưu thế hơn khi áp dụng tại Nhà máy sản xuất xúc tác FCC ở Việt Nam.

2.4. Quy mô công suất và địa điểm dự kiến

2.4.1. Quy mô công suất

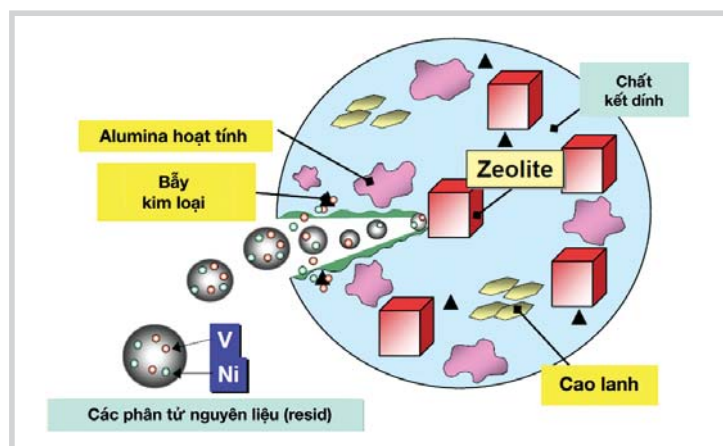
Để đề xuất quy mô công suất phù hợp cho Nhà máy sản xuất xúc tác FCC, nhóm tác giả đã nghiên cứu về công nghệ, thị trường, hiệu quả kinh tế của các mức công suất khác nhau để so sánh, đánh giá và lựa chọn (Bảng 3).

Trên cơ sở đánh giá các yếu tố công nghệ, thị trường sản phẩm, nguyên liệu và công suất đạt hiệu quả kinh tế, Việt Nam có thể xem xét xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC với công suất 20 nghìn tấn/năm hoặc 30 nghìn tấn/năm trong

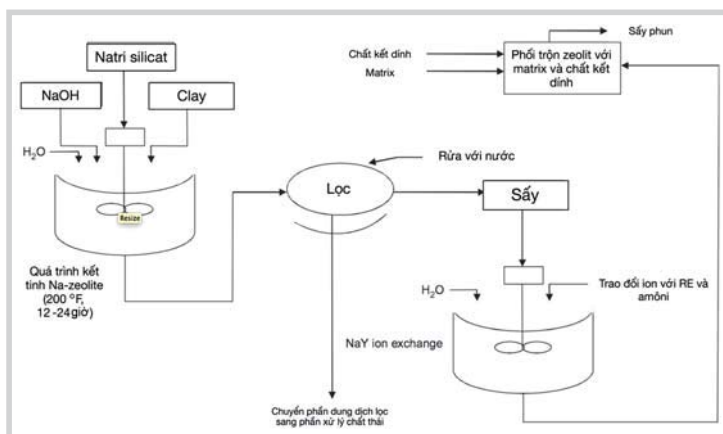
thường hợp đối tác đảm bảo hỗ trợ xuất khẩu sản phẩm. Trong tương lai, khi nhu cầu trong nước tăng lên hoặc xuất khẩu sản phẩm thuận lợi, có thể xem xét nâng công suất của Nhà máy sản xuất xúc tác FCC để nâng cao giá trị nguồn nguyên liệu trong nước.

2.4.2. Địa điểm xây dựng

Nhóm tác giả đã thu thập dữ liệu, phân tích, đánh giá, chấm điểm theo các tiêu chí như diện tích mặt bằng xây dựng, gần nơi tiêu thụ sản phẩm, gần nguồn nguyên liệu và cơ sở hạ tầng tốt. Trong đó, diện tích mặt bằng xây dựng lớn hơn 2 ha là tiêu chí bắt buộc. Kết quả phân tích độ nhạy hiệu quả kinh tế theo các yếu tố chính cho thấy mức độ ảnh hưởng của các tiêu chí gần nơi tiêu thụ sản phẩm, gần nguồn nguyên liệu và cơ sở hạ tầng lên hiệu quả kinh tế của dự án theo tỷ lệ 5/3/2. Vì vậy, tỷ trọng chấm điểm của các tiêu chí trên lần lượt là 50%, 30% và

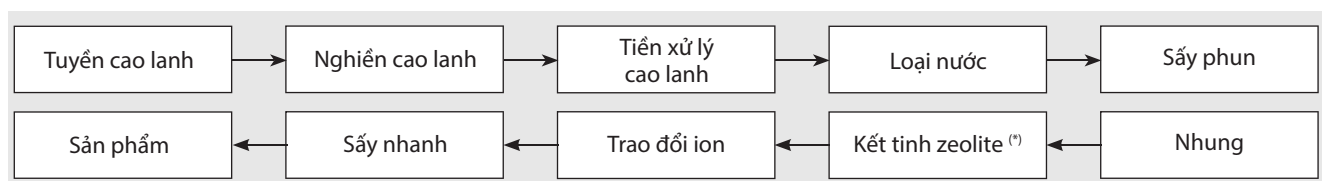


Hình 1. Các hợp phần của xúc tác FCC



Hình 2. Sơ đồ quá trình sản xuất xúc tác FCC theo quy trình phối trộn

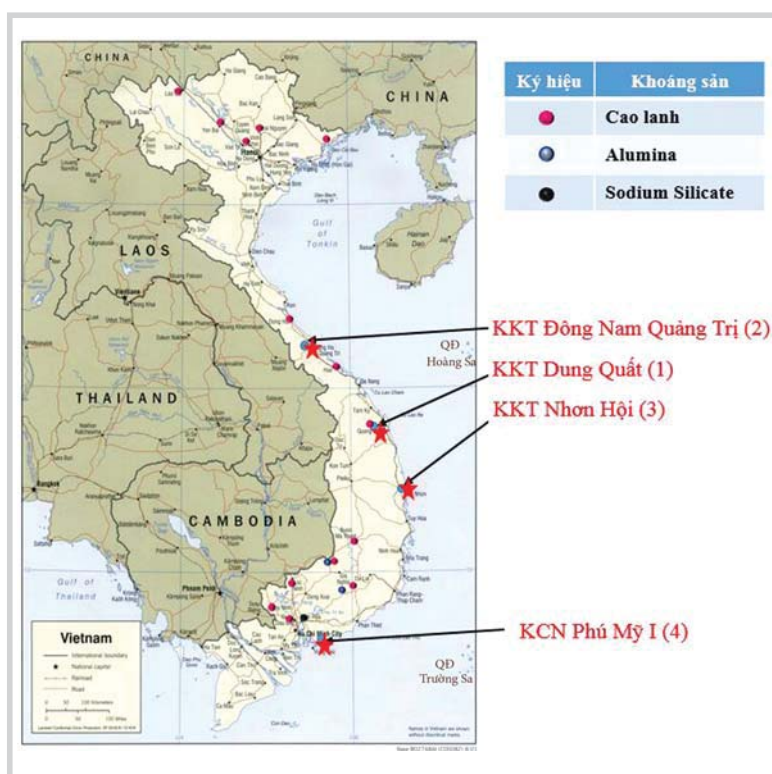
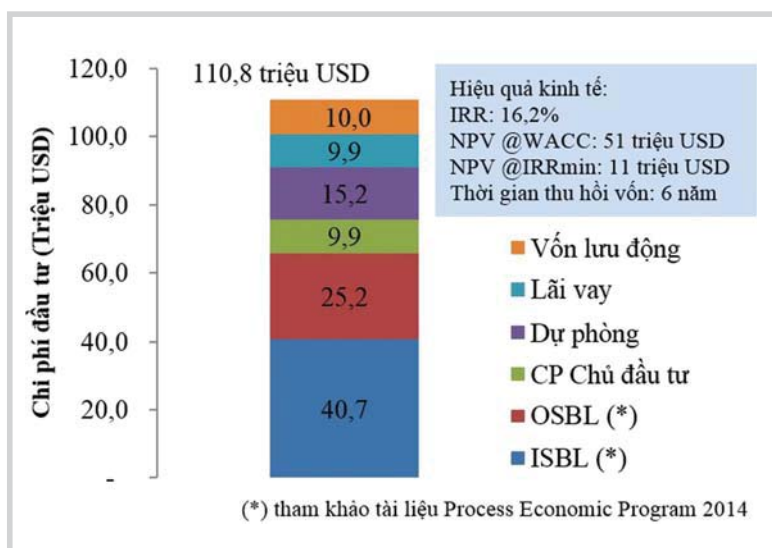
Hình 3. Quá trình tổng hợp nội sinh in-situ để sản xuất xúc tác FCC



(*) Quá trình này bao gồm việc bổ sung các thành phần aluminosilicate hoạt tính.

Bảng 3. Xác định quy mô công suất phù hợp cho Nhà máy sản xuất xúc tác FCC

	Công suất (nghìn tấn/năm)		
	14	20	30
Ưu điểm	Có thể tiêu thụ được tại thị trường Việt Nam, không cần xuất khẩu.	- Phù hợp với công suất để xuất của các đối tác; - Đạt hiệu quả kinh tế, IRR = 16,2%.	Hiệu quả kinh tế cao, IRR = 20%.
Nhược điểm	- Không đạt hiệu quả kinh tế, IRR = 11,3%; - Không phù hợp với công suất để xuất của các đối tác.	Phải xuất khẩu 30% sản phẩm.	Phải xuất khẩu 53% sản phẩm.

**Hình 4.** Các địa điểm để xuất đặt Nhà máy sản xuất xúc tác FCC**Hình 5.** Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của dự án

20%. Kết quả đánh giá cho thấy 4 địa điểm được xem xét để xuất xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC là: Khu kinh tế Dung Quất - Quảng Ngãi, Khu kinh tế biển Đông Nam Quảng Trị, Khu kinh tế Nhơn Hội - Bình Định và Khu công nghiệp Phú Mỹ I (Hình 4). Trong đó, Khu kinh tế Dung Quất - Quảng Ngãi gần nguồn nguyên liệu và nơi tiêu thụ, có cơ sở hạ tầng giao thông phát triển khá đồng bộ, do đó là địa điểm tiềm năng nhất để xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam.

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

Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của Dự án Nhà máy sản xuất xúc tác FCC được nhóm tác giả tính toán dựa trên một số giả định như sau:

- Công suất 20 nghìn tấn/năm, một phần được tiêu thụ tại các nhà máy lọc dầu trong nước, phần còn lại được xuất khẩu tại một số thị trường trong khu vực;
- Vòng đời dự án (20 năm) từ năm 2021;
- Tỷ lệ vốn vay/vốn chủ sở hữu là 70:30, lãi suất vay 10%/năm, chi phí sử dụng vốn chủ sở hữu là 12%/năm;
- Chi phí sử dụng vốn bình quân (WACC): 9,2% và IRRmin sẽ là 14,2% (bằng WACC + 2% + 3% theo Quyết định số 1531/QĐ-DKVN ngày 29/2/2012);
- Giá nguyên liệu là giá tối đa sử dụng các nguồn nguyên liệu trong nước;
- Giá sản phẩm là giá trung bình nhập khẩu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong năm 2013.

Tổng mức đầu tư của Dự án Nhà máy sản xuất xúc tác FCC được thể hiện trong Hình 5.

Giá thành và điểm hòa vốn của Dự án Nhà máy sản xuất xúc tác FCC được nhóm tác giả tính toán và thể hiện trong Hình 6.

2.6. Tiến độ thực hiện dự án

Nhóm tác giả đề xuất tiến độ đầu tư Dự án Nhà máy sản xuất xúc tác FCC như Bảng 4.

2.7. Khả năng hợp tác với các doanh nghiệp sản xuất xúc tác FCC trên thế giới

Các nhà bản quyền sản xuất xúc tác FCC lớn trên thế giới gồm: Grace Davision, BASF, Arbemale, JGC C&C. Trong đó, Grace Davision là nhà sản xuất xúc tác lớn nhất thế giới trong lĩnh vực lọc dầu, có thiện chí hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC. Thời điểm Grace Davision đề xuất là sau năm 2020 với công suất tối thiểu là 20 nghìn tấn/năm, sau đó mở rộng công suất lên 50 nghìn tấn/năm.

Bên cạnh đó, Trung Quốc có một số doanh nghiệp sản xuất xúc tác FCC, nổi bật là Noble Star, đã được Grace

Davision mua lại vào năm 2010. Sau đó, nhà sáng lập Noble Star là TS. Zhuo Run Sheng đã thành lập Leshan Rezel Catalysts Co., Ltd. và tiếp tục hoạt động trong lĩnh vực sản xuất zeolite, xúc tác FCC.

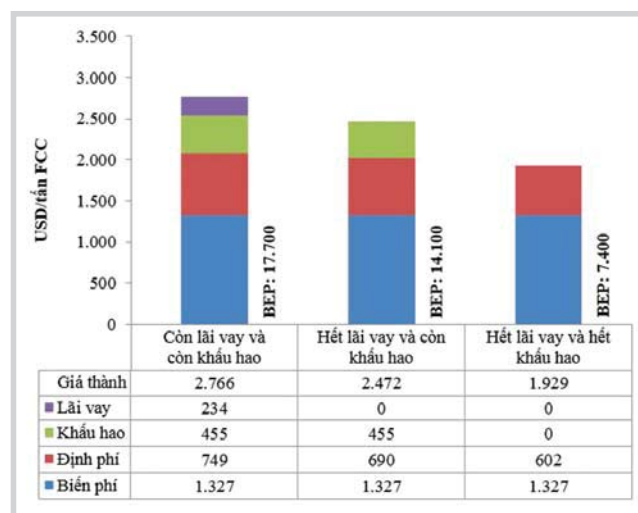
Tháng 7/2015, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã làm việc, khảo sát hoạt động sản xuất tại Leshan Rezel Catalysts và hiệu quả của xúc tác FCC Rezel khi áp dụng vào các đơn vị sản xuất thực tế. Trên cơ sở đó, đánh giá khả năng hợp tác với Leshan Rezel Catalysts trong việc xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam.

- Nhà máy sản xuất xúc tác FCC Rezel hoạt động tốt với ưu thế về chủ động nguồn nguyên liệu (nhất là đất hiếm), khả năng sản xuất và tùy biến zeolite. Từ đó, dễ dàng thiết kế các hệ xúc tác FCC phục vụ cho các yêu cầu khác nhau;

- Các xúc tác FCC của Leshan Rezel Catalysts được áp dụng hiệu quả tại hơn 10 công ty lọc - hóa dầu trên toàn thế giới. Trong đó, Viện Dầu khí Việt Nam đã làm việc trực tiếp với Zhejiang Meifu Petrochemical Co. Ltd. và Ningbo Keyuan Petrochemical Co. Ltd. Với các nhu cầu khác nhau như sản xuất nhiên liệu hay nguyên liệu cho hóa dầu từ dầu nặng thì Leshan Rezel Catalysts vẫn có thể thiết kế và sản xuất các dòng xúc tác phù hợp;

- Xúc tác của Leshan Rezel Catalysts chủ yếu được sử dụng tại các nhà máy có quy mô công suất thấp, nguyên liệu cặn có hàm lượng kim loại cao, công nghệ FCC được phát triển trong nước và không đòi hỏi loại xúc tác được chỉ định bởi nhà cung cấp bản quyền công nghệ, tối đa hóa sản lượng xăng/diesel trong cơ cấu sản phẩm cracking... Do đó, khi áp dụng vào Việt Nam cần thử nghiệm, đánh giá kỹ lưỡng về sự phù hợp.

Leshan Rezel Catalysts có khả năng sản xuất hiệu quả xúc tác FCC và trở thành đối tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong kế hoạch hợp tác xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam. Tuy nhiên, để có thể đánh giá chính xác hơn về tính khả thi của việc hợp tác với Leshan Rezel Catalysts, một số vấn đề lớn cần được làm rõ và



Hình 6. Giá thành và điểm hòa vốn của Dự án

Bảng 4. Tiến độ đầu tư nhà máy

Công việc	Năm	Ghi chú
Lựa chọn đối tác	2015	Lựa chọn đối tác và ký các thỏa thuận hợp tác để cung cấp các thông tin chi tiết của Dự án, cùng tham gia lập Báo cáo tiến khả thi, khả thi.
Lập và phê duyệt Báo cáo tiến khả thi	2015	Theo Luật Xây dựng 50/2014/QH13, các dự án nhóm A cần lập Báo cáo tiến khả thi trước khi lập Báo cáo khả thi.
Lập và phê duyệt Báo cáo khả thi	2016	Lập và phê duyệt Báo cáo đánh giá tác động môi trường.
Chuẩn bị thực hiện EPC	2017	Quá trình chuẩn bị đấu thầu, dự thầu và chấm thầu.
Thực hiện xây lắp	2018 - 2020	
Đưa vào vận hành	2021	Cùng thời điểm đưa vào vận hành của Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

nghiên cứu hướng giải quyết liên quan đến chi phí đầu tư, khả năng tiêu thụ sản phẩm... sẽ được nhóm tác giả tiếp tục nghiên cứu, làm rõ.

3. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy, nếu có sự tham gia hợp tác của một nhà sản xuất xúc tác FCC, dự án xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC ở Việt Nam với công suất tối thiểu 20 nghìn tấn/năm, đặt tại miền Trung là hoàn toàn khả thi nhằm tận dụng ưu thế về nguồn nguyên liệu trong nước, chủ động nguồn cung ứng xúc tác cho các nhà máy lọc dầu của Việt Nam, đặc biệt của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Để tối đa hóa hiệu quả kinh tế cho Nhà máy sản xuất xúc tác FCC, cần tận dụng tối đa nguồn nguyên liệu trong nước và có những thỏa thuận sử dụng nguyên liệu lâu dài với chất lượng đảm bảo hoặc giao cho các đơn vị trong Ngành đầu tư dây chuyền sản xuất nguyên liệu phù hợp và tận dụng lợi thế về khả năng tiêu thụ sản phẩm của đối tác nước ngoài cùng đầu tư.

Tài liệu tham khảo

1. ASD Report. *The oil refinery catalyst market 2012 - 2022*. 2012.
2. Bùi Tất Hợp, Trịnh Đình Huấn. *Tổng quan về đất hiếm Việt Nam*. 2011.
3. Lê Văn Tường. *Báo cáo thăm dò cát trắng tại xã Phong Điền - Thừa Thiên Huế*. Công ty Cổ phần Prime Thiên Phúc. 2009.
4. Trần Thanh Phương, Cao Anh Dũng. *Nghiên cứu khả năng sản xuất chất xúc tác cracking trong nước phục vụ cho nhà máy lọc dầu trên cơ sở tiếp thu công nghệ nước ngoài*. Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí - PVPro. 2004.
5. Freedonia Group. *World catalysts: Industry study with forecasts for 2016 & 2021*. 2013.
6. Robert Brelsford, Leena Koottungal. *Asia-Pacific refining primed for capacity growth*. Oil and Gas Journal. 12/1/2014.
7. Trịnh Quốc Hà. *Báo cáo thăm dò quặng đất hiếm khu vực xã Yên Phú - huyện Văn Yên, tỉnh Yên Bái*. Công ty Cổ phần Tập đoàn Thái Dương, Liên đoàn Địa chất Xạ hiếm. 2010.
8. *Báo cáo nghiên cứu tính khả tuyển mẫu cát trắng Ba Đồn - Quảng Bình*. Trung tâm Phân tích Thí nghiệm Địa chất - Cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam. 2008.
9. Đặng Văn Lãm. *Báo cáo kết quả thăm dò chi tiết khu Tây mỏ bauxite Tân Rai, Bảo Lâm, Lâm Đồng*. Tổng công ty Khoáng sản Việt Nam - Bộ Công nghiệp. 2000.
10. Lawrie Lloyd. *Handbook of industrial catalysts*. Springer. 2011.
11. Hudec Pavol. *FCC catalyst - Key element in refinery technology*. Proceedings of the 45th International Petroleum Conference, Bratislava, Slovak Republic. 13 June, 2011.
12. Reza Sadeghbeigi. *Fluid catalytic cracking handbook: An expert guide to the practical operation, design, and optimization of FCC units (3rd edition)*. Butterworth-Heinemann. 2012.
13. W.L.Hayden, F.J.Dzieanowski. *Synthetic zeolite contact masses and method for making the same*. U.S Patent 3402996. 1968.

Study on the feasibility of investing in an FCC manufacturing plant in Vietnam

Tran Nam Thanh, Nguyen Thi Hoai An, Le Phuc Nguyen
 Nguyen Hoai Thu, Nguyen Anh Tuan, Truong Minh Hue
 Vietnam Petroleum Institute

Summary

Fluid catalytic cracking (FCC) is the process to convert high-boiling, high-molecular weight hydrocarbon fractions into more valuable gasoline, olefinic gases, and other products. This paper evaluates the feasibility to invest in an FCC manufacturing plant for the purpose of being more active in production and optimising catalytic species to suit the needs of each refinery, saving foreign currency and improving the efficiency of domestic raw material utilisation. Based on the criteria of product markets, raw materials, technology, capacity scale, total investment cost and financial effectiveness, the investment in construction of an FCC manufacturing plant in Vietnam is feasible. The authors have proposed a roadmap of investment when the conditions for technology transfer or co-operation from FCC manufacturing companies in the world are achieved.

Key words: Catalyst manufacturer, FCC catalyst, incorporation, in-situ.

ĐÁNH GIÁ QUÁ TRÌNH VẬT LÝ DẦU TRÀN TRONG MÔI TRƯỜNG BIỂN

ThS. Nguyễn Quốc Trinh¹, TS. Nguyễn Minh Huấn²

TS. Phùng Đăng Hiếu³, ThS. Nguyễn Quang Vinh⁴

¹Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn Trung ương, Bộ Tài nguyên và Môi trường

²Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội

³Viện Nghiên cứu Biển và Hải đảo Việt Nam, Bộ Tài nguyên và Môi trường

⁴Đài Khí tượng Cao không, Bộ Tài nguyên và Môi trường

Email: maitrinhvinh@gmail.com

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu một số đánh giá quá trình vật lý dầu tràn trong môi trường biển theo phương pháp mô hình hóa rời rạc trên cơ sở xem xét các quá trình vật lý (như bình lưu, khuếch tán, xáo trộn thẳng đứng và lan truyền ngẫu nhiên). Dựa trên các công thức được áp dụng phổ biến trên thế giới, so sánh kết quả và số liệu phân tích, nhóm tác giả đã xây dựng các phương trình thích hợp để mô phỏng các quá trình vật lý, tính toán các hệ số, tham số hóa các quá trình vật lý môi trường tác động lên dầu tràn và quá trình tương tác ngẫu nhiên của dầu tràn.

Từ khóa: Tràn dầu, các quá trình vật lý, mô phỏng toán học.

1. Giới thiệu

Sự cố tràn dầu gây tác động nghiêm trọng đến môi trường, các hệ sinh thái và kinh tế - xã hội khu vực ven biển. Dầu tràn môi trường tự nhiên dưới tác động của các quá trình sẽ di chuyển từ nơi này đến nơi khác. Các quá trình vật lý bao gồm các quá trình nội lực (tự khuếch tán loang ra ngẫu nhiên) và ngoại lực (thủy động lực môi trường như bình lưu, khuếch tán và xáo trộn thẳng đứng của gió, dòng chảy và sóng).

Khi xảy ra sự cố tràn dầu, dầu chịu tác động của trọng lực loang ra xung quanh, sau đó chịu tác động trực tiếp và chủ yếu của các quá trình thủy động lực biển, trên mặt biển (như gió, dòng chảy mặt, xáo trộn thẳng đứng lớp mặt, sóng...) khiến dầu lan truyền, phân tán ra xung quanh và đi vào trong lớp nước mặt.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu trên thế giới, nhóm tác giả đã tổng hợp và xây dựng các công thức tính toán quá trình bình lưu, quá trình khuếch tán, xáo trộn thẳng đứng và lan truyền ngẫu nhiên... phụ thuộc vào tính chất dầu và tác động của môi trường.

2. Một số quá trình vật lý dầu tràn

2.1. Quá trình bình lưu

Quá trình bình lưu là quá trình cơ học xảy ra do tổng hợp các ảnh hưởng của dòng chảy bề mặt, lực kéo của gió và tác động sóng. Vận tốc trôi của dầu tại bề mặt được xem là tổng của vận tốc gió, sóng và dòng chảy trung bình lớp mặt như sau:

$$V_a(u_a, v_a, w_a) = \alpha_w DV_w + \alpha_c V_c + \alpha_s V_s \quad (1)$$

Trong đó:

$V_a(u_a, v_a, w_a)$: Vận tốc trôi dạt của dầu (m/s);

$V_w(u_w, v_w)$: Vận tốc gió tại độ cao 10m trên mặt nước (m/s);

$V_c(u_c, v_c, w_c)$: Vận tốc dòng chảy trung bình tầng mặt (m/s);

$V_s(u_s, v_s, w_s)$: Vận tốc dòng chảy sóng trôi Stokes (m/s);

α_w : Hệ số ma sát của gió, thường được chọn bằng 3% [1] và 2,5 - 4,5% [2 - 4];

α_c : Hệ số trôi của dòng chảy, thường được chọn bằng 1,1 [5];

α_s : Hệ số trôi của sóng, thường được chọn bằng 0,01-0,10 [6];

D: Ma trận chuyển đổi của gió.

$$V_a(u_a, v_a, w_a) = V_a(x, y, z, t) \quad (1a)$$

Để thực hiện chi tiết theo từng thành phần trong trường tốc độ vận chuyển của lan truyền u_a, v_a và w_a được xác định theo công thức:

$$\begin{aligned} u_a &= \alpha_w Du_w + \alpha_c u_c + \alpha_s u_s \\ v_a &= \alpha_w Dv_w + \alpha_c v_c + \alpha_s v_s \\ w_a &= \alpha_c w_c + \alpha_s w_s + w_p \end{aligned} \quad (1b)$$

Trong đó:

u_w, v_w : Thành phần tốc độ gió 10m (m/s);

u_c, v_c và w_c : Thành phần vận tốc dòng chảy (m/s);

u_s, v_s và w_s : Thành phần tốc độ trôi do sóng (m/s);

w_p : Thành phần lực nổi.

D là ma trận chuyển đổi của gió được xác định theo [7, 8], như sau:

$$D = \begin{cases} \cos \varphi & \sin \varphi \\ -\sin \varphi & \cos \varphi \end{cases}; \varphi = \begin{cases} 40 - 8\sqrt{u_w^2 + v_w^2} & \sqrt{u_w^2 + v_w^2} \leq 25 \\ 0 & \sqrt{u_w^2 + v_w^2} > 25 \end{cases} \quad (2a)$$

Dựa trên cơ sở lý thuyết của dòng chảy Ekman [9] và đánh giá tương quan góc lệch (φ) giữa gió và dòng chảy mặt, thay đổi hệ số trôi dạt phụ thuộc vào tốc độ gió thổi được tổng hợp, nhóm tác giả đưa ra các công thức [10], cụ thể:

+ Góc lệch (φ) giữa gió và dòng chảy trôi dạt do gió:

$$\phi = 45 \times e^{\frac{U_w}{12,5}} \quad (2b)$$

+ Hệ số ma sát (α_w) do gió:

$$\alpha_w = 0,05 \times \left(1 - e^{\frac{U_w}{17,5}} \right) \quad (2c)$$

Hệ số trôi dạt do dòng chảy α_c thường được chọn bằng 1,1 [5]. Nhưng thực tế, tốc độ trôi dạt này sẽ bị suy giảm chậm dần hơn so với dòng chảy khi tốc độ dòng chảy môi trường tăng lên. Vậy, dựa trên giá trị của Stolzenbach và nnk [5] và từ kết quả các công trình nghiên cứu trên, nhóm tác giả đã đưa ra công thức liên quan đến xác định hệ số trôi dạt do dòng chảy (thường gọi là hệ số kéo) [10] phụ thuộc vào dòng chảy.

$$\alpha_c = \frac{2}{3} + 0,45 \times e^{\frac{U_c}{25}} \quad (3)$$

Sóng có tác động mạnh tới quá trình lan truyền và phân tán dầu. Việc đưa tác động của sóng vào quá trình lan truyền dầu có thể thông qua dòng chảy trôi Stokes [1] trong sóng:

$$U_s = \frac{k\omega H_s^2 \cosh[2k(d+z)]}{8\sinh^2(kd)}; w_s = \frac{k\omega H_s^2 \sinh[2k(d+z)]}{8\sinh^2(kd)} \quad (4a)$$

$$k = \frac{2\pi}{L}; \omega = \frac{2\pi}{T_w}; L = \frac{gT_w^2}{2\pi} \tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)$$

Từ các công trình nghiên cứu trên, nhóm tác giả đưa ra công thức xác định hệ số trôi do sóng (α_s) phụ thuộc vào tốc độ sóng [10], cụ thể:

$$\alpha_s = 0,11 \times \left(1 - e^{\frac{U_s}{1,5}} \right) \quad (4b)$$

2.2. Quá trình khuếch tán

Quá trình khuếch tán là quá trình nội lực được tạo ra do tổng hợp các ảnh hưởng của tính chất, đặc điểm của dầu tràn và quá trình trôi dạt quán tính. Tốc độ khuếch tán là tốc độ tổng hợp bao gồm các tính chất, đặc điểm của dầu tràn và ảnh hưởng của ngoại lực (gió, sóng và dòng chảy mặt).

Trong biển, tham số khuếch tán rối ngang có thể dao động trong khoảng từ 0,15m²/s (gần bờ) tới 0,6m²/s (trong cửa sông hẹp với vận tốc dòng chảy khá đáng kể) [11]. Các nghiên cứu thực tế của Okubo [12] về rối biển đã cho thấy các mối quan hệ hữu dụng trong ứng dụng thực tế với quy luật hàm mũ 4/3 của quan hệ giữa hệ số khuếch tán rối và quy mô độ dài xáo trộn.

Công thức của Fay [13] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu (thể tích và mật độ), ảnh hưởng môi trường (mật độ và độ nhớt) và tỷ lệ nghịch với thời gian:

$$D_h = \frac{\pi C_1^2}{16} \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) \frac{gV^2}{v_w^{1/2}} \right)^{1/3} \frac{1}{\sqrt{t}} \quad (5)$$

Công thức của Proctor và nnk [14] là khuếch tán ngang và thẳng đứng đều phụ thuộc vào tốc độ dòng chảy mặt và gió:

$$D_h = 10^{-3} (272,8u_c + 21,1u_w) \quad (6)$$

$$D_v = 10^{-5} (397,0u_c + 31,0u_w)$$

Công thức của Johansen [15] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu, ảnh hưởng môi trường theo thời gian, phát triển ý tưởng của Fay và chia quá trình khuếch tán thành 2 pha.

Pha 1 với $t < 12$ giờ:

$$D_h = \frac{\pi C_1^2}{16} \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) g / v_w \right)^{1/2} \frac{V}{t^{1/4}} \quad (7a)$$

Pha 2 với $t \geq 12$ giờ:

$$D_h = \frac{\pi C_1^2}{16} \frac{\sigma}{\rho_w v_w^{1/2}} \sqrt{t} \quad (7b)$$

Công thức của Badri [16] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu, ảnh hưởng môi trường và tỷ lệ nghịch với thời gian; khuếch tán thẳng đứng phụ thuộc vào đặc trưng sóng:

$$D_h = C_{Dh} \frac{\pi k_1^2}{16} \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) \frac{gV^2}{v_w^{1/2}} \right)^{1/3} \frac{1}{\sqrt{t}} \quad (8)$$

$$D_v = 0,028 C_{Dv} \frac{H_s^2}{T_w} \exp(-2kz)$$

Công thức của Tklich [17], Ehsan và Kourosh [18], Aghajanloo và nnk [19] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu (độ dày, mật độ và sức căng bề mặt) và ảnh hưởng môi trường (mật độ):

$$D_h = \frac{gh^2}{\sigma\rho} \left(1 - \frac{\rho}{\rho_w}\right) \quad (9)$$

Như vậy, khuếch tán ngang phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu (thể tích, độ dày, mật độ, độ nhớt và sức căng bề mặt) và ảnh hưởng môi trường (mật độ, độ nhớt, sóng, dòng chảy và gió) và thời gian. Tổng hợp các công trình của các nhà khoa học, nhóm tác giả đưa ra hệ thống công thức về tốc độ khuếch tán [10], cụ thể:

+ Tốc độ khuếch tán ngang là:

$$D_h = \frac{gh^2}{2\sigma\rho} \left(1 - \frac{\rho}{\rho_w}\right) + \frac{\pi(C_i^2 + 3k^2)}{32} \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w}\right) \frac{gV^2}{v_w^{1/2}} \right)^{1/3} \frac{1}{\sqrt{t}} + 10^{-3}(91,8u_c + 7,1u_w) \quad (10a)$$

+ Khuếch tán thẳng đứng phụ thuộc vào đặc trưng sóng, dòng chảy và gió:

$$D_v = 10^{-5}(397,0u_c + 31,0u_w) + 4,2 \times 10^{-5} \frac{H_s^2}{T_w} \exp(-2kz) \quad (10b)$$

Trong đó:

D_h và D_v : Tham số khuếch tán ngang và thẳng đứng (m^2/s);

C_i : Hệ số (0,72);

C_{Dh} và C_{Dv} : Hệ số tương ứng 3 và 0,015;

g : Gia tốc trọng trường ($9,81m/s^2$);

V : Thể tích dầu (m^3);

ρ và ρ_w : Mật độ dầu và nước (kg/m^3);

v_w : Hệ số nhớt nước ($8,9 \times 10^{-5}m^2/s$);

σ : Hệ số ứng suất dầu-nước ($0,02kgm^{-2}s^{-1}$);

u_c và u_w : Vận tốc dòng chảy và gió (m/s);

H_s và T_w : Độ cao (m) và chu kỳ (s) sóng;

k : Số sóng ($k = 2\pi/\lambda$, mà λ là bước sóng hay chiều dài sóng (m));

z : Độ sâu của vị trí hạt tính từ mặt xuống đáy (m);

t : Thời gian (s).

2.3. Quá trình xáo trộn dầu và di chuyển thẳng đứng

Sóng có vai trò quan trọng trong tác động làm vỡ lớp dầu trên mặt và chia dầu thành các giọt dầu nhỏ và đi vào trong nước. Lớp xáo trộn do sóng có thể được xem có bậc với độ cao sóng trên mặt. Sóng đồ có thể truyền một năng lượng lớn vào lớp nước mặt biển theo Tkalich và Chan [17]. Các lực tác động lên các giọt dầu nhỏ này bao gồm:

khuếch tán thẳng đứng, rối và lực nổi Archimedes. Nếu lực nổi lớn hơn tổng hợp các lực hướng xuống dưới (rối, khuếch tán thẳng đứng) thì giọt dầu sẽ bị nổi lên mặt, nếu không, các giọt dầu sẽ tồn tại trong nước và phân tán đi trong khối nước dưới tác động của dòng mang và khuếch tán rối.

Tuy lượng dầu hòa tan vào nước không lớn và với tốc độ chậm nhưng hậu quả của nó rất lớn, có tác động xấu đến môi trường sinh thái. Dưới tác động của sóng bạc đầu, xáo trộn rối các giọt dầu bị đi vào trong khối nước và hòa tan, biến đổi thể tích của dầu. Về bản chất, dầu hòa vào nước dưới dạng các hạt rất nhỏ bán kính từ 1 - 500 μm . Các nghiên cứu thực tế trên biển cho thấy thường dầu đi vào nước có bán kính trung bình khoảng 50 - 70 μm [20].

Công thức của Hinze [22], Delvigne và Sweeney [20, 21], Li và Garrett [23] xác định kích thước giọt dầu lớn nhất phụ thuộc tính chất dầu và môi trường:

$$d_{max} = \begin{cases} 36,36 \left(\frac{\sigma}{\rho} \right)^{3/5} \frac{1}{\varepsilon^{2/5}} & (HZ) \\ 6,26 \times 10^{-6} \left(\frac{\sigma}{\rho} \right)^3 \frac{1}{\varepsilon} \left(\frac{\rho v}{\rho_w v_w} \right)^{3/8} & d_{max} > \frac{\eta}{2} \\ 6,19 \times 10^{-6} \left(\frac{\sigma}{\rho} \right)^3 \sqrt{\frac{v}{\varepsilon}} \left(\frac{\rho v}{\rho_w v_w} \right)^{1/8} & d_{max} \leq \frac{\eta}{2} \end{cases} (LG)$$

$$27,27 \varepsilon^{-0,5 \pm 0,1} \frac{0,34 \pm 0,05}{v} \quad (DS)$$

$$\text{với } \eta = \left(\frac{v^3}{\varepsilon} \right)^{1/4} \quad (11)$$

Là phổ kích thước giọt dầu phụ thuộc vào thể tích dầu, đường kính giọt dầu và đường kính giới hạn dầu:

$$N(d) = \frac{(3-s)V_d}{4\pi(d_{max}^{3-s} - d_{min}^{3-s})d^s} \quad (12)$$

$$V_d = 4\pi d^3/3; \quad (d_{min}, d_{max}) \approx (1,1000)\mu m; \quad s = 2,3 \pm 0,06$$

Khối lượng phân tán giọt dầu phụ thuộc đặc tính, đường kính giọt dầu và độ cao sóng:

$$M_d = C(0) D_{BA}^{0,57} A d^{0,7} \Delta d \quad (13)$$

$$D_{BA} = 0,0034 \rho_w g H_s^2$$

Công thức của Raj [24] là tốc độ thẳng đứng của giọt dầu sẽ phụ thuộc vào trạng thái khối nước và các đặc trưng dầu:

$$w_d = \begin{cases} g d^2 (1 - \rho/\rho_w) / (18\nu) & R_e < 50 \\ \sqrt{\frac{g}{3}} g d (1 - \rho/\rho_w) & R_e \geq 50 \end{cases} \quad (14)$$

$$Re = d w_d / \nu$$

Công thức của Delvigne và Sweeney [20], Forrester [25], Spaulding và nnk [26], Proctor và nnk [14] sử dụng giá trị thực nghiệm tới hạn là 50 μm , tốc độ nổi và đường kính trung bình phụ thuộc vào trạng thái khối nước và các đặc trưng dầu thông qua giới hạn Reynolds:

$$w_d = \begin{cases} 2g(d_{\max}^2 + d^2)(1 - \rho/\rho_w)/(9\nu) & R_e < 50 \\ \sqrt{\frac{16}{3}gd(1 - \rho/\rho_w)}(d_{\max}^{1/2} + d^{1/2}) & R_e \geq 50 \end{cases} \quad (15)$$

$$Re = dw_d/\nu; \quad d = 0,5d_{\max}$$

Công thức của Aravamudan và nnk [27], Proctor và nnk [14] là tốc độ nổi phụ thuộc vào trạng thái khối nước, các đặc trưng dầu và đường kính giọt dầu chuẩn:

$$w_d = \begin{cases} gd^2(1 - \rho/\rho_w)/(18\nu) & d < d_c \\ \sqrt{\frac{3}{8}gd(1 - \rho/\rho_w)} & d \geq d_c \end{cases} \quad (16)$$

$$d_c = 0,25 \frac{9,52\nu^{2/3}}{g^{1/3}(1 - \rho/\rho_w)^{1/3}}$$

Công thức của Kutateladze [28] là tốc độ nổi phụ thuộc vào trạng thái khối nước, các đặc trưng dầu và sức căng bề mặt dầu:

$$w_d = 1,18 \left(\frac{g\sigma}{\rho_w} \left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) \right)^{1/4} \quad (17)$$

Công thức của Tkachik và Chan [17] là tốc độ xáo trộn giọt dầu từ lớp dầu mặt vào trong nước phụ thuộc vào đặc điểm sóng:

$$w_d = -\frac{k_b}{g\rho_w L_{ow}} \frac{dE}{dt} = -\frac{k_b \omega \gamma H_s}{16\alpha L_{ow}}$$

$$E = \frac{g\rho_w H^2}{8}; E_w = E/2; \omega = 2\pi/T_w \quad (18)$$

$$\gamma = \begin{cases} 10^{-5} \omega E_w^{0,25} & \text{Hasselman (1974)} \\ 1,8 \times 10^{-7} \omega^3 & \text{SWANP (1985)} \end{cases}$$

Công thức của Delvigne và Sweeney [20], Badri [16] là tốc độ nổi phụ thuộc vào trạng thái khối nước và các đặc trưng dầu:

$$w_d = gd^2(1 - \rho/\rho_w)/(18\mu_w) \quad (19)$$

$$d = 9,52\mu_w^{2/3}/(g(\rho_w - \rho))^{1/3}$$

Công thức của Al-Rabeh [29], Chao [30], French-McCay [31], Hai-Long Yin [32] là tốc độ nổi phụ thuộc vào trạng thái khối nước và các đặc trưng dầu và đường kính giọt dầu tới hạn (ảnh hưởng của sóng, dầu và môi trường):

$$w_d = gd \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) / (18\nu_w) \right)$$

$$d = \frac{d_{\min} + d_{\max}}{2} \quad (20)$$

$$d_{\min} = \frac{0,12 E^{3/5} T_w^{2/5}}{g^{4/5} \rho_w^{3/5}}; \quad d_{\max} = \sqrt{\frac{12\sigma}{g(\rho_w - \rho)}}$$

Vậy, quá trình xáo trộn dầu và di chuyển thẳng đứng phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu (mật độ, độ nhớt) và ảnh hưởng môi trường (mật độ, độ nhớt, sóng, dòng chảy và gió) và thời gian. Từ các kết quả nghiên cứu trên, nhóm tác giả đưa ra hệ thống công thức liên quan đến tốc độ xáo trộn thẳng đứng [10]:

$$w_d = w_{d1} + w_{d2} \quad (21)$$

$$w_{d1} = \begin{cases} gd^2(1 - \rho/\rho_w)/(18\nu) & d < d_c \\ \sqrt{\frac{3}{8}gd(1 - \rho/\rho_w)} & d \geq d_c \end{cases}$$

$$d = 9,52\mu_w/(g(\rho_w - \rho))^{1/3} \quad (21a)$$

$$d_c = 0,25 \frac{9,52\nu^{2/3}}{g^{1/3}(1 - \rho/\rho_w)^{1/3}}$$

$$d_{\min} = \frac{0,12 E^{3/5} T_w^{2/5}}{g^{4/5} \rho_w^{3/5}}; \quad d_{\max} = \sqrt{\frac{12\sigma}{g(\rho_w - \rho)}}$$

$$w_{d2} = -\frac{k_b}{g\rho_w L_{ow}} \frac{dE}{dt} = -\frac{k_b \omega \gamma H_s}{16\alpha L_{ow}}$$

$$E = \frac{g\rho_w H^2}{8}; E_w = E/2; \omega = 2\pi/T_w \quad (21b)$$

$$\gamma = \begin{cases} 10^{-5} \omega E_w^{0,25} & \text{Hasselman (1974)} \\ 1,8 \times 10^{-7} \omega^3 & \text{SWANP (1985)} \end{cases}$$

$$Re = \frac{dw_d}{\nu} \quad (21c)$$

Trong đó:

N(d): Số lượng các giọt dầu trên một đơn vị thể tích nước;

V: Thể tích dầu trong tất cả các giọt dầu trong đơn vị thể tích lớp nước xáo trộn (m^3);

V_d: Thể tích của giọt dầu (m^3);

ϵ : Tốc độ tiêu tán năng lượng trung bình (J/s);

$\eta = (\nu^3/\epsilon)^{1/4}$: Quy mô độ dài micro Kolmogorov;

DS là theo Delvigne và Sweeney [20, 21]; HZ là theo Hinze [22]; LG là theo Li và Garrett [23]; trong đó, λ_{ow} : Tốc độ xáo trộn giọt dầu (1/s);

L_{ow} : Tham số quy mô độ dài theo phương đứng (m), phụ thuộc vào kiểu sóng đổ;

α : Tham số phụ thuộc vào trạng thái mặt biển (1,2 - 1,6);

k_b : Hệ số ($k_b \sim 0,3 - 0,5$) theo Lamarre và Melville [34];

g : Gia tốc trọng trường (m/s^2);

H_s : Độ cao sóng (m);

T_w : Chu kỳ sóng (s);

E : Năng lượng sóng (J);

t : Thời gian (s);

$C(0)$: Tham số phụ thuộc vào nhiệt độ và độ nhớt của dầu;

D_{BA} : Tham số phụ thuộc vào độ cao sóng có nghĩa;

A : Diện tích dầu (m^2);

Δd : Khoảng giới hạn đường kính giọt dầu là $1.130\mu m$ (các giọt dầu chủ yếu được tập trung trong khoảng từ 75 - 320mm) với xu hướng nhẹ cho trung bình của phân bố kích thước giọt để thay đổi để kích thước nhỏ hơn với thời gian bất ổn ngày càng tăng;

w_d : Vận tốc nổi của giọt dầu (m/s);

ρ và ρ_w : Mật độ dầu và nước biển (kg/m^3);

ν và ν_w : Nhớt động học của dầu và của nước (cSt);

μ và μ_w : Độ nhớt động lực dầu và nước (cP);

d : Đường kính giọt dầu ($d = 100$);

d_{min} và d_{max} : Đường kính của giọt dầu cực tiểu và cực đại (mm);

σ : Sức căng bề mặt (N/m);

Re : Số Reynolds của giọt dầu.

2.4. Quá trình lan truyền dầu ngẫu nhiên (Random Walk)

Trong môi trường rối đồng nhất dừng, chuyển động hỗn loạn của chất lỏng và các hạt vật chất có thể xấp xỉ bằng quá trình di chuyển ngẫu nhiên trong mô hình. Đối với một chuỗi các bước thời gian, có thể giả thiết:

- Mỗi bước không tương quan với bước trước đó;
- Mỗi giọt dầu được mang bởi dòng chảy nền và bị dịch chuyển trong trường 3 chiều do tác động của các xoáy rối;
- Mỗi giọt dầu có tính chất riêng và dịch chuyển trong tương tác với các giọt dầu khác một cách ngẫu nhiên.

Theo mô hình ngẫu nhiên, khối lượng dầu có thể biểu diễn là tập hợp của N giọt dầu riêng biệt. Mỗi giọt dầu chuyển động theo 3 chiều với phương trình chuyển động của tám quán tính của giọt thứ i có dạng.

Chuyển động rối u' , v' , w' được tính theo phương pháp ngẫu nhiên theo Kitanidis [33] dưới dạng:

$$\begin{aligned} x' &= u'\Delta t = r_u \cos(\theta) = [R]_0^t L_x \cos(\theta) = [R]_0^t \sqrt{6D_{hx}\Delta t} \cos \theta \\ y' &= v'\Delta t = r_v \sin(\theta) = [R]_0^t L_y \sin(\theta) = [R]_0^t \sqrt{6D_{hy}\Delta t} \sin \theta \\ z' &= w'\Delta t = r_w = [R]_0^t L_z = \left(2[R]_0^t - 1\right) \sqrt{6D_v\Delta t} \end{aligned} \quad (22)$$

Trong đó:

Δt : Bước thời gian (s);

D_{hx} và D_{hy} : Hệ số rối ngang theo trục x và y ($0 - 10m^2/s$);

D_z : Hệ số rối thẳng đứng ($10^{-6} - 10^{-2}m^2/s$);

R_n : Biến ngẫu nhiên có phân bố chuẩn $[0,1]$;

θ : Biến ngẫu nhiên phân bố quanh phạm vi $[0,2\pi]$;

L_x , L_y và L_z : Bán kính khuếch tán theo trục x , y và giới hạn (m).

Góc lái một góc θ thống nhất phân phối ngẫu nhiên giữa 0 và 2π ; p.e. $\theta = 2\pi [R]_0^1$

$$\begin{aligned} r_u &= [R]_0^t L_x = [R]_0^t \sqrt{6D_{hx}\Delta t} ; \\ r_v &= [R]_0^t L_y = [R]_0^t \sqrt{6D_{hy}\Delta t} ; \\ r_w &= [R]_0^t L_z = \left(2[R]_0^t - 1\right) \sqrt{6D_v\Delta t} \end{aligned} \quad (22a)$$

Trong đó: $L_x = \sqrt{6D_{hx}\Delta t}$; $L_y = \sqrt{6D_{hy}\Delta t}$;

$$L_z = \left(2 - \frac{1}{[R]_0^t}\right) \sqrt{6D_v\Delta t} \quad (22b)$$

$$L = \sqrt{L_x^2 + L_y^2 + L_z^2}$$

Từ phương trình (22) và dựa trên cơ sở tính chất tự nhiên của chất lỏng (chất lỏng tự cân bằng trên quá trình khuếch tán từ nơi có nồng độ cao hơn khuếch tán đến nơi có nồng độ thấp hơn), nhóm tác giả đưa ra hệ thống công thức liên quan đến quá trình khuếch tán di chuyển ngẫu nhiên [10]:

$$\begin{aligned} [R]_{0i}^t &= 2 \frac{\sum_{i=1}^n [(C_i - 0,5C)(L - L_i)/L]}{\sum_{i=1}^n (C_i - 0,5C)} ; \\ \theta_i &= \arctan \frac{\sum_{i=1}^n [(C_i - 0,5C)(y_i - y)]}{\sum_{i=1}^n [(C_i - 0,5C)(x_i - x)]} \end{aligned} \quad (23a)$$

$$\cos \theta_i = \frac{\sum_{i=1}^n [(C_i - 0,5C)(x_i - x)/L_i]}{\sum_{i=1}^n (C_i - 0,5C)}; \quad (23b)$$

$$\sin \theta_i = \frac{\sum_{i=1}^n [(C_i - 0,5C)(y_i - y)/L_i]}{\sum_{i=1}^n (C_i - 0,5C)}$$

$$L_i = \sqrt{(x_i - x)^2 + (y_i - y)^2 + (z_i - z)^2}; \quad (23c)$$

$$\frac{x_i'^2}{R_{\max}^2} + \frac{y_i'^2}{R_{\min}^2} \leq 1$$

$$x_i' = (x_i - x) \cos \varphi + (y_i - y) \sin \varphi; \quad (23d)$$

$$y_i' = -(x_i - x) \sin \varphi + (y_i - y) \cos \varphi$$

Trong đó:

L: Bán kính khuếch tán giới hạn (m);

L_i : Khoảng cách từ điểm cần tính đến điểm thứ i nằm trong giới hạn của bán kính khuếch tán (m);

C và C_i : Nồng độ của điểm cần xác định và điểm thứ i (kg/m^2);

x và x_i : Vị trí theo trục x của điểm cần xác định và điểm thứ i (m);

y và y_i : Vị trí theo trục y của điểm cần xác định và điểm thứ i (m);

n: Tổng số số điểm nằm trong giới hạn bán kính L;

x_i' và y_i' : Vị trí điểm theo hệ trục tọa độ của hướng gió trong trục x' ;

φ : Hướng gió so với trục x.

3. Mô phỏng và đánh giá kết quả

Để mô phỏng các quá trình, nhóm tác giả giả định các thông tin cơ bản về dầu và môi trường xung quanh làm cơ sở cho việc mô phỏng các quá trình phong hóa dầu (Bảng 1).

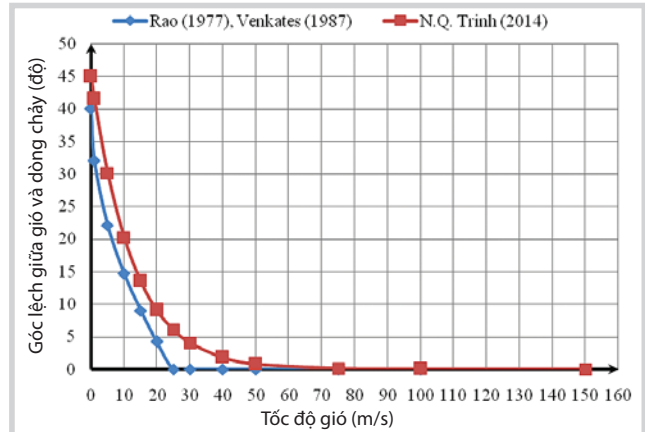
Hình 1 - 12 thể hiện kết quả tính toán dựa trên công thức của nhóm tác giả và có so sánh với các công thức đã được công bố trong các công trình nghiên cứu khác.

3.1. Quá trình bình lưu

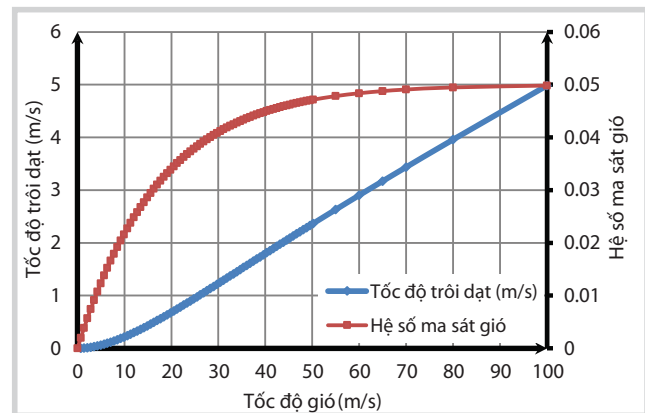
Hình 1 - 4 là kết quả tính toán mô phỏng các hệ số tương quan, chuyển đổi từ các quá trình bình lưu của môi trường (gió, dòng chảy và sóng) tác động lên dầu tràn dựa trên công thức của nhóm tác giả, có so sánh

Bảng 1. Đặc điểm dầu thô được sử dụng trong mô phỏng các quá trình phong hóa

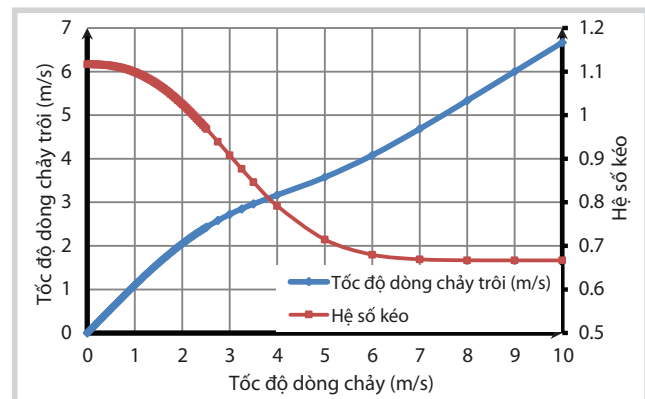
TT	Yếu tố	Giá trị
1	Mật độ (kg/m^3)	980
2	Độ nhớt dầu ở nhiệt độ 40°C (cP)	8,75
3	Nhiệt độ điểm sôi ($^\circ\text{K}$)	301
4	Nhiệt độ không khí ($^\circ\text{K}$)	300
5	Nhiệt độ nước ($^\circ\text{K}$)	298
6	Mật độ nước (kg/m^3)	1022,5
7	Độ nhớt nước ở nhiệt độ 20°C (cP)	0,0091
8	Sức căng bề mặt dầu (N/m^2)	24



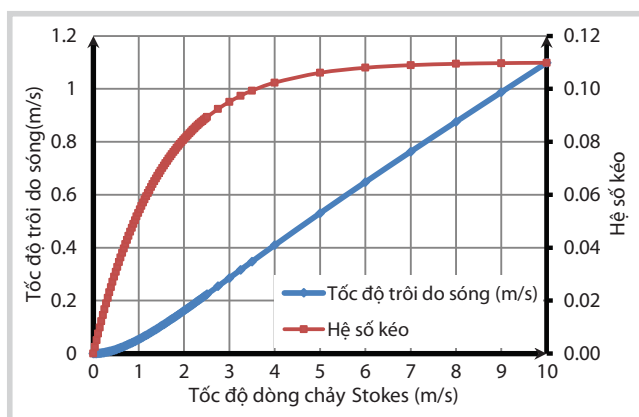
Hình 1. Tương quan giữa tốc độ gió (V_w) và góc lệch (φ) hướng dòng chảy gió với hướng gió (Công thức 2a và 2b)



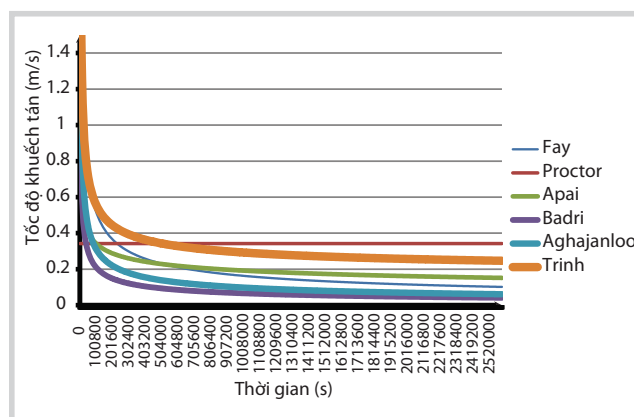
Hình 2. Tương quan tốc độ (V_w) với hệ số ma sát (α_w) và tốc độ trôi ($\alpha_w \times V_w$) của gió (Công thức 1b và 2c)



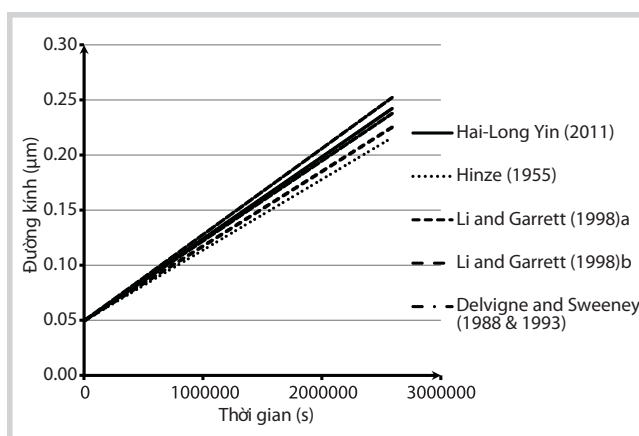
Hình 3. Tương quan tốc độ (V) với hệ số kéo (α_c) và tốc độ trôi ($\alpha_c \times V$) của dòng chảy (Công thức 1b và 3)



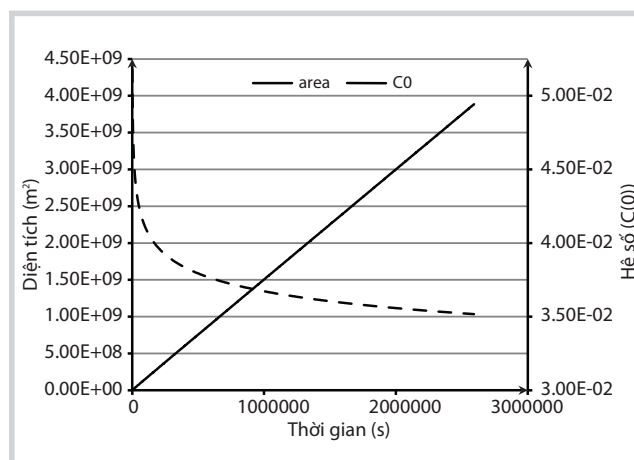
Hình 4. Tương quan tốc độ (V) với hệ số trôi (α_s) và tốc độ trôi ($\alpha_s \times V$) của dòng chảy Stokes (công thức 1b và 4b)



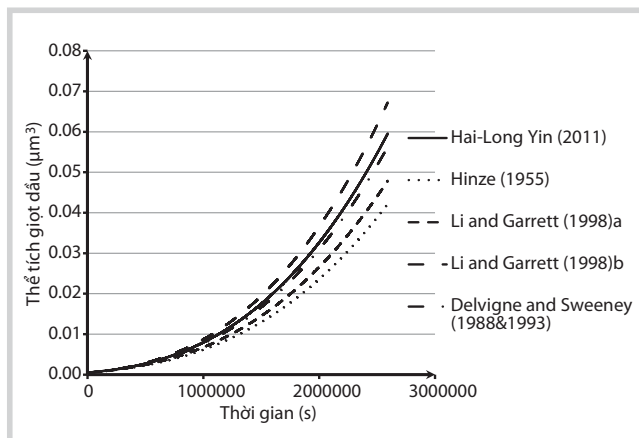
Hình 5. Biến đổi tốc độ khuếch tán ngang theo thời gian



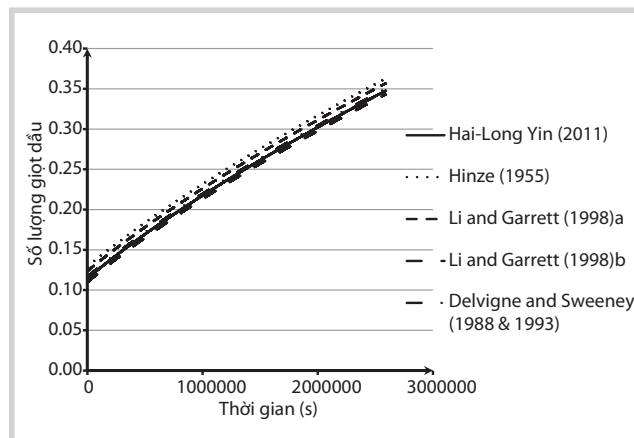
Hình 6. Biến đổi đường kính giọt dầu theo thời gian



Hình 7. Biến đổi diện tích lỏng và hệ số $C(0)$ theo thời gian (công thức 13)



Hình 8. Biến đổi thể tích giọt dầu theo thời gian



Hình 9. Biến đổi số lượng dầu theo thời gian

với các công thức đã được công bố trong các nghiên cứu trước đó.

Đồ thị trên các hình vẽ mô phỏng cho thấy sự biến thiên thiên nhiên khá phù hợp dạng định tính với các giá trị có giới hạn.

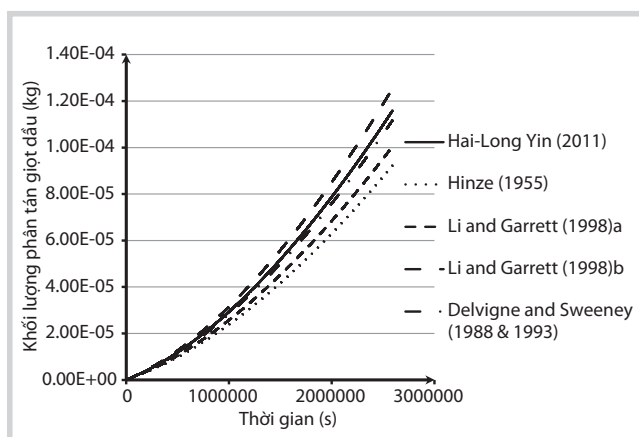
3.2. Quá trình khuếch tán

Hình 5 thể hiện kết quả tính toán quá trình khuếch tán dựa trên công thức của nhóm tác giả, có so sánh

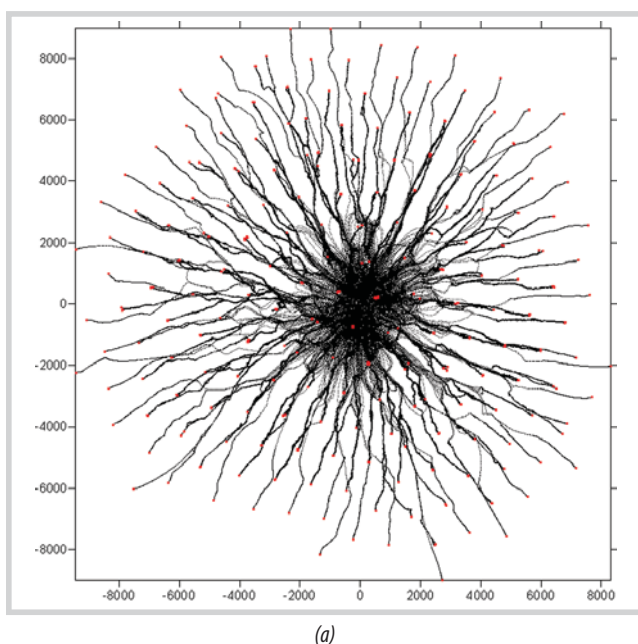
với các công thức đã được công bố trong các nghiên cứu trước đó. Đồ thị thể hiện sự tác động của nội lực do tính chất dầu tràn và ngoại lực do tác động của môi trường (như gió, dòng chảy và sóng).

3.3. Quá trình xáo trộn và di chuyển thẳng đứng

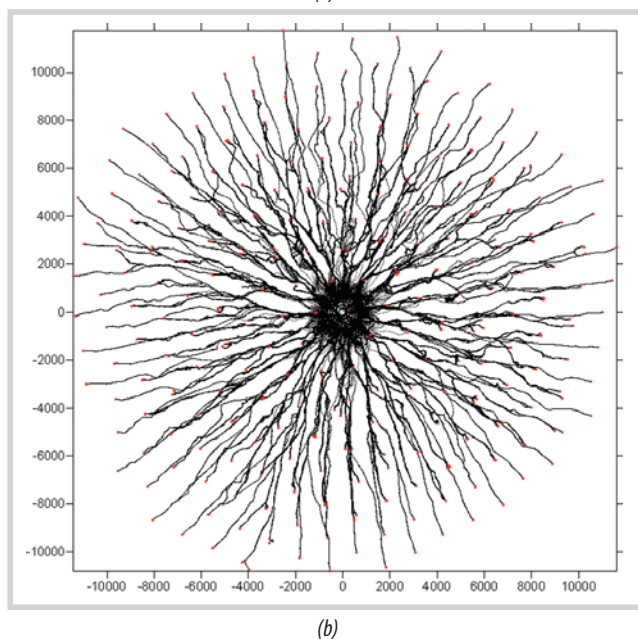
Hình 6 - 10 là kết quả tính toán mô phỏng các công thức từ 11 - 21 về quá trình xáo trộn và di chuyển thẳng đứng của các giọt dầu có sự biến đổi về đường kính, diện



Hình 10. Biến đổi khối lượng phân tán giọt dầu theo thời gian

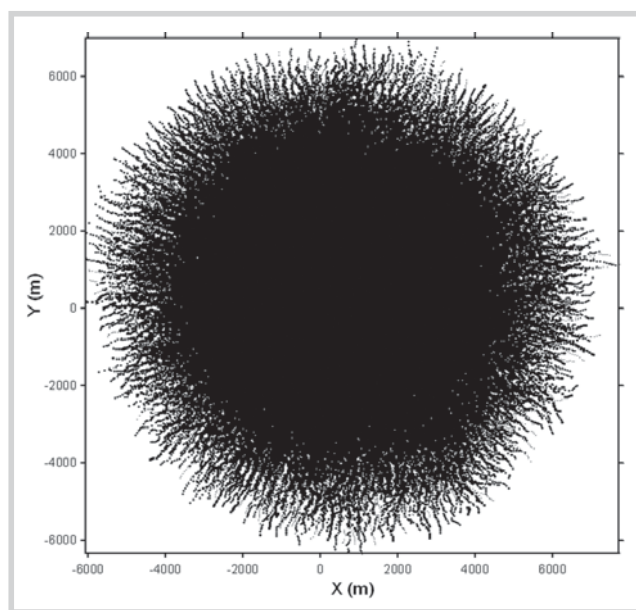


(a)



(b)

Hình 11. Kết quả mô phỏng quỹ đạo giọt dầu lan truyền ngẫu nhiên (Random Walk): sau 5 giờ (a); sau 10 giờ (b)



Hình 12. Mô phỏng trường phân bố quỹ đạo giọt dầu sau 73 giờ tràn ra với nồng độ khác nhau tương ứng với đường kính hạt

tích, thể tích và khối lượng phân tán dầu dựa trên các công thức mà nhóm tác giả tổng hợp từ các công trình nghiên cứu khác nhau. Kết quả cho thấy sự thay đổi của các công thức là khác nhau nhưng có chung quy luật biến đổi.

3.4. Quá trình lan truyền dầu ngẫu nhiên

Hình 11 và 12 là kết quả tính toán quá trình lan truyền dầu ngẫu nhiên dựa trên công thức của nhóm tác giả. Trong đó, tính chất dầu tràn có vai trò quyết định sự di chuyển của các giọt dầu. Quỹ đạo đường đi của các giọt dầu là ngẫu nhiên thể hiện độ tin cậy của công thức.

4. Kết luận

Kết quả tính toán mô phỏng cho thấy các quá trình vật lý quyết định khả năng di chuyển của dầu tràn. Mô hình hóa và tính toán các quá trình này cần xét đến các tham số phụ thuộc liên quan (thể hiện rõ trong phần mô phỏng tính toán quá trình bình lưu). Khả năng khuếch tán phụ thuộc vào tính chất dầu tràn và các tác động từ môi trường (như gió, dòng chảy và sóng). Quá trình xáo trộn thẳng đứng được nhóm tác giả xem xét trong nghiên cứu với mức độ thay đổi của các công thức khá đồng nhất về quy luật. Ngoài ra, quá trình lan truyền ngẫu nhiên cũng được xem xét và mô phỏng bằng các công thức của nhóm tác giả, từ đó xác định được bức tranh mô phỏng quỹ đạo di chuyển của các giọt dầu là ngẫu nhiên. Nhóm tác giả so sánh kỹ thuật giữa kết quả tính toán dựa trên các công thức đã được công bố trong các nghiên cứu trước đó và phương trình bán thực nghiệm của nhóm tác giả để đánh giá xác nhận mô hình toán học do thiếu dữ liệu đầu vào.

Mô hình mô phỏng các quá trình vật lý sẽ được áp dụng để tính khả năng di chuyển và biến đổi dầu thất thoát đồng bộ, phát triển sự ổn định của vết dầu loang trên mặt nước.

Tài liệu tham khảo

1. Rodney J.Sobey, Christopher H.Barker. *Wave-driven transport of surface oil*. Journal of Coastal Research. 1997; 13(2): p. 490 - 496.
2. American Society of Civil Engineers (ASCE). *State-of-the-art review of modeling transport and fate of oil spills*. ASCE, Journal of Hydraulic Engineering. 1996; 122(11): p. 594 - 609.
3. Mark Reed, Øistein Johansen, Per Johan Brandvik, Per Daling, Alun Lewis, Robert Fiocco, Don Mackay, Richard Prentki. *Oil spill modeling towards the close of the 20th century: Overview of the state of the art*. Spill Science & Technology Bulletin. 1999; 5(1): p. 3 - 16.
4. R.Periáñez. *Chemical and oil spill rapid response modelling in the Strait of Gibraltar-Alborán Sea*. Ecological Modelling. 2007; 207(2 - 4): p. 210 - 222.
5. K.D.Stolzenbach, O.S.Madsen, E.E.Adams, A.M.Pollak, C.K.Cooper. *Review and evaluation of basic techniques for predicting the behaviour of surface oil slicks*. Massachusetts Institute Technology. 1977.
6. Ana J.Abascal, Sonia Castanedo, Fernando J.Mendez, Raul Medina, Inigo J.Losada. *Calibration of a Lagrangian transport model using drifting buoys deployed during the prestige oil spill*. Journal of Coastal Research. 2009; 25(1): p. 80 - 90.
7. K.Shankar Rao. *Source estimation methods for atmospheric dispersion*. Atmospheric Environment. 2007; 41(33): p. 6964 - 6973.
8. S.Venkatesh, T.S.Murty. *Numerical simulations of the movement of the 1991 oil spills in the Arabian Gulf*. Water, Air, and Soil Pollution. 1994; 74: p. 211 - 234.
9. Vagn Walfrid Ekman. *On the influence of the earth's rotation on ocean currents*. Arkiv för Matematik, Astronomi och Fysik. 1905; 2(11): p. 1 - 52.
10. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Phùng Đăng Hiếu. *Nghiên cứu lan truyền dầu ở Biển Đông phục vụ cảnh báo và tìm kiếm nguồn thải*. Báo cáo tiến độ nghiên cứu sinh. Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội. 6/2014.
11. Hugo B.Fischer, E.John List, Robert C.Y.Koh, Jorg Imberger, Norman H.Brooks. *Mixing in inland and coastal waters*. Academic Press. 1979.
12. Akira Okubo. *Oceanic diffusion diagrams*. Deep-Sea Research and Oceanographic. 1971; 18(8): p. 789 - 802.
13. James A.Fay, David P. Hoult. *Physical processes in the spread of oil on a water surface*. International Oil Spill Conference Proceedings. 1971.
14. Roger Proctor, Roger A.Flather, Alan J.Elliot. *Modelling tides and surface drift in the Arabian Gulf - Application to the Gulf oil spill*. Continental Shelf Research. 1994; 14(5): p. 531 - 545.
15. O.Johansen. *Particle in fluid model for simulation of oil drift and spread - Part I: Basic concepts*. Oceanographic Center, Sintef Group, Norway. 1985.
16. M.A.Badri, A.R.Azimian. *Oil spill model based on the Kelvin wave theory and artificial wind field for the Persian Gulf*. Indian Journal of Marine Science. 2010; 39(2): p. 165 - 181.
17. Pavel Tkalic. *A CFD solution of oil spill problems*. Environmental Modelling and Software. 2006; 21(2): p. 271 - 282.
18. Ehsan Sarhadi Zadeh, Kourosh Hejazi. *Eulerian oil spills model using finite-volume method with moving boundary and wet-dry fronts*. Modelling and Simulation in Engineering. 2012.
19. K.Aghajanloo, M.D.Pirooz, M.M.Namin. *Numerical simulation of oil spill behavior in the Persian Gulf*. International Journal of Environmental Research. 2013; 7(1): p. 81 - 96.
20. G.A.L.Delvigne, C.E.Sweeney. *Natural dispersion of oil*. Oil and Chemical Pollution. 1988; 4: p. 281 - 310.
21. G.A.L.Delvigne. *Natural dispersion of oil by different sources of turbulence*. International Oil Spill Conference Proceedings. 1993. p. 415 - 419.
22. J.O.Hinze. *Fundamentals of the hydrodynamics mechanisms of splitting in dispersion process*. AIChE Journal. 1955; 1(3): p. 289 - 295.
23. M.Li, C.Garrett. *The relationship between oil droplet size and upper ocean turbulence*. Marine Pollution Bulletin. 1998; 36: p. 961 - 970.
24. P.P.K.Raj. *Theoretical study to determine the sea state limit for the survival of oil slicks on the ocean*. United States Coast Guard. 1977.

25. W.D.Forrester. *Distribution of suspended oil particles following the grounding of the tanker Arrow*. Journal of Marine Research. 1971; 29(2): p. 151 - 170.
26. M.L.Spaulding, E.Howlett, E.Anderson, K.Jayko. *OILMAP: A global approach to spill modeling*. 15th Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar, Canada. 1992; 25(4): p. 15 - 21.
27. K.Aravamudan, P.Raj, John Ostund, E.Newman, W.Tucker. *Break up of oil on rough seas-simplified models and step-by-step calculation*. United States Coast Guard. 1982.
28. S.S.Kutateladze, M.A.Styrikovich. *Hydrodynamics of gas-liquid systems*. Energy Publishers. 1976.
29. A.H.Al-Rabeh, H.M.Cekirge, N.Gunay. *A stochastic simulation model of oil spill fate and transport*. Applied Mathematical Modelling. 1989; 13(6): p. 322 - 329.
30. X.Chao, J.Shankar, H.F.Cheong. *Two-and three-dimensional oil spill model for coastal waters*. Ocean Engineering. 2001; 28(12): p. 1557 - 1573.
31. Deborah P.French-McCay. *Oil spill impact modeling: Development and validation*. Environmental Toxicology and Chemistry. 2004; 23(10): p. 2441 - 2456.
32. Hai-Long Yin, Zu-Xin Xu, Chen Wang, and Da Yu. *Development of early warning modeling system for sudden chemical spill in plain river network*. Journal of Marine Science and Technology. 2011; 19(6): p. 634 - 642.
33. P.K.Kitanidis. *Particle-tracking equations for the solution of the advection-dispersion equation with variable coefficients*. Journal of Water Resources Research. 1994; 30(11): p. 3225 - 3227.
34. E.Lamarre, W.K.Melville. *Air entrainment and dissipation in breaking waves*. Nature. 1991; 351: p. 469 - 472.

Evaluation of oil spill physical processes in the marine environment

Nguyen Quoc Trinh¹, Nguyen Minh Huan²
Phung Dang Hieu³, Nguyen Quang Vinh⁴

¹National Centre for Hydro-Meteorological Forecasting, MONRE

²Hanoi University of Science, VNU

³Vietnam Institute of Seas and Islands, MONRE

⁴Aero-Meteorological Observatory, MONRE

Summary

The article introduces some evaluation of oil spill physical processes in the marine environment under the discrete modelling method on the basis of considering the physical processes such as advection, diffusion, upright scrambling and random walk. Based on the most popular formula in the world and comparing results and analysis data, the authors have developed appropriate equations to simulate the physical processes, calculate the coefficients, and parameterise the physical processes affecting the oil spill and the random interaction process of spilled oil.

Key words: Oil spill, physical processes, mathematical simulation.

TÁC ĐỘNG CỦA SỰ BIẾN ĐỘNG GIÁ DẦU THÔ ĐẾN HOẠT ĐỘNG SẢN XUẤT KINH DOANH CỦA CÁC DOANH NGHIỆP DẦU KHÍ VÀ CÁC BIỆN PHÁP ỨNG PHÓ VỚI GIÁ DẦU SỤT GIẢM

ThS. Nguyễn Thu Hà, TS. Lê Việt Trung

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hant@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Diễn biến giá dầu thô có ảnh hưởng trực tiếp đến kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư của các doanh nghiệp dầu khí. Trong bối cảnh giá dầu suy giảm mạnh và chưa có dấu hiệu phục hồi, các doanh nghiệp dầu khí đã triển khai các giải pháp để chống đỡ sự sụt giảm giá dầu thô như: chuyển đổi cơ cấu tổ chức, cắt giảm đầu tư, tiết giảm chi phí, nâng cao chất lượng quản lý chuỗi giá trị, sử dụng các công cụ tài chính... Bài báo tác động của sự sụt giảm giá dầu tới hoạt động sản xuất kinh doanh của các doanh nghiệp dầu khí, đồng thời đưa ra các giải pháp ứng phó giúp vượt qua giai đoạn biến động bất thường của giá dầu thô.

Từ khóa: Giá dầu thô, công ty dầu khí, đầu tư, hiệu quả.

1. Giới thiệu

Giá dầu phụ thuộc vào 3 yếu tố chính là: cung - cầu thị trường, lợi ích nhóm của các quốc gia, các yếu tố chính trị.

- Ảnh hưởng đến nguồn cung dầu thế giới: Tình hình địa chính trị tại các quốc gia sản xuất dầu mỏ lớn, động thái của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC), sự phát triển của khoa học kỹ thuật;

- Ảnh hưởng đến nhu cầu dầu thô thế giới: Tốc độ phát triển kinh tế của các quốc gia, các hoạt động đầu cơ, biến động giá của các sản phẩm thay thế.

Kể từ khi hình thành thị trường, giá dầu thế giới đã trải qua nhiều giai đoạn biến động. Từ năm 2006 đến nay, chỉ trong 9 năm giá dầu thô đã trải qua 3 cú sốc lớn liên tiếp: 2008, 2011, 2014 đến nay. Tháng 6/2008, giá dầu thô trên thế giới sụt giảm nhanh và mạnh từ 130USD/thùng xuống chậm mức 40USD/thùng do suy thoái kinh tế toàn cầu khiến nhu cầu sụt giảm nhanh. Năm 2011, giá dầu thô tăng 1,4 lần do sự sụt giảm nguồn cung tại Syria và Yemen, gián đoạn xuất khẩu dầu thô của Lybia. Trong khi đó, nhu cầu dầu của Nhật Bản tăng mạnh do khủng hoảng hạt nhân, hậu quả của thiên tai động đất và sóng thần.

Từ giữa năm 2014, giá dầu thô sụt giảm mạnh xuống dưới ngưỡng 50USD/thùng sau 3 năm ổn định ở mức 90 - 110USD/thùng. Các phiên giao dịch gần đây, giá dầu thô xuống dưới mức 40USD/thùng. Nguyên nhân của cú sốc này do:

- Nguồn cung tăng mạnh: Sản lượng dầu đá phiến tăng đã biến Mỹ từ nước nhập khẩu dầu thành nước xuất

khẩu dầu. Các nước sản xuất dầu khí trong khối OPEC không cắt giảm sản lượng nhằm giữ vững vai trò chi phối thị trường cung cấp dầu thô thế giới.

- Nhu cầu dầu mỏ giảm mạnh do kinh tế thế giới phục hồi chậm, đặc biệt là tại châu Âu. Liên minh châu Âu (EU) đặt ra mục tiêu đến năm 2020 giảm 20% mức tiêu thụ năng lượng. Tại châu Á, các nước tiêu thụ nhiều năng lượng đã thực hiện chuyển đổi sử dụng các nguồn năng lượng thay thế.

- Tình hình chính trị giữa 3 cực: Mỹ - Liên bang Nga - OPEC. Trong khi, Mỹ - Nga đối lập trong việc giải quyết vấn đề của Ukraine; OPEC quyết định không cắt giảm sản lượng để giữ vững thị phần trên thị trường (nhằm chống lại nguồn cung từ dầu đá phiến của Mỹ). Cùng với các biện pháp trừng phạt, giá dầu thấp sẽ đẩy Nga rơi vào suy thoái, khủng hoảng, cũng như hạn chế nguồn tài chính của Iran đầu tư vào hạt nhân.

Theo nhận định của các chuyên gia, giá dầu thô có thể giảm xuống 40USD/thùng. Theo Wood Mackenzie, giá dầu thô thế giới có thể giảm xuống 44,5USD/thùng trong năm 2016. Tuy nhiên, sau khi chạm đáy thì giá dầu được dự báo sẽ tăng trung bình 6%/Quý.

Biến động của giá dầu thô qua các thời kỳ có biên độ khác nhau do ảnh hưởng của nhiều yếu tố. Mỗi lần giá dầu thô biến động đều làm thay đổi cục diện hoạt động sản xuất kinh doanh của các doanh nghiệp dầu khí. Về mặt lý thuyết, khi giá dầu thô tăng/giảm sẽ:

- Làm tăng/giảm doanh thu, lợi nhuận trong lĩnh vực thăm dò khai thác;

- Giảm/tăng lợi nhuận trong lĩnh vực lọc hóa dầu do chi phí nguyên liệu đầu vào (dầu thô) tăng/giảm;

- Làm tăng/giảm chi phí vận chuyển do chi phí nhiên liệu chiếm từ 15 - 30% tổng chi phí vận chuyển, tùy theo loại hình vận chuyển.

Bài báo phân tích tác động của sự sụt giảm giá dầu thô tới hoạt động sản xuất kinh doanh của các doanh nghiệp dầu khí, đồng thời đưa ra các giải pháp ứng phó với giá dầu sụt giảm.

2. Tác động của giá dầu thô đến các doanh nghiệp dầu khí

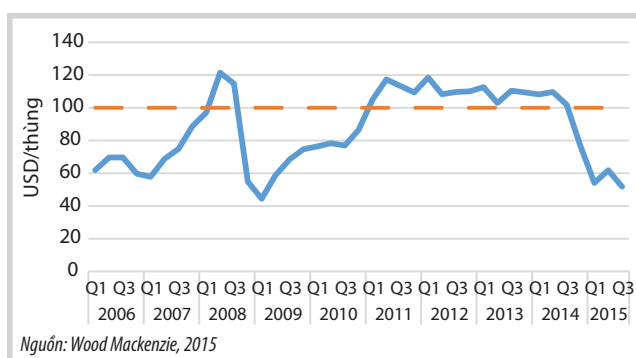
Giá dầu thô tác động trực tiếp đến từng lĩnh vực trong chuỗi sản xuất dầu khí. Giá dầu thô tăng cao đối với các doanh nghiệp dầu khí thượng nguồn được xem như một cơ may (Wildfall). Trong giai đoạn 2007 - 2011, lợi nhuận từ hoạt động thăm dò, khai thác của 5 công ty dầu khí lớn tại Mỹ (ExxonMobil, Chevron, BP, Shell và ConocoPhillips) tăng mạnh, cao hơn nhiều so với lợi nhuận từ hoạt động lọc hóa dầu và phân phối [11]. Ngược lại, giá dầu thô giảm sẽ giúp tăng lợi nhuận cho các doanh nghiệp dầu khí hạ nguồn.

Các doanh nghiệp có lĩnh vực/cơ cấu lĩnh vực kinh doanh khác nhau sẽ bị ảnh hưởng bởi biến động giá dầu thô khác nhau, nhóm tác giả phân tích ảnh hưởng của giá dầu thô đến hoạt động sản xuất kinh doanh của 3 doanh nghiệp dầu khí lớn và có cơ cấu đầu tư khác nhau: BP, ExxonMobil và Petronas.

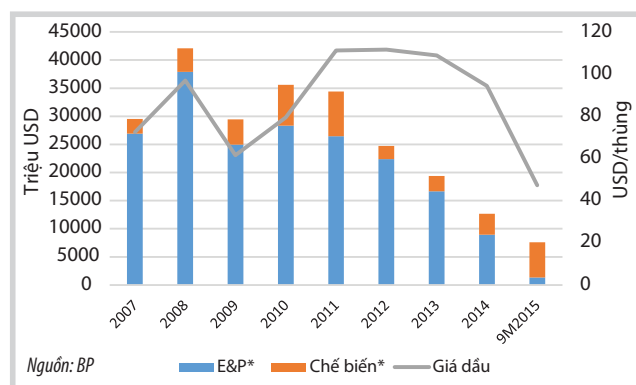
2.1. BP

BP là công ty năng lượng toàn cầu có trụ sở tại Anh, hoạt động chủ yếu trong 2 lĩnh vực thượng nguồn (thăm dò khai thác - E&P) và hạ nguồn (chế biến dầu khí). Doanh thu hàng năm đạt khoảng 396,2 tỷ USD (năm 2013), lợi nhuận của thăm dò khai thác chiếm tỷ trọng lớn (trung bình 84%) trong tổng lợi nhuận. Khi giá dầu sụt giảm, doanh thu của BP sụt giảm xuống còn: 358,678 tỷ USD (năm 2014) và 55,879 tỷ USD (9 tháng đầu năm 2015). Lợi nhuận từ hoạt động thăm dò khai thác giảm gần 50%, lợi nhuận từ hoạt động chế biến dầu khí tăng xấp xỉ 40% nhưng không bù đắp được phần sụt giảm từ hoạt động thăm dò khai thác.

Khi lợi nhuận biến động theo xu hướng giảm, BP đã triển khai các giải pháp cắt giảm và tối ưu hóa danh mục đầu tư, cắt giảm nhân sự, tối ưu hóa chi phí... Lợi nhuận từ lĩnh vực thăm dò khai thác chiếm tỷ trọng lớn trong tổng lợi nhuận của BP, nên đầu tư cho lĩnh vực này luôn chiếm xấp xỉ 80%. Chi phí cho việc đầu tư mua lại 19,75%

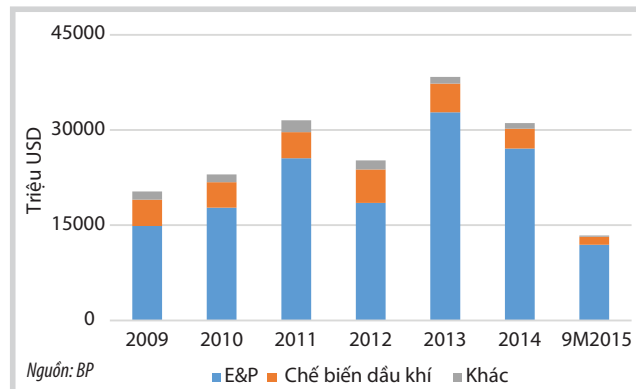


Hình 1. Biến động giá dầu thô Brent trong giai đoạn 2006 - 2015



Ghi chú: * Lợi nhuận trước lãi vay và thuế

Hình 2. Biến động lợi nhuận của BP và giá dầu thô Brent trong giai đoạn 2007 - 2015



Hình 3. Tình hình đầu tư của BP trong giai đoạn 2009 - 2015

cổ phần của Rosneft năm 2013, chiếm 35% tổng đầu tư năm 2013 và 23% tổng đầu tư 2014 cho lĩnh vực thăm dò khai thác, song chưa mang lại hiệu quả cũng là nguyên nhân dẫn tới hiệu quả kinh doanh của BP sụt giảm mạnh trong 2 năm gần đây.

BP đang xây dựng kế hoạch kinh doanh dựa trên mức giá dầu Brent 60USD/thùng cho tới ít nhất năm 2017. Năm 2016, BP dự kiến sẽ bán bớt số tài sản trị giá 3 - 5 tỷ USD.

2.2. ExxonMobil

ExxonMobil là tập đoàn dầu khí đa quốc gia của Mỹ hoạt động trên 2 lĩnh vực chính: thăm dò khai thác và chế biến dầu khí. Lợi nhuận từ thăm dò khai thác chiếm hơn

80% tổng lợi nhuận của ExxonMobil. Xu hướng diễn biến của lợi nhuận song hành cùng biến động giá dầu thô trên thế giới. Riêng năm 2014, dù giá dầu thô giảm nhưng lợi nhuận của ExxonMobil vẫn tăng 2,3% do tăng sản lượng và thu được lợi nhuận lớn từ việc chuyển nhượng tài sản. Trong 9 tháng đầu năm 2015, lợi nhuận của ExxonMobil giảm chỉ còn 14,905 tỷ USD (tương đương 54% so với cùng kỳ năm trước) [14].

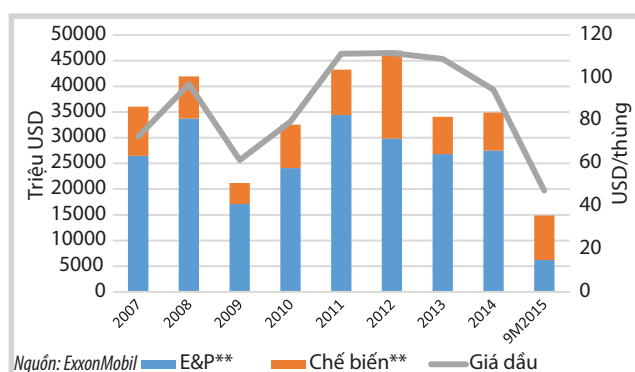
Tỷ trọng đầu tư cho lĩnh vực thăm dò khai thác của ExxonMobil có lúc lên đến 90% (trung bình giai đoạn xấp xỉ 85%). Trước năm 2013, đầu tư cho thăm dò khai thác có xu hướng tăng và đầu tư cho chế biến dầu khí giảm. Tuy nhiên, trong giai đoạn 2013 - 2014 ExxonMobil lại điều chỉnh cơ cấu đầu tư ngược lại, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh khi giá dầu biến động giảm. Đầu tư thực hiện trong 9 tháng đầu năm 2015 cũng giảm 15% so với cùng kỳ năm trước.

2.3. Petronas

Petronas (Malaysia) hoạt động đa lĩnh vực gồm: thăm dò khai thác, điện, khí, chế biến dầu khí và các lĩnh vực khác. Năm 2014, khi giá dầu thô giảm 13% so với năm 2013, tổng lợi nhuận của Petronas giảm hơn 30% xuống còn khoảng 13,8 tỷ USD. Tổng lợi nhuận 9 tháng đầu năm 2015 tiếp tục giảm chỉ còn 5,722 tỷ USD.

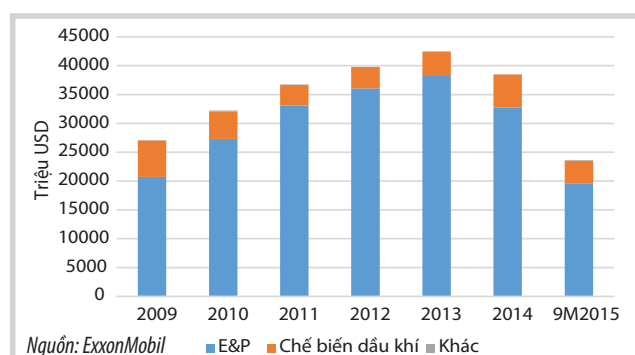
Lợi nhuận từ lĩnh vực thăm dò khai thác đóng góp xấp xỉ 60% tổng lợi nhuận của Petronas. Lợi nhuận từ thăm dò khai thác năm 2014 (bao gồm cả lợi nhuận từ mua bán LNG và bán khí) giảm 38% so với năm 2013; nguyên nhân do giá dầu thô sụt giảm mạnh trong nửa cuối năm 2014 mặc dù sản lượng có tăng lên. Sau khi cơ cấu lại phân nhóm thăm dò khai thác, lợi nhuận từ lĩnh vực này chiếm đến 74% tổng lợi nhuận sau thuế của Petronas.

Lợi nhuận từ lĩnh vực chế biến dầu khí chiếm 13% trong tổng lợi nhuận của Petronas cũng giảm 31% so với năm trước do giá dầu thô giảm mạnh kéo theo giá các sản phẩm lọc - hóa dầu giảm. Lợi nhuận từ lĩnh vực chế biến dầu khí của Petronas giảm là điểm khác biệt so với BP và ExxonMobil. Xuất phát từ việc trợ giá nhiên liệu nên tác động của giá dầu thô giảm tới nhu cầu sản phẩm xăng dầu không thể diễn ra ngay lập tức. Việc Chính phủ Malaysia cắt giảm trợ cấp xăng dầu, dầu nhiên liệu từ ngày 1/12/2014 (khi giá dầu đang ở mức thấp) làm giá sản phẩm có thể vẫn tăng, gây tác động bất lợi đến nhu cầu (đặc biệt khi giá dầu tăng trở lại). Nhu cầu tăng trưởng chậm trong khi nguồn cung dồi dào sẽ gây bất lợi cho hoạt động chế biến dầu khí của Petronas.

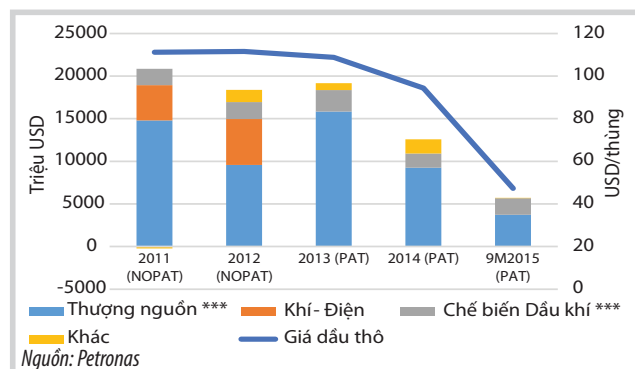


Ghi chú: ** Lợi nhuận sau thuế. Năm 2012, lợi nhuận trong lĩnh vực chế biến dầu khí tăng (5,3 triệu USD nhờ tái cấu trúc tại Nhật Bản).

Hình 4. Biến động lợi nhuận của ExxonMobil và giá dầu thô Brent trong giai đoạn 2007 - 2015

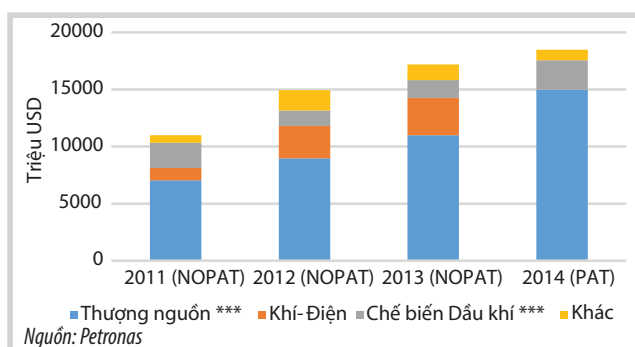


Hình 5. Tình hình đầu tư của ExxonMobil trong giai đoạn 2009 - 2015

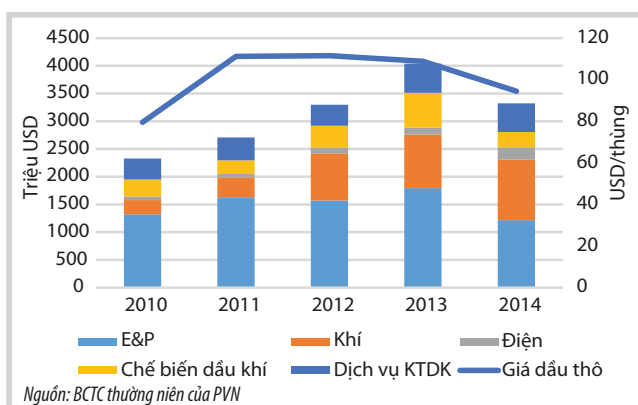


Ghi chú: Thượng nguồn***: Trước năm 2014 gồm thăm dò khai thác và từ năm 2014 góp thêm cả hoạt động mua bán LNG và bán khí. Chế biến dầu khí***: Từ năm 2014, lĩnh vực này góp thêm cả hoạt động kinh doanh điện. NOPAT: Lợi nhuận không bao gồm chi phí tài chính, lợi nhuận công ty liên doanh liên kết, chi phí khác ngoài vận hành. PAT: Lợi nhuận sau thuế bao gồm chi phí tài chính, lợi nhuận công ty liên doanh liên kết, chi phí khác ngoài vận hành.

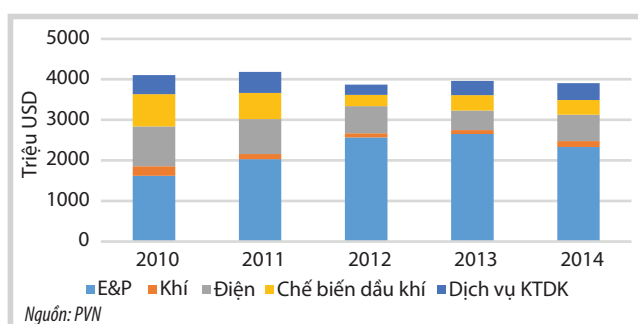
Hình 6. Biến động lợi nhuận của Petronas và giá dầu thô Brent giai đoạn 2011 - 2015



Hình 7. Giá trị đầu tư của Petronas trong giai đoạn 2011 - 2014



Hình 8. Biến động lợi nhuận của Petrovietnam và giá dầu thô Brent giai đoạn 2010 - 2014



Hình 9. Giá trị đầu tư của Petrovietnam trong giai đoạn 2010 - 2014

Về đầu tư, Petronas vẫn giữ được xu hướng tăng ổn định trong giai đoạn 2011 - 2014. Lĩnh vực đầu tư chính là thượng nguồn với 81% tổng giá trị đầu tư. Việc giữ tốc độ tăng trưởng đầu tư trong khi giá dầu sụt giảm mạnh làm cho lợi nhuận lĩnh vực thượng nguồn, hạ nguồn và tổng lợi nhuận của Petronas giảm đáng kể. Trong 9 tháng đầu năm 2015, số liệu thực hiện đầu tư của Petronas đạt 13,1 tỷ USD trong đó chủ yếu dành cho hoạt động sáp nhập khối tài sản của Statoil's Shah Deniz, đầu tư thượng nguồn trong nước và dự án RAPID ở Johor [13].

2.4. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) hoạt động trên 5 lĩnh vực chính gồm: thăm dò khai thác dầu khí, công nghiệp điện, công nghiệp khí, chế biến dầu khí và dịch vụ kỹ thuật dầu khí. Khi giá dầu thô sụt giảm mạnh (từ tháng 10/2014) đã làm giảm doanh thu của Tập đoàn trong các tháng cuối năm. Năm 2015, Tập đoàn đã bám sát diễn biến giá dầu để triển khai các giải pháp kịp thời ứng phó với những biến động xấu nhất của thị trường, chủ động cân đối sản lượng khai thác tối ưu từng mỏ dầu, điều phối hợp lý giữa sản lượng khai thác, xuất khẩu và chế biến để đảm bảo hiệu quả giữa: Chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước của Chính phủ, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp.

Đồng thời, Tập đoàn chú trọng giải pháp tài chính, cân đối dòng tiền linh hoạt, hiệu quả; tăng cường công tác quản trị rủi ro, hạn chế ảnh hưởng tiêu cực của thị trường, tối đa hóa lợi nhuận; hoàn thiện các quy chế, quy định về tài chính, quản lý vốn hiệu quả, linh hoạt; tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức, áp dụng mô hình quản lý tiên tiến theo hướng gọn nhẹ, hiệu quả. Tập trung nghiên cứu ứng dụng thành tựu khoa học công nghệ, đầu tư công nghệ mới hiệu suất cao để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao giá trị gia tăng các sản phẩm trong chuỗi giá trị các sản phẩm dầu khí...

Trong 9 tháng đầu năm 2015, mặc dù sản lượng khai thác dầu khí tăng 7,4%, sản lượng điện tăng 35,7% so với cùng kỳ 2014, song tổng doanh thu của toàn Tập đoàn giảm, chỉ bằng 76% so với cùng kỳ. Lợi nhuận của các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực thăm dò khai thác giảm. Tập đoàn đã làm việc với các đối tác trong và ngoài nước, các nhà điều hành khai thác mỏ để tối ưu chương trình khai thác hiệu quả nhất. Kết quả đến tháng 9/2015, giá thành khai thác của các mỏ đều dưới 50USD/thùng, trung bình đạt 28USD/thùng.

Lợi nhuận của lĩnh vực chế biến dầu khí năm 2014 đến nay cũng bị sụt giảm do sản lượng giảm (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sửa chữa bảo dưỡng tổng thể). Việt Nam vẫn còn cơ chế hỗ trợ giá đối với sản phẩm xăng dầu do vậy lợi nhuận trong lĩnh vực lọc dầu vẫn bị giới hạn.

Tình hình đầu tư của Petrovietnam có xu hướng giảm về giá trị. Đầu tư cho lĩnh vực thăm dò khai thác đang được mở rộng, chiếm xấp xỉ 60% trong cơ cấu đầu tư của Tập đoàn.

3. Các biện pháp ứng phó với giá dầu sụt giảm

Mặc dù các doanh nghiệp dầu khí ở các khu vực địa lý, thị trường, quy mô khác nhau nhưng đều chịu tác động của giá dầu thô giảm. Trong đó, 2 lĩnh vực chịu ảnh hưởng lớn và rõ nét nhất là thăm dò khai thác và chế biến dầu khí.

Trước tình hình thị trường khó khăn, mỗi doanh nghiệp đều có những cách ứng phó riêng để đảm bảo lợi nhuận và hiệu quả kinh doanh. Việc đầu tiên các doanh nghiệp dầu khí triển khai là cắt giảm chi tiêu cho năm tài chính tiếp theo như: ExxonMobil, BP, Petronas.

3.1. Lĩnh vực thăm dò khai thác

Ngoài khó khăn do giá dầu suy giảm, các công ty dầu khí hoạt động trong lĩnh vực thượng nguồn còn gặp nhiều khó khăn khác:

- Chi phí khai thác tăng do sản lượng khai thác ở khu vực có điều kiện thuận lợi ngày càng suy giảm, phải triển

khai các dự án có độ rủi ro lớn hơn như khu vực nước sâu xa bờ, có điều kiện địa chất phức tạp nên chi phí khai thác tăng lên đáng kể. Chi phí tìm kiếm thăm dò và phát triển khai thác từ 12USD/thùng (năm 2009) đã tăng lên 20USD/thùng (năm 2013) [5].

- Không kiểm soát được chi phí: Trong giai đoạn giá dầu cao, các công ty chú trọng tăng sản lượng để thu lợi nhuận mà ít quan tâm đến việc kiểm soát chi phí và hiệu suất. Nhiều công ty tăng số lượng nhân viên với nhiều vị trí mới để tăng quy mô tổ chức, mà không trực tiếp làm tăng giá trị sản xuất [5].

- Chi phí dịch vụ dầu khí cao [5].

- Hành động của Chính phủ: Sức ép từ chính phủ buộc các công ty dầu khí nước ngoài phải sử dụng dịch vụ của các doanh nghiệp địa phương, làm tăng chi phí và giảm hiệu quả. Chi phí cho các công ty thăm dò khai thác cho sử dụng dịch vụ ở nước Tây Phi cao gấp 4 lần so với công ty tương tự ở nơi khác [5]. Ngoài ra, quy trình cấp phép - phê duyệt dự án thường chậm và rườm rà.

Do đó, các công ty dầu khí hoạt động trong thăm dò khai thác cần thiết phải chuyển đổi về cơ cấu, tổ chức; cách thức làm việc với các nhà cung cấp dịch vụ; nâng cao chất lượng quản lý chuỗi giá trị. Cụ thể:

- Cắt giảm đầu tư: Trước thực trạng lợi nhuận sụt giảm lớn, các doanh nghiệp như BP, ExxonMobil, Shell, Petronas... đều cắt giảm đầu tư trong tương lai gần, nhằm giảm rủi ro lỗ khi giá dầu ở mức thấp.

- Cắt giảm chi phí sản xuất: Các doanh nghiệp nghiên cứu, phân tích các công nghệ đang sử dụng, lựa chọn nhóm giải pháp đủ tốt (không nhất thiết phải tiên tiến nhất - chi phí cao nhất). Đặc biệt, nên tìm kiếm cơ hội để tìm ra tiêu chuẩn công nghệ trung bình giữa các dự án có rủi ro cao và thấp. Statoil và Petrobras đã xây dựng tiêu chuẩn cho các thiết bị dưới biển, mang lại lợi ích từ việc quản lý vòng đời thiết bị một cách đơn giản nhằm tiết kiệm chi phí không cần thiết. Bên cạnh đó, việc tối ưu hóa vận hành cũng sẽ giúp cắt giảm chi phí.

- Cắt giảm chi phí dịch vụ: Đàm phán lại giá dịch vụ, phân bổ hợp lý hơn các rủi ro giữa nhà điều hành và nhà thầu, và nếu có thể, tăng cường mối quan hệ chặt chẽ với các nhà cung cấp dịch vụ và loại bỏ bớt các chi phí không cần thiết. Dịch vụ dầu khí và máy móc chiếm từ 20 - 50% chi phí vận hành và chiếm đến 95% Capex. Các đơn vị cung cấp dịch vụ đang bắt đầu hợp nhất để tăng quy mô và năng lực bằng hình thức sáp nhập như BG và Shell; Talisman Energy và Repsol, Baker Hughes và Halliburton.

- Cắt giảm chi phí nhân công: Theo Boston Consulting Group có thể cắt giảm 20 - 25% số nhân viên mà không ảnh hưởng lớn đến công tác vận hành ở các dự án đang vận hành ổn định hoặc sử dụng chiến lược thuê ngoài [5]. Như vậy, bằng các biện pháp như cắt giảm, luân chuyển nhân viên đến nơi thật sự cần, đào tạo nâng cao năng lực sẽ giúp cắt giảm chi phí nhân công.

3.2. Lĩnh vực chế biến dầu khí

Khi giá dầu giảm, thị trường các sản phẩm lọc hóa dầu thường trải qua 3 giai đoạn:

- Giai đoạn 1: Thường kéo dài chỉ vài tháng, giá sản phẩm lọc hóa dầu giảm chậm hơn giá dầu thô khi nhu cầu sản phẩm cho dự trữ tăng. Giai đoạn này kết thúc khi mức giảm giá sản phẩm bắt kịp mức giảm giá dầu thô.

- Giai đoạn 2: Lợi nhuận từ lĩnh vực chế biến dầu khí giảm bớt khi cung - cầu thị trường ổn định. Khi giá dầu tiếp tục giảm, sự chênh lệch giá giữa các sản phẩm lọc hóa dầu sẽ giảm đáng kể. Sự chênh lệch này phản ánh chi phí chế biến mà về mặt lý thuyết nó bằng chi phí cho khối lượng hao hụt. Khi giá dầu xuống thấp, chi phí cho khối lượng hao hụt giảm, khoảng chênh lệch giá giữa các sản phẩm lọc hóa dầu được thu hẹp.

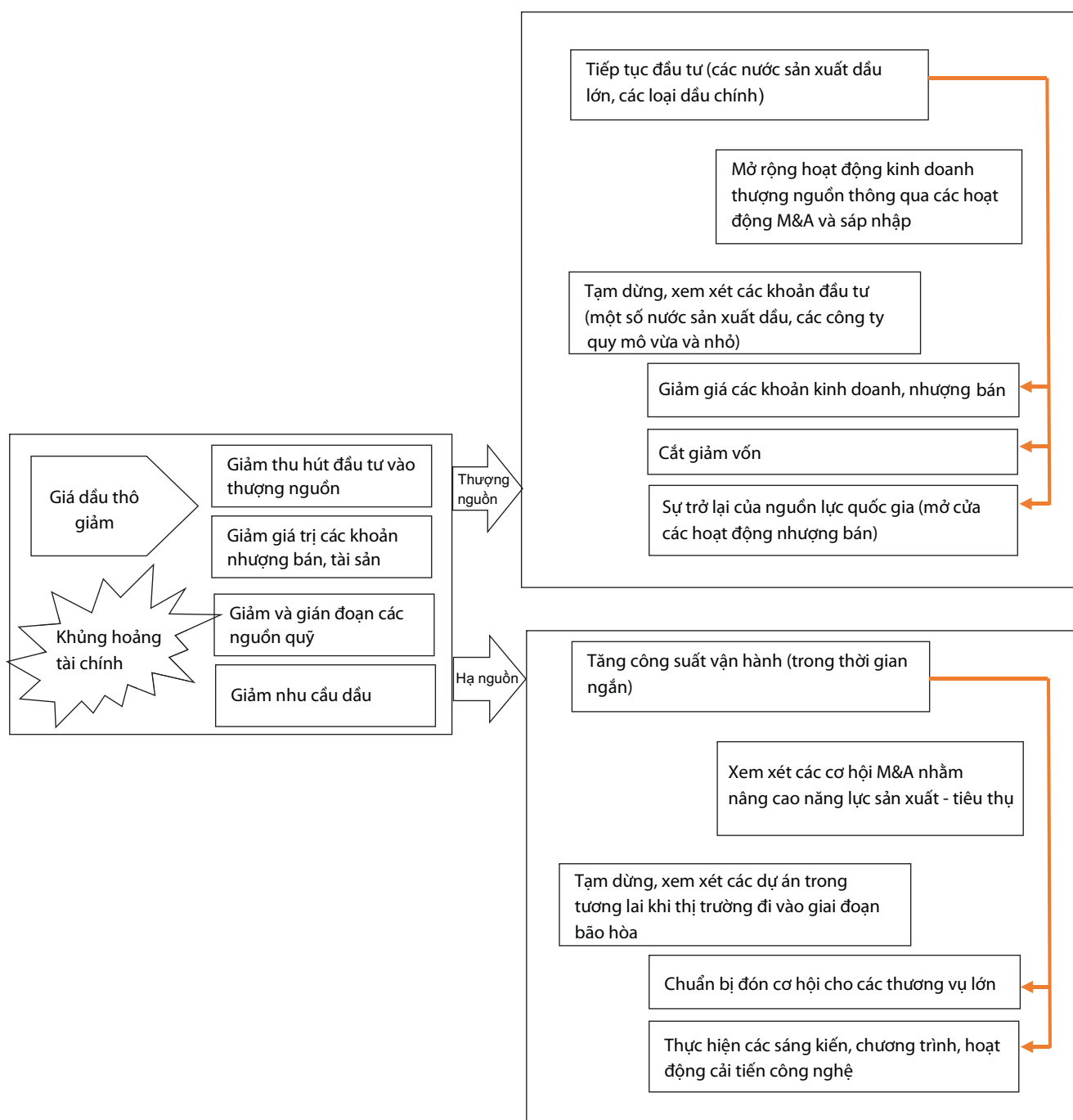
- Giai đoạn 3: Phụ thuộc vào diễn biến tiếp theo của giá dầu thô. Nếu giá dầu tiếp tục giảm, nhu cầu cho sản phẩm lọc nhẹ sẽ tăng, tuy nhiên thường diễn ra trong dài hạn khi cả cung và cầu cần thêm thời gian để có thể làm thay đổi giá dầu thô.

- Nắm được quy luật của thị trường trong lĩnh vực hạ nguồn, các nhà đầu tư/doanh nghiệp có thể áp dụng các giải pháp như:

- Tăng công suất vận hành: Trong thời gian đầu (giai đoạn 1), cần tăng công suất vận hành để nhanh chóng nắm bắt cơ hội hưởng lợi khi lợi nhuận trong lĩnh vực lọc dầu tăng cao.

- Chuẩn bị đón cơ hội cho các thương vụ lớn (còn được gọi là "Bù hoãn mua - contango"): Khi đó, giá giao sau cao hơn giá giao ngay, tăng cơ hội "Kinh doanh chênh lệch giá - arbitrage". Đồng thời mở ra cơ hội liên minh với các công ty thương mại.

- Thực hiện các sáng kiến, chương trình, hoạt động cải tiến công nghệ: Các doanh nghiệp nên ưu tiên cho mục tiêu cung cấp công suất nhanh chóng tại thời điểm này thông qua các biện pháp tối ưu hóa lợi nhuận biên và áp dụng các sáng kiến tiết kiệm năng lượng. Các nhà quản trị cần đàm phán lại với các nhà cung cấp và đánh giá lại mục tiêu tồn kho.



Hình 10. Các biện pháp ứng phó giá dầu thô sụt giảm năm 2014 của các doanh nghiệp dầu khí

- Xem xét các cơ hội M&A: Giá dầu giảm là thời điểm thuận lợi để các nhà đầu tư xem xét việc đầu tư/mua lại tài sản của các công ty dịch vụ hay hoạt động trong lĩnh vực lọc hóa dầu. Như Middle East's O&G đang cân nhắc lại khả năng thương mại và đầu tư thêm vào tài sản vận tải nhằm mở rộng thị trường sang châu Á, châu Phi và châu Âu [6].

- Về dài hạn, các công ty cần xem xét lại danh mục đầu tư với các dự án sẽ đi vào vận hành khi thị trường lọc hóa dầu bão hòa.

Giá dầu giảm là thời điểm cho thấy ưu điểm của các doanh nghiệp dầu khí kinh doanh đa lĩnh vực. Các doanh nghiệp này đã giảm được rủi ro trong kinh doanh so với các doanh nghiệp chỉ hoạt động trong lĩnh vực thượng nguồn.

Tại một số quốc gia như Ấn Độ, Indonesia, Trung Đông đang tận dụng cơ hội giá dầu thô giảm để cắt bỏ trợ cấp đối với sản phẩm dầu. Việc cắt giảm trợ cấp giá sản phẩm dầu khi giá dầu thô giảm mạnh sẽ giảm phản ứng từ xã hội.

4. Kết luận

Như vậy, giá dầu thô có ảnh hưởng khác nhau đến hiệu quả sản xuất kinh doanh của các công ty dầu khí hoạt động ở các lĩnh vực kinh doanh khác nhau. Mặc dù, việc kinh doanh đa lĩnh vực góp phần giảm rủi ro cho doanh nghiệp khi giá dầu thô biến động nhưng hiệu quả còn phụ thuộc vào cơ cấu đầu tư/quy mô trong từng lĩnh vực kinh doanh cụ thể. Từ bài học của các doanh nghiệp dầu khí trên thế giới, Petrovietnam có thể áp dụng một số giải pháp ứng phó với tình trạng giá dầu thô suy giảm như sau:

- Đầu tư lĩnh vực thăm dò khai thác ra nước ngoài cần xem xét tỷ trọng hợp lý;
- Rà soát danh mục dự án đang đầu tư/chuẩn bị đầu tư. Xem xét giữa giải pháp tiếp tục đầu tư chờ giá dầu phục hồi hay chuyển giao dự án;
- Tiếp tục triển khai các giải pháp tối ưu chi phí OPEX, CAPEX;
- Kêu gọi đầu tư của các nhà thầu dầu khí nước ngoài trong các dự án chế biến dầu khí;
- Sau khi đầu tư, cần thực hiện các nghiệp vụ bảo hiểm, phái sinh đi kèm trong giai đoạn vận hành nhằm hạn chế rủi ro tác động của các cú sốc dầu mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. S.S.Chen. *Do higher oil prices push the stock market into bear territory?*. Energy Economics. 2010; 32(2): p. 490 - 495.
2. A.Dayanandan, H.Donker. *Oil prices and accounting profits of oil and gas companies*. International Review of Financial Analysis. 2011; 20(5): p. 252 - 257.
3. G.Driesprong, B.Jacobsen, B.Maat. *Striking oil: Another puzzle?* Journal of Financial Economics. 2008; 89(2): p. 307 - 327.

4. R.W.Faff, T.J.Brailsford. *Oil price risk and the Australian stock market*. Journal of Energy Finance and Development. 1999; 4(1): p. 69 - 87.

5. Iván Martén, Philip Whittaker. *Killing the complexity monster in E&P: Eight critical actions for upstream oil and gas companies*. Energy & Environment. January 13, 2015.

6. Iván Martén, Jaime Ruiz-Cabrero, Mathieu Zajdela. *The impact of low oil price on downstream oil*. Energy & Environment. June 2, 2015.

7. Le Viet Trung, Nguyen Thi Thuy Vinh. *The impact of oil prices, real effective exchange rate and inflation on economic activity: Novel evidence from Vietnam*. Petrovietnam Journal. 2011; 10: p. 67 - 79.

8. Mirko Rubeis. *Low oil price: Opportunities, challenges for downstream sector*. 2015.

9. R.S.Pindyck, J.J.Rotemberg. *Energy price shocks and the macroeconomic adjustment*. Natural Resources Journal. 1984; 24: p. 277 - 296.

10. R.H.Rasche, J.A.Tatom. *The effects of the new energy regime on economic capacity, production, and prices*. Federal Reserve Bank Of St. Louis. 1977.

11. Robert Pirog. *Financial performance of the major oil companies, 2007 - 2011*. CRS Report for Congress. 2012: p. 3 - 5.

12. WoodMackenzie. *Global macro oils long - term outlook H2 2015*. www.woodmac.com.

13. ExxonMobil. *ExxonMobil earns \$4.2 billion in third quarter of 2015*. www.corporate.exxonmobil.com.

14. BP. *Group results third quarter and nine months 2015*. www.bp.com.

Impact of oil price volatility on production and business of oil and gas companies and measures to cope with falling oil price

Nguyen Thu Ha, Le Viet Trung
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Oil price fluctuations will have a direct impact on the performance of oil and gas companies in different ways. In the context of oil price plunge which shows no sign of recovery, oil and gas companies have rolled out several measures, including reorganisation, slashing investments, cost savings, improving the quality of value chain management, and use of financial instruments, to cope with the falling crude oil prices. The paper outlines the impact of oil price plunge on the production and business of oil and gas companies and proposes measures to overcome the period of price fluctuations.

Key words: Crude oil price, oil and gas companies, investment, effective.

TIN TRONG NGÀNH

Kỳ họp lần thứ 45 Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Ngày 10/12/2015, tại Tp. Vũng Tàu, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức kỳ họp lần thứ 45. Theo đó, Hội đồng đã phê duyệt kế hoạch sản xuất, kinh doanh của Vietsovpetro năm 2016 với các chỉ tiêu cơ bản: khai thác 5 triệu tấn dầu thô, nhiệm vụ bổ sung 100 nghìn tấn; thu gom và cung cấp vào bờ trên 1,3 tỷ m³ khí; khoan thăm dò 8.000m, khoan khai thác trên 85.000m, kết thúc thi công 23 giếng mới, tiến hành sửa chữa lớn 9 lượt giếng khoan và cắt thân hai 4.340m.

Đồng thời, Hội đồng giao Vietsovpetro tập trung lực lượng đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng các đường ống ngầm để đưa vào khai thác giàn nhẹ RC-9 và giàn ThTC-3 trong Quý III và Quý IV năm 2016; tiếp tục nghiên cứu tiềm năng dầu khí và khả năng tham gia của Vietsovpetro vào các lô mở ở Việt Nam, Liên bang Nga, các nước thứ ba... Tại kỳ họp lần này, Hội đồng đã xem xét và thông qua một số nội dung khác liên quan đến công tác mở rộng vùng hoạt động, kế hoạch 5 năm 2016 - 2020.

Theo Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa, tính đến hết tháng 11/2015, Vietsovpetro đã hoàn thành kế hoạch khoan thăm dò và gia tăng trữ lượng dầu khí, cung cấp khí vào bờ và xây dựng các công trình biển. Trong năm 2015, Vietsovpetro đã khoan 5 giếng thăm dò (đạt 133,3%



Quyển Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng giám đốc OAO Zarubezneft ký văn kiện của Hội đồng Vietsovpetro lần thứ 45. Ảnh: VSP

kế hoạch) và đều có phát hiện thương mại; thực hiện 78.100m khoan (đạt 100,1% kế hoạch), kết thúc thi công 26 giếng và thực hiện sửa chữa lớn 62 lượt giếng khoan. Dự kiến năm 2015, Vietsovpetro sẽ khai thác 5,2 triệu tấn dầu thô (vượt khoảng 100.000 tấn), cung cấp vào bờ hơn 1,4 tỷ m³ khí (đạt 123,4% kế hoạch), doanh thu ước đạt 2,19 tỷ USD. Trong lĩnh vực xây dựng cơ bản, Vietsovpetro đã hoàn thành công tác xây lắp và đưa giàn ThTC-2 vào hoạt động sớm trước 1 tháng 16 ngày so với kế hoạch và hoàn thành lắp đặt 2 công trình DK.

Nguyễn Thanh

Giàn khai thác dầu khí ThTC-2 hoạt động liên tục, ổn định



Giàn ThTC-2 là một trong 10 công trình được Đảng bộ Khối Doanh nghiệp Trung ương gắn biển chào mừng Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XII của Đảng. Ảnh: VSP

Ngày 7/12/2015, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổng kết phong trào thi đua xây dựng và đưa vào khai thác giàn ThTC-02 mỏ Thỏ Trắng. Đây là kiểu giàn nhẹ điển hình phục vụ khai thác dầu khí với trọng lượng gần 3.400 tấn, có quy mô thiết kế

cho 12 giếng khoan, công suất tiếp nhận và xử lý 6.000 tấn dầu/ngày đêm. Công trình có tổng mức đầu tư 64,2 triệu USD; trong đó, xây dựng giàn 47,5 triệu USD, đường ống ngầm 16,7 triệu USD.

Từ khi đưa vào khai thác đến nay, giàn ThTC-2 đã hoạt động liên tục, ổn định với sản lượng dầu khai thác cao hơn so với kế hoạch. Với 3 giếng đang khai thác, giàn ThTC-02 cho sản lượng dầu trung bình 1.100 tấn dầu/ngày đêm, chiếm 7,5% sản lượng dầu khai thác của Vietsovpetro, vượt kế hoạch khoảng 200 tấn/ngày. Đặc biệt, Vietsovpetro đã chuyển một số hạng mục, thiết bị từ giàn cùng loại khai thác không hiệu quả sang lắp đặt vào giàn ThTC-02, giúp tiết giảm 17,9 triệu USD. Việc áp dụng nhiều sáng kiến trong quá trình thi công, đẩy nhanh tiến độ góp phần tiết kiệm trên 2,82 triệu USD. Công trình đạt tiêu chuẩn về chất lượng của đẳng kiểm quốc tế DNV và đã được cấp chứng chỉ đảm bảo các tiêu chuẩn quốc tế về chất lượng công trình khai thác dầu khí.

Nguyễn Cảnh

Khánh thành Xưởng sản xuất chất phụ gia UFC85

Ngày 12/12/2015, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã khánh thành Xưởng sản xuất UFC85 - phụ gia thiết yếu trong sản xuất phân đạm. Dự án có tổng mức đầu tư gần 500 tỷ đồng, nằm trong khuôn viên Nhà máy Đạm Phú Mỹ, được hoàn thành sớm gần 1 tháng so với tiến độ cam kết. Trong giai đoạn vận hành thử, Xưởng sản xuất UFC85 đã sản xuất 950 tấn formaline và 360 tấn UFC85 có chất lượng tương đương sản phẩm ngoại nhập, bảo đảm đúng đặc tính kỹ thuật sản phẩm như cam kết.

Xưởng sản xuất UFC85 có công suất 15.000 tấn UFC85/năm, tương đương với 25.000 tấn formaline/năm. Xưởng sử dụng công nghệ oxy hóa methanol xúc tác oxide kim loại (là công nghệ phổ biến và hiện đại hiện nay) của nhà cung cấp bản quyền công nghệ Haldor Topsoe - đơn vị hàng đầu thế giới về phát minh, sáng chế và chuyển giao các công nghệ hóa chất, lọc dầu và cũng là nhà bản



Xưởng sản xuất UFC85. Ảnh: PVFCCo

quyền công nghệ của Xưởng NH_3 - Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

UFC85 và formaline chủ yếu được dùng trong sản xuất phân đạm như một phụ gia chống kết khối, tăng độ cứng cho hạt urea, sử dụng làm keo dán gỗ, chất bảo quản trong y tế, thực phẩm... Trong giai đoạn đầu vận hành, Xưởng ưu tiên sản xuất sản phẩm UFC85 cung cấp cho các nhà máy sản xuất phân đạm trong nước, trong đó có Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Tổng nhu cầu của các nhà máy này là khoảng 14.000

tấn/năm, trước đây phải nhập khẩu hoàn toàn từ nước ngoài.

Theo Tổng giám đốc PVFCCo Cao Hoài Dương, việc đưa Xưởng UFC85 vào vận hành thương mại đã nổi thêm bước tiến quan trọng của PVFCCo trong chiến lược phát triển mảng hóa chất. Khi đi vào vận hành đủ công suất, Xưởng sẽ đem lại doanh thu khoảng 400 - 500 tỷ đồng/năm, góp phần giúp PVFCCo mở rộng quy mô sản xuất và gia tăng doanh thu, lợi nhuận trong thời gian tới.

Vũ Thủy

Hội Dầu khí Việt Nam ký thỏa thuận hợp tác



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Hội Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam.
Ảnh: Như Trang

Hội Dầu khí Việt Nam (VPA) mới đây đã ký Thỏa thuận hợp tác với Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nhằm tăng cường sự phối hợp, nâng cao hiệu quả công

tác tư vấn, phản biện, nghiên cứu - ứng dụng khoa học công nghệ, đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao cho ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam. Theo Thỏa thuận, Viện Dầu khí Việt Nam và Hội Dầu khí Việt Nam sẽ tăng cường hợp tác trong công tác nghiên cứu phát triển trong các lĩnh vực dầu khí; tư vấn, phản biện các chương trình, đề án, đề tài nghiên cứu khoa học; phối hợp tổ chức, tham gia các hội thảo chuyên đề; tham gia đào tạo cho các khóa học của Viện Dầu khí Việt Nam.

Ngày 8/12/2015, tại Quảng Ngãi, Công ty TNHH MTV Lọc Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã ký Thỏa thuận hợp tác với Hội Dầu khí Việt Nam. Theo đó, hai bên hợp tác nghiên cứu phát triển trong các lĩnh vực lọc hóa dầu và chế biến các sản phẩm hóa dầu; tư vấn, phản biện các chương trình, đề án, dự án đầu tư của BSR; đào tạo đại cương về dầu khí và tổ chức các hội thảo chuyên đề.

Trang Nhung

Ký bổ sung Hợp đồng dịch vụ thu gom, tiếp nhận, nén khí bể Cừu Long vào bờ bằng Tổ máy nén khí số 6

Ngày 27/11/2015, tại Tp.Hồ Chí Minh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã ký bổ sung "Hợp đồng dịch vụ thu gom, tiếp nhận, nén khí bể Cừu Long vào bờ" bằng Tổ máy nén khí số 6. Đồng thời, Vietsovpetro và PV GAS cũng ký bổ sung "Hợp đồng vận chuyển, xử lý và nén khí và condensate về bờ mỏ Thiên Ưng - Đại Hùng".

Dự án đầu tư xây dựng công trình bổ sung nâng cấp cơ sở hạ tầng tại khu vực Bạch Hổ do Vietsovpetro là chủ đầu tư, nhằm tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có tại mỏ Bạch Hổ để tiếp nhận, xử lý và vận chuyển nguồn khí Thiên Ưng - Đại Hùng và các nguồn khí khác về bờ. Trong quá trình thực hiện dự án, Vietsovpetro đã nghiên cứu, lắp đặt và đưa vào vận hành Tổ máy nén khí số 6 tại mỏ Bạch Hổ, làm tăng khả năng tiếp nhận, xử lý và vận chuyển khí của các mỏ khí khác thuộc bể Cừu Long về bờ, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho Tập đoàn, Vietsovpetro và PV GAS. Ước tính khi đưa giàn Thiên Ưng vào hoạt động trong tháng 6/2016, Tổ máy nén khí số 6



Lễ ký bổ sung "Hợp đồng dịch vụ thu gom, tiếp nhận, nén khí bể Cừu Long vào bờ" bằng Tổ máy nén khí số 6. Ảnh: PV GAS

sẽ nén được khoảng 350 triệu m³ khí, mang lại doanh thu gần 1.500 tỷ đồng.

Đồng thời, Vietsovpetro đã hoàn thành công tác lắp đặt đường ống bypass, tiếp nhận và vận chuyển khí từ mỏ Đại Hùng theo đường ống Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1, góp phần cung cấp một lượng khí đáng kể cho PV GAS để phục vụ các hộ tiêu thụ khí trên bờ.

Hoàng Hương

Nhà máy Đạm Phú Mỹ về đích trước kế hoạch năm 2015



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết Nhà máy Đạm Phú Mỹ trực thuộc PVFCCo đã xuất sắc về đích trước 24,5 ngày so với kế hoạch năm 2015. Vào 13 giờ ngày 7/12/2015, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã đạt sản lượng 790.000 tấn urea quy đổi. Đây là kết quả của việc thực hiện tốt công tác bảo dưỡng, vận hành Nhà máy an toàn, hiệu quả, đạt và vượt 100% công suất thiết kế của tập thể cán

bộ, công nhân viên đang trực tiếp làm việc tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Không chỉ hoàn thành kế hoạch sản xuất trước hạn 9 năm liên tiếp, Nhà máy Đạm Phú Mỹ còn không ngừng hoàn thiện nhằm nâng cao hơn nữa chất lượng sản phẩm, đáp ứng nhu cầu trong nước lẫn các thị trường nhập khẩu khó tính, có các tiêu chuẩn khắt khe về chất lượng.

Việc Nhà máy Đạm Phú Mỹ vận hành ổn định, hiệu quả, sản phẩm đạt chất lượng cao là yếu tố quan trọng nhất giúp PVFCCo hoàn thành sớm các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2015 và giữ vững vị thế doanh nghiệp hàng đầu Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh phân bón, hóa chất.

Đình Khôi



SẢN LƯỢNG TIÊU THỤ CỦA PVGAS NORTH VƯỢT MỐC 1,5 TRIỆU TẤN LPG

Sau 15 năm thành lập, Công ty CP Kinh doanh Khí hóa lỏng miền Bắc (PVGAS North) đã xây dựng được cơ sở vật chất gồm 4 tổng kho LPG, 7 trạm chiết nạp, 4 trạm sơn sửa, kiểm định bình gas, bình áp lực; tổng sản lượng tiêu thụ đạt trên 1.500.000 tấn LPG. Công ty được thành lập ngày 29/11/2000 với nhiệm vụ chính là tàng trữ, sản xuất, vận chuyển và phân phối LPG, CNG; xuất nhập khẩu, mua bán khí hóa lỏng, các sản phẩm khí và các vật tư, thiết bị và phương tiện phục vụ cho công tác vận chuyển, tàng trữ, đóng bình và mua bán LPG, CNG ở khu vực miền Bắc và Bắc Trung Bộ.

Nguyễn Thu

2015: VPI triển khai 191 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học

Năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã triển khai thực hiện 191 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học các cấp và 129 hợp đồng dịch vụ khoa học công nghệ; thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung; đọc phản biện, nhận xét 20 báo cáo RAR, ODP, FDP... cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương.

Trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, VPI đã nghiên cứu và thiết kế tối ưu ~17.000km địa chấn 2D phục vụ nghiên cứu cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí, góp phần bảo vệ chủ quyền; xác định dị thường biên độ chứa khí Lô 103 - 107, xác định vị trí giếng khoan thăm dò Kỳ Lân; khẳng định sự tồn tại dầu khí tại cấu tạo Cá Tầm và đề xuất vị trí giếng khoan CT-3X; cải tiến và hoàn thiện hệ hóa phẩm bơm ép nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng lực nguyên mỏ Bạch Hổ, cùng với Vietsovpetro bơm ép thành công 250 tấn hóa phẩm cho 2 giếng 700 và 64 thuộc Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ; đánh giá tiềm năng gas-hydrate trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam (giai đoạn 1)...

Trong lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí, VPI đã tư vấn xây dựng Chiến lược phát triển khâu sau của Tập đoàn; định hướng hóa dầu từ khí. Đồng thời, VPI tư vấn lập dự án đầu tư nâng cấp Phân xưởng NH₃ và NPK công nghệ hóa học cho PVFCCo; xây dựng phương pháp và cải tiến thiết bị giảm hoạt tính CMD nhằm giảm hoạt tính xúc tác, giúp giảm chi phí E-cat của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (tiết kiệm khoảng 4 tỷ đồng so với phương án đầu tư mới),



TS. Nguyễn Quốc Thập trao Bằng khen của Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho các tập thể có thành tích xuất sắc năm 2015. Ảnh: Như Trang

từ đó đánh giá mức độ ảnh hưởng của Fe, Ca và Na trong dầu thô đến hiệu quả hoạt động của phân xưởng RFCC của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và đề xuất giải pháp hạn chế ảnh hưởng của các kim loại này; sản xuất và cung cấp sản phẩm anode hy sinh để chống ăn mòn.

Tại Hội nghị tổng kết năm 2015, giai đoạn 2011 - 2015, kế hoạch nhiệm vụ năm 2016, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự đóng góp của VPI trong việc nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị VPI tập trung nâng cao chất lượng nghiên cứu, sáng tạo các sản phẩm khoa học, bản quyền công nghệ; tăng cường đào tạo chuyên sâu và đào tạo chuyên gia.

Ngọc Linh

PV Power về đích trước kế hoạch sản lượng điện 33 ngày



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: PV Power

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) cho biết, đã về đích trước kế hoạch sản lượng điện năm 2015 (đạt 19,3 tỷ kWh) vào ngày 27/11/2015. Tổng công ty đã vận hành các nhà máy điện đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả; phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Trung tâm Điều độ hệ thống điện

Quốc gia (A0), Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền Nam (A2)... để đảm bảo giải quyết kịp thời các khó khăn vướng mắc phát sinh trong kỹ thuật vận hành, huy động tối đa công suất của các nhà máy điện, bảo đảm cung cấp điện cho lưới điện quốc gia theo đúng kế hoạch đề ra.

Năm 2015, PV Power ước đạt tổng sản lượng điện 21,123 tỷ kWh, tăng 32% so với năm 2014; doanh thu ước đạt 25.316 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1.816,5 tỷ đồng.

Năm 2016, PV Power phấn đấu đạt tổng sản lượng điện 21 tỷ kWh, doanh thu đạt 29.445 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 676,8 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 603,3 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 1.113 tỷ đồng. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện; tích cực tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, đảm bảo hiệu quả đầu tư.

Thúy Hằng

VPI ký Thỏa thuận hợp tác với Đại học Dầu khí Ploiesti

Ngày 3/12/2015, tại Hà Nội, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã ký Thỏa thuận hợp tác với Đại học Dầu khí Ploiesti (UPG) - Romania, thiết lập quan hệ hợp tác toàn diện về đào tạo sau đại học, đào tạo chuyên nghiệp, cung ứng nguồn nhân lực chất lượng cao phục vụ cho ngành Dầu khí, nghiên cứu thăm dò, khai thác, lọc hóa dầu, kiểm soát xử lý dầu khí. Theo Thỏa thuận, UPG và VPI sẽ hợp tác cung cấp hệ thống giáo dục, đào tạo và nghiên cứu chất lượng quốc tế cho Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và các đối tác khác. UPG sẽ cử các giảng viên có trình độ cao sang hỗ trợ công tác đào tạo của VPI, tiếp nhận sinh viên sau đại học từ VPI đến làm việc tại các cơ sở, phòng thí nghiệm hoặc tham gia các hoạt động nghiên cứu tại UPG.

Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Romania tại Việt Nam Valeriu Arteni tin tưởng Thỏa thuận hợp tác giữa VPI và UPG sẽ thúc đẩy hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa hai nước, đặc biệt trong công tác nghiên cứu khoa học và



TS. Nguyễn Hồng Minh - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam và GS.TS. Paraschiv Nicolae - Phó Hiệu trưởng UPG ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: Hồng Văn

đào tạo nhân lực, đồng thời coi đây là một dấu mốc quan trọng nhân dịp kỷ niệm 65 năm thiết lập quan hệ ngoại giao Romania và Việt Nam (1950 - 2015).

Hồng Ngọc

2015: DMC sản xuất 38.820 tấn hóa phẩm



Các đơn vị của DMC ký giao ước thi đua hoàn thành kế hoạch năm 2016. Ảnh: Duy Quân

Năm 2015, Tổng công ty Dung dịch Khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đã sản xuất 38.820 tấn sản phẩm, tổng doanh thu ước đạt 3.400 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước đạt 185 tỷ đồng. DMC đã đưa Nhà máy Chế biến Barite tại Lào vào hoạt động, đẩy mạnh dự án khai thác, sản xuất CaCO_3 ; nghiên cứu triển khai Dự án đầu tư kho chứa H_2SO_4 , dự án cung cấp dịch vụ cắt hủy giếng khoan; nghiên cứu cơ hội đầu tư dự án sản xuất xúc tác dầu khí, sản xuất CA/EDC/VCM. Đặc biệt, sản phẩm Xi măng G sản xuất tại Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí Cái Mép được tổ chức API cấp chứng nhận Monogram API, đưa DMC trở

thành đơn vị duy nhất tại Việt Nam sản xuất Xi măng G đạt tiêu chuẩn quốc tế. Trong lĩnh vực nghiên cứu ứng dụng và dịch vụ hỗ trợ khai thác, DMC đã triển khai thử nghiệm công nghệ ngăn cách nước cho mỏ Tê Giác Trắng; phát triển công nghệ đập giếng cho quá trình sửa chữa các giếng có áp suất dị thường thấp; chế tạo các hỗn hợp chuyên dụng và thử nghiệm công nghệ công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng đối với các vỉa cát kết gắn kết kém tại mỏ Rồng.

Trong năm 2016, DMC đặt mục tiêu đạt sản lượng sản xuất 60.750 tấn, tổng doanh thu 3.000 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 153,5 tỷ đồng. Tổng công ty tập trung nghiên cứu hoàn thiện hệ hóa phẩm phù hợp với xi măng G để phục vụ bơm trám giếng khoan, nâng cao khả năng sản xuất của Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí Cái Mép lên 20.000 tấn; nâng công suất của Nhà máy Chế biến Barite tại Lào; hoàn thành thủ tục cấp phép khai thác, đầu tư Nhà máy sản xuất CaCO_3 siêu mịn tại Nghệ An phục vụ xuất khẩu.

Nguyễn Việt

SẢN LƯỢNG KHÍ SẢN XUẤT VÀ TIÊU THỤ CỦA PV GAS NĂM 2015 ƯỚC ĐẠT 10.423 TRIỆU M^3



Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Ảnh: PV GAS

Ngày 3/12/2015, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã về đích trước kế hoạch năm sản lượng khí sản xuất và tiêu thụ, đạt 9.771 triệu m^3 . Dự kiến năm 2015, sản lượng khí sản xuất và tiêu thụ của PV GAS ước đạt 10.423 triệu m^3 , bằng 107% kế hoạch. Đây là năm PV GAS có sản lượng khí tiêu thụ cao nhất trong 25 năm kể từ khi thành lập (1990).

Trước đó, PV GAS đã về đích trước kế hoạch năm: sản lượng LPG sản xuất tại Nhà máy Khí Dinh Cố vào ngày 9/11/2015 (cả năm ước đạt 282 nghìn tấn, bằng 121% kế hoạch); về đích trước kế hoạch sản lượng condensate sản xuất vào ngày 9/11/2015 (cả năm ước đạt 57,7 nghìn tấn, bằng 120% kế hoạch); về đích trước kế hoạch kinh doanh LPG vào tháng 10/2015 (cả năm ước đạt 1.324 nghìn tấn, bằng 138% kế hoạch)...

Hoàng Hương

Đại hội đại biểu Hội Khoa học và Công nghệ mở Việt Nam lần thứ VIII



Ban Thường vụ Hội Khoa học và Công nghệ mở Việt Nam nhiệm kỳ 2015 - 2020.

Ảnh: Hồng Ngọc

Ngày 4/12/2015, Hội Khoa học và Công nghệ mở Việt Nam đã tổ chức Đại hội đại biểu lần thứ VIII, nhiệm kỳ 2015 - 2020. Trong nhiệm kỳ qua, Hội Khoa học và Công nghệ mở Việt Nam đã đẩy mạnh các hoạt động tư vấn, phản biện, giám định xã hội, tuyên truyền phổ biến kiến thức khoa học kỹ thuật, nâng cao trình độ nghiên cứu khoa học và áp dụng tiến bộ kỹ thuật vào ngành công nghiệp mở. Trong lĩnh vực dầu khí, Hội Khoa

học và Công nghệ mở Việt Nam tập trung nghiên cứu, triển khai, áp dụng các giải pháp, công nghệ nâng cao thu hồi dầu, tổ chức Hội thảo “Nâng cao hiệu quả khai thác than - dầu khí đáp ứng nhu cầu năng lượng quốc gia” vào ngày 3/12/2015.

Trong nhiệm kỳ 2015 - 2020, Hội Khoa học và Công nghệ mở Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh các hoạt động nghiên cứu khoa học, ứng dụng tiến bộ kỹ thuật, hiện đại hóa công nghệ và quản lý trong ngành mở; đào tạo phát triển nguồn nhân lực khoa học công nghệ mở; tăng cường hoạt động tư vấn, phản biện, nghiên cứu đề xuất giải pháp, kiến nghị chính sách. Từ đó, góp phần thúc đẩy ngành công nghiệp mở Việt Nam phát triển, đáp ứng tốt hơn nữa nhu cầu về nguyên liệu, nhiên liệu và khoáng sản cho nền kinh tế nước nhà.

Đại hội đã bầu Ban chấp hành Trung ương Hội Khoa học và Công nghệ mở Việt Nam Khóa VIII gồm 155 đồng chí, Ban Thường vụ gồm 35 ủy viên. TS. Trần Xuân Hòa tiếp tục giữ chức Chủ tịch Hội nhiệm kỳ 2015 - 2020.

Hồng Ngọc

Bảo vệ an toàn, phòng chống cháy nổ tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



Lễ ký quy chế phối hợp công tác bảo vệ an toàn, phòng chống cháy, nổ cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 9/12/2015, Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) và Cảnh sát Phòng cháy và Chữa cháy tỉnh Quảng Ngãi đã ký Quy chế phối hợp công tác bảo vệ an toàn, phòng chống cháy, nổ đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Từ khi xây dựng và đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vào

hoạt động đến nay, BSR cùng lực lượng cảnh sát phòng cháy chữa cháy và cứu hộ cứu nạn tỉnh Quảng Ngãi chủ động tổ chức triển khai thực hiện hiệu quả công tác phối hợp, đảm bảo an toàn phòng chống cháy nổ, cứu hộ, cứu nạn. Trong thời gian tới, việc triển khai dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất yêu cầu phải tăng cường công tác đảm bảo an ninh, trật tự, an toàn thiết bị và phòng cháy chữa cháy như: công tác kiểm soát thiết bị; công tác quản lý nhân sự, công nhân lao động của các đơn vị thi công; phương án phòng cháy chữa cháy và cứu hộ cứu nạn trong quá trình triển khai thi công...

Minh Sỹ

NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU VỀ ĐÍCH SỚM 20 NGÀY



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Vào 4 giờ 10 phút ngày 12/12/2015, Nhà máy Đạm Cà Mau trực thuộc Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã cán đích sản xuất 782.000 tấn sản phẩm, về đích sớm 20 ngày so với kế hoạch năm 2015. Đây là năm thứ 4 liên tiếp kể từ khi nhà máy đi vào hoạt động, PVCFC luôn sản xuất kinh doanh vượt kế hoạch đề ra. Dự kiến cả năm 2015, Nhà máy Đạm Cà Mau sản xuất khoảng 820 nghìn tấn urea, đạt 106% kế hoạch.

Năm 2015, PVCFC phát triển hệ thống phân phối tại thị trường Campuchia với sản lượng tiêu thụ đạt gần 100 nghìn tấn; tiếp tục nghiên cứu, cung cấp các sản phẩm mới chất lượng cao (N.Humate + TE). Đây là sản phẩm phức hợp có bổ sung các nguyên tố vi lượng (tỷ lệ gồm: Đạm (N) 35%, acid humic 7%, kẽm (Zn) 1.000ppm, Bo (B) 400ppm), giúp tiết kiệm phân bón 20 - 30% so với sử dụng urea thông thường.

Lan Anh

TIN THẾ GIỚI

Iran và Pháp hợp tác đầu tư bể chứa khí hóa lỏng nổi đầu tiên tại Trung Đông



Bể chứa khí hóa lỏng nổi. Nguồn: www.lngworldnews.com

Thứ trưởng Bộ Dầu khí kiêm Giám đốc điều hành Công ty Dầu khí Quốc gia Iran (NIOC) - ông Roknoddin Javadi cho biết Iran và Pháp đã đạt được thỏa thuận cuối cùng về khai thác khí đồng hành bằng bể chứa khí hóa lỏng nổi (FLNG) tại mỏ dầu ở vùng vịnh Ba Tư. Các doanh nghiệp của 2 nước sẽ thành lập một consortium để

đầu tư xây dựng FLNG đầu tiên tại Trung Đông với công suất 1 triệu tấn LNG/năm, nguyên liệu là khí khai thác từ mỏ Forouzan. Theo Bộ Dầu khí Iran, mỗi ngày có khoảng 5,4 triệu m³ (189 triệu ft³) khí phải đốt bỏ tại mỏ Forouzan.

Các nhà đầu tư của Iran và Pháp đều phải chịu chi phí mua tàu chở khí hóa lỏng (LNGC) và FLNG để chuyển khí tự nhiên thành LNG. Việc tiếp thị và bán hàng sẽ được quản lý bởi NIOC. Các công ty nước ngoài sẽ cần đầu tư khoảng 800 triệu đến 1 tỷ USD vào dự án FLNG của Iran để chuyển đổi 200 triệu ft³ khí đồng hành thành LNG/ngày. Dự kiến dự án này sẽ đi vào hoạt động trong 2 - 3 năm tới, đánh dấu lần đầu tiên Iran xử lý khí đồng hành thay cho việc đốt bỏ như trước đây.

Iran cũng đang có kế hoạch xây dựng một bể chứa LNG để xuất khẩu 40 triệu tấn/năm đã được làm siêu lạnh đến nhiệt độ -162°C; đồng thời đang có kế hoạch xây dựng nhà máy lọc dầu ở châu Âu, châu Á và Nam Mỹ để đảm bảo thị trường đầu ra ổn định bằng các hợp đồng dài hạn, mà không phải lo lắng về các lệnh trừng phạt.

Hiền Trang (theo Farsnews)

Khởi động sáng kiến thúc đẩy năng lượng địa nhiệt

Ngày 7/12/2015, 36 nước tham gia Liên minh Địa nhiệt Toàn cầu đã khởi động sáng kiến nhằm thúc đẩy việc khai thác năng lượng địa nhiệt tại các nền kinh tế đang phát triển thay vì sử dụng dầu mỏ, khí đốt và than. Mục tiêu của sáng kiến nhằm tăng sản lượng địa nhiệt điện lên gấp 6 lần và tăng năng lượng sưởi từ địa nhiệt lên gấp 3 lần vào năm 2030.

Năng lượng địa nhiệt mới chỉ tăng trưởng ở mức trung bình là 3 - 4%/năm, cung cấp 12GW điện/năm. Đây chỉ là một phần nhỏ tiềm năng thực sự của địa nhiệt điện ước tính lên tới 100GW. Hiện chỉ có 24/90 quốc gia có tiềm năng địa nhiệt thực sự tận dụng được nguồn tài nguyên này. Do các nguy cơ liên quan đến việc khoan địa chất trong quá trình thăm dò, cùng với chi phí cao, việc hỗ trợ tài chính trong giai đoạn đầu của quá trình khiến nhà đầu tư khó chấp nhận những rủi ro tiềm ẩn.

Sáng kiến Liên minh Địa nhiệt Toàn cầu được phác thảo lần đầu tiên vào tháng 9/2014 tại Hội nghị do Tổng Thư ký Liên Hợp Quốc Ban Ki-moon chủ trì, với thành viên là các quốc gia ở những điểm nóng về nhiệt như



Nhà máy Địa nhiệt Olkaria ở Kenya. Nguồn: GEA

châu Phi, Đông Nam Á và Mỹ La tinh. Năng lượng địa nhiệt được khai thác thông qua việc khoan vào đá nóng và sử dụng nguồn nước được đốt nóng để sản xuất điện và cung cấp nhiệt sưởi ấm. Đây được coi là nguồn năng lượng sạch khi quá trình khai thác địa nhiệt phát thải ra lượng khí CO₂ thấp hơn nhiều so với nhiên liệu hóa thạch.

Mạnh Dương (theo TTXVN)

Ba Lan nhập khí đốt từ Trung Đông để giảm phụ thuộc vào Nga



Tàu Al Nuaman chở 210.000m³ khí đầu tiên từ Qatar đã cập cảng Swinoujscie.
Nguồn: port.szczecin.pl

Ngày 11/12/2015, tàu Al Nuaman chở 210.000m³ khí đầu tiên từ Qatar đã cập cảng Swinoujscie, mở đầu cho định hướng của chính quyền Ba Lan về đa dạng nguồn cung năng lượng và giảm bớt phụ thuộc vào khí đốt của Liên bang Nga. Thứ trưởng Tài chính Ba Lan Henryk Baranowski cho biết đây là lần đầu tiên Ba Lan

mua khí đốt từ Trung Đông. Khi trạm tiếp nhận khí đốt Swinoujscie đi vào hoạt động, Ba Lan sẽ có thể nhập khẩu khí đốt hóa lỏng từ bất kỳ nước nào trên thế giới.

Bộ trưởng Công nghiệp Biển và Hàng hải Ba Lan Marek Grobarczyk cho rằng với nguồn cung khí đốt mới, Ba Lan có thể đàm phán với Gazprom, doanh nghiệp đang cung cấp 40% lượng khí tiêu thụ của đất nước Đông Âu này. Cảng nhập khí đốt mới được xây dựng trị giá 750 triệu euro, có công suất thiết kế 5 tỷ m³/năm, tương đương 1/3 nhu cầu của Ba Lan. Công suất này có thể được tăng lên 7,5 tỷ m³.

Để đa dạng hóa nguồn cung cấp khí đốt, năm 2015, Ba Lan đã triển khai nhiều dự án cải tạo hệ thống đường ống dẫn khí, xây dựng hàng trăm km đường ống dẫn khí mới và kho ngầm. Hiện mỗi năm, Ba Lan nhập khẩu khoảng 40% lượng khí đốt từ Liên bang Nga, 20% nhập từ các nước Trung Á, số còn lại được khai thác trong nước. Năm 2009, Ba Lan đã ký với Qatar thỏa thuận thời hạn 20 năm cung cấp khí đốt qua cảng Swinoujscie.

Minh Anh (theo TTXVN)

Lithuania nhập khẩu điện từ Thụy Điển và Ba Lan



Lithuania đang nhập khẩu 3/4 lượng điện tiêu thụ để đáp ứng nhu cầu trong nước. Nguồn: Forbes.com

Ngày 14/12/2015, Lithuania đã chính thức đưa vào vận hành 2 hệ thống truyền tải điện mới từ Thụy Điển và Ba Lan trong nỗ lực giảm phụ thuộc vào nguồn cung điện của Liên bang Nga. Dự án này được coi là một phần quan trọng của cơ sở hạ tầng dùng để tích hợp ba nước Baltic vào lưới điện châu Âu.

Để giảm sự phụ thuộc vào nguồn cung khí đốt từ Liên bang Nga, Lithuania đã xây dựng và đưa

vào vận hành thiết bị đầu cuối khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) vào đầu năm 2015.

Lithuania đang nhập khẩu 3/4 lượng điện tiêu thụ để đáp ứng nhu cầu trong nước và một nửa trong số đó từ Belarus và Nga. Theo kế hoạch, đường truyền tải điện 700MW từ Thụy Điển và 500MW từ Ba Lan sẽ đáp ứng đủ nhu cầu điện cần thiết của Lithuania trong thời gian không cao điểm.

Tạ Anh (theo PressTV)

ISRAEL KÝ HỢP ĐỒNG KHAI THÁC CÁC MỎ KHÍ ĐỐT NGOÀI KHƠI ĐỊA TRUNG HẢI



Mỏ khí Leviathan với trữ lượng ước tính khoảng 22 tỷ m³ khí. Nguồn: www.naturphilosophie.co.uk

Ngày 17/12/2015, Thủ tướng kiêm Bộ trưởng Kinh tế Israel Benjamin Netanyahu đã ký hợp đồng khai thác các mỏ khí khổng lồ ở ngoài khơi Địa Trung Hải với các công ty của Mỹ và Israel. Sự kiện này không chỉ có ý nghĩa đối với nền kinh tế khi người Israel sẽ được sử dụng một nguồn năng lượng giá rẻ, mà còn thúc đẩy quan hệ ngoại giao với: Hy Lạp, Cyprus, Thổ Nhĩ Kỳ, Ai Cập, Jordan, Palestine. Bộ trưởng Năng lượng Israel Yuval Steinitz cho biết 60% lợi ích từ các mỏ khí đã được phát hiện sẽ thuộc về người dân Israel.

Mỏ khí Leviathan với trữ lượng ước tính khoảng 22 tỷ m³ khí, và các mỏ khí có trữ lượng lớn khác như Tamar, Tanin và Karish, không chỉ giúp Israel đảm bảo an ninh năng lượng mà còn củng cố tham vọng trở thành nhà xuất khẩu khí đốt hàng đầu khu vực.

Hồng Anh (theo TTXVN)



Nguồn: www.lngworldnews.com

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Cung - cầu dầu thô thế giới

Theo Báo cáo Triển vọng Năng lượng Ngắn hạn (STEO) ngày 8/12/2015, Cơ quan Quản lý Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo sản lượng sản xuất dầu khí các nước ngoài OPEC sẽ giảm 400.000 thùng/ngày trong năm 2016, sau khi tăng 1,2 triệu thùng/ngày trong năm 2015. Đây có thể là lần đầu tiên sản lượng của các nước ngoài OPEC bị sụt giảm kể từ năm 2008 đến nay. EIA cho biết mức gia tăng sản lượng trung bình của Canada năm 2015 và 2016 chỉ ở mức 100.000 thùng/ngày. Sự suy giảm trong dự báo lần này của EIA phản ánh tình trạng giá dầu thấp vẫn còn kéo dài sau các thông báo giảm tiến độ hoặc hủy bỏ các đề án khai thác dầu của Canada theo kế hoạch năm 2014. Gần đây nhất, Shell cho biết sẽ hủy bỏ đề án khai thác 80.000 thùng dầu/ngày tại mỏ Camron Creek.

Sản lượng của OPEC được dự báo tăng 900.000 thùng/ngày (năm 2015) do sản lượng của Iraq tăng và sẽ tăng thêm 300.000 thùng/ngày (năm 2016) do Iran tăng sản lượng sau khi nước này được Mỹ và các nước phương Tây xóa bỏ cấm vận.

EIA hy vọng trong năm 2015 và 2016, mức tiêu thụ dầu thô toàn cầu sẽ tăng 1,4 triệu thùng/ngày. Mức tiêu thụ của các nước thuộc OECD ước tính sẽ tăng 600.000

thùng/ngày trong năm 2015 và tiếp tục tăng 300.000 thùng/ngày trong năm 2016, đạt trung bình 46,5 triệu thùng/ngày. Đây là mức cao nhất mà các nước OECD đã đạt kể từ năm 2010 đến nay.

Báo cáo thị trường tháng 12/2015 của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho thấy, chiến lược giành thị phần bằng việc tăng sản lượng dầu mỏ, buộc các nhà sản xuất khác ra khỏi thị trường được dẫn dắt bởi Saudi Arabia có vẻ đã thành công. Giá dầu thấp kéo dài đã khiến cho các nước sản xuất dầu khí ngoài OPEC bị thiệt hại và phải cắt giảm sản lượng, nhất là các công ty dầu của Mỹ. Trong Báo cáo triển vọng kinh tế khu vực, IMF đã cảnh báo nền kinh tế của Saudi Arabia vô cùng ảm đạm trong 15 năm tới khi tình trạng thất nghiệp và thâm hụt ngân sách đang gia tăng. Thậm chí, Saudi Arabia có thể sẽ bị vỡ nợ trong 5 năm tới nếu vẫn tiếp tục duy trì chính sách như hiện nay.

IEA cho rằng, quyết định không cắt giảm sản lượng của OPEC thể hiện quyết tâm mới trong việc tối đa hóa nguồn cung với chi phí thấp của OPEC và đẩy nguồn cung với chi phí cao của các nước ngoài khối OPEC ra khỏi thị trường - bất kể giá cả. IEA dự báo thị trường dầu mỏ thế giới sẽ vẫn dư cung trong suốt năm 2016, đặc biệt là khi dầu Iran tung ra thị trường.

Bảng 1. Cung - cầu dầu thô thế giới

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

STT	Nước/khu vực	Năm 2014	Năm 2015					Dự báo năm 2016				
			Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Trung bình năm 2015	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Trung bình năm 2016
A	CẦU	92,7	93,5	93,9	95,3	95,5	94,6	94,9	95,1	96,4	96,7	95,8
1	OECD	45,7	46,5	45,3	46,6	46,6	46,3	46,5	45,5	46,4	46,8	45,7
	Mỹ	24,1	24,2	24,1	24,7	24,6	24,4	24,4	24,2	24,7	24,8	24,5
	Châu Âu	13,4	13,4	13,5	14,1	13,6	13,7	13,5	13,7	13,9	13,6	13,7
	Australia và New Zealand	8,2	8,8	7,7	7,8	8,4	8,1	8,7	7,6	7,8	8,4	8,1
2	Các nước ngoài OECD	47,1	47,1	48,6	48,7	48,9	48,3	48,4	49,7	49,9	49,9	49,5
	Liên Xô cũ	4,9	4,6	4,9	5,1	4,9	4,9	4,7	4,8	5,0	4,9	4,9
	Châu Âu ngoài OECD	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Trung Quốc	10,6	11,0	11,3	11,3	11,3	11,2	11,3	11,7	11,5	11,6	11,5
	Các nước châu Á khác	12,0	12,4	12,5	12,3	12,9	12,5	12,9	13,0	12,8	13,2	13,0
	Mỹ	6,8	6,7	6,8	6,9	6,9	6,8	6,7	6,9	7,0	7,0	6,9
	Trung Đông	8,1	7,7	8,3	8,5	8,0	8,1	7,9	8,4	8,8	8,2	8,3
	Châu Phi	4,0	4,1	4,1	3,9	4,1	4,0	4,2	4,2	4,1	4,3	4,2
B	CUNG	93,6	95,0	96,2	96,9							
1	OECD	22,9	23,7	23,5	23,7	23,7	23,6	23,5	23,0	22,8	23,2	23,1
	Mỹ	19,0	19,9	19,5	19,8	19,8	19,7	19,5	19,2	19,2	19,4	19,4
	Châu Âu	3,3	3,4	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,1	3,3	3,3
	Australia và New Zealand	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2	Các nước ngoài OECD	29,7	30,3	30,1	30,0	30,1	30,1	30,1	29,9	29,8	29,8	29,9
	Liên Xô cũ	13,9	14,0	14,0	13,9	14,0	14,0	13,9	13,9	13,8	13,8	13,9
	Châu Âu ngoài OECD	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Trung Quốc	4,2	4,3	4,4	4,3	4,4	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
	Các nước châu Á khác	3,5	3,6	3,6	3,6	3,7	3,6	3,7	3,6	3,5	3,5	3,6
	Mỹ	4,4	4,6	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6	4,6	4,7	4,6
	Trung Đông	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2
	Châu Phi	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
3	Lượng dầu tăng thêm sau chế biến	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,3	2,3
4	Nhiên liệu sinh học	2,2	1,8	2,4	2,6	2,4	2,3	1,9	2,4	2,7	2,4	2,4
5	Tổng các nước ngoài OPEC	57,0	58,1	58,2	58,6	58,4	58,3	57,8	57,6	57,7	57,8	57,7
	Dầu thô	30,3	30,5	31,5	31,7							
	NGLs	6,4	6,4	6,5	6,5	6,6	6,5	6,7	6,8	6,8	6,8	6,8
6	Tổng OPEC	36,6	36,9	38,0	38,3							

Nguồn: IEA, 11/2015

Mỹ là quốc gia tiêu thụ dầu mỏ lớn nhất thế giới. Lượng dầu xuất khẩu của Mỹ (chủ yếu là dầu nhẹ khai thác từ các nguồn phi truyền thống) bằng 70% lượng dầu thô nhập khẩu. Dầu thô nhập khẩu chủ yếu sử dụng cho các nhà máy lọc dầu và sản phẩm lọc dầu xuất khẩu cao gấp 3 lần lượng nhập khẩu (Bảng 2).

Tổng dầu thô nhập khẩu của Mỹ năm 2015 trung bình đạt 9.422.000 thùng/ngày, giảm dần trong các tháng cuối năm. Trong đó, 1/3 lượng dầu nhập khẩu từ OPEC, 2/3 còn lại nhập khẩu từ các nước ngoài khối OPEC (chủ yếu từ Canada) (Bảng 2, 3).

Diễn biến giá dầu khí và sản phẩm lọc dầu

Giá dầu tháng 12/2015 đã giảm xuống mức thấp nhất trong 7 năm trở lại đây. Trong phiên giao dịch ngày

17/12/2015, giá dầu thế giới rơi xuống mức đáy mới khi báo cáo mới nhất từ Bộ Năng lượng Mỹ (DoE) cho thấy dự trữ dầu thô của nền kinh tế số 1 thế giới tăng 4,8 triệu thùng và nguồn cung xăng và các sản phẩm dầu mỏ đồng loạt tăng. Tại thị trường New York, giá dầu thô WTI giao tháng 1/2016 giảm 57UScent xuống còn 34,95USD/thùng. Tại thị trường London, giá dầu Brent Biển Bắc giao tháng 2/2016 giảm 33UScent xuống còn 37,06USD/thùng.

Lần đầu tiên kể từ năm 2009, giá dầu WTI giảm xuống dưới 37USD/thùng. Các nhà phân tích cho rằng giá dầu thô của Mỹ giảm xuống còn khoảng 35USD/thùng trong nửa đầu của năm 2016. Goldman Sachs cho rằng giá dầu sẽ xuống trung bình 38USD/thùng trong tháng 2/2016 và thời điểm "tái cân bằng" của thị trường vẫn chưa tới. Thậm chí, có dự đoán kịch bản của Goldman Sachs cho rằng giá

Bảng 2. Xuất - nhập khẩu dầu thô và sản phẩm lọc dầu của Mỹ

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

Loại	Nhập khẩu			Xuất khẩu		
	Ngày 13/11/2015	Ngày 6/11/2015	Ngày 14/11/2014	Ngày 13/11/2015	Ngày 6/11/2015	Ngày 14/11/2014
Tổng xăng ô tô	389	353	426	439	439	422
Sản phẩm lọc	158	136	48	1.146	1.146	1.341
Dầu cặn	116	257	242	302	302	400
Xăng máy bay	56	109	122	162	162	177
Propane - propylene	90	101	74	680	680	392
Các loại khác	660	760	653	964	964	875
Tổng sản phẩm lọc (1)	1.469	1.716	1.565	3.693	3.693	3.607
Tổng dầu thô (2)	6.969	7.377	7.639	504	504	411
Tổng (1) + (2)	8.438	9.092	9.204	4.197	4.197	4.018

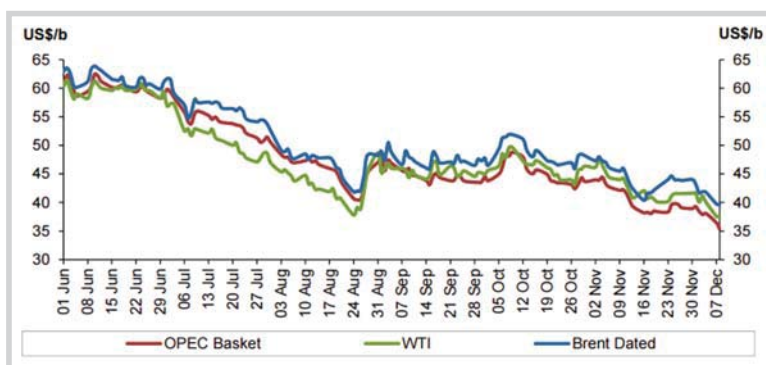
Nguồn: Oil and Gas Journal, 30/11/2015

Bảng 3. Nhập khẩu dầu thô của Mỹ

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

Nguồn cung	Năm 2015	Năm 2014	Chênh lệch 2015 - 2014	
			Khối lượng	Tỷ lệ (%)
Algeria	109	93	16	17,2
Angola	109	138	29	21,0
Kuwait	251	369	118	32,0
Nigeria	55	114	59	51,8
Saudi Arabia	1.052	1.372	320	23,3
Venezuela	802	772	30	3,9
Các nước OPEC khác	442	544	102	18,8
Tổng OPEC	2.820	3.402	582	17,1
Canada	3.795	3.251	544	16,7
Mexico	787	850	63	7,4
Na Uy	54	56	2	3,6
Vương quốc Anh	112	132	20	15,2
Quần đảo Virgin	—	—	—	—
Các nước ngoài OPEC khác	1.854	1.568	286	18,2
Tổng ngoài OPEC	6.602	5.857	745	12,7
Tổng nhập khẩu	9.422	9.259	163	1,8

Nguồn: Oil and Gas Journal, 26/10/2015

**Hình 1.** Diễn biến giá dầu thô năm 2015. Nguồn: OPEC

dầu sẽ giảm đến 20USD/thùng có thể xảy ra sớm hơn. Dự trữ dầu toàn cầu cũng đang lên kỷ lục. Goldman cho biết dự trữ có thể đạt đỉnh đầu năm 2016.

Trong hội nghị cấp cao ở Vienna ngày 4/12/2015, OPEC vẫn quyết định không cắt giảm sản lượng, mặc dù giá dầu thô vẫn đang tiếp tục giảm và có thể kéo dài cả năm 2016. OPEC khẳng định quan điểm sẽ không giải cứu thị trường dầu. Việc Iran quay trở lại thị trường dầu mỏ cũng gây áp lực lớn lên tình trạng dư cung khi quan chức nước

này tuyên bố sẽ tăng sản xuất, bất chấp giá dầu lao dốc.

Các nhà máy lọc dầu Mỹ dù sản xuất với công suất cao, nhưng nguồn cung dầu thô vẫn dư thừa do dầu nhập khẩu theo các hợp đồng dài hạn trước đó vẫn được thực hiện nên dầu WTI vẫn bị mất giá ngay trên thị trường nội địa Mỹ.

Thị trường các nước Đại Tây Dương dường như ngập trong dầu nhẹ nhất là dầu châu Phi, nên dầu Brent không cạnh tranh nổi ngay trong thị trường nội địa và bị mất giá đến 8% (giảm 5,15USD/thùng) ngay từ tháng 7/2015.

Sản lượng khai thác ở Biển Bắc tăng nhưng các nhà máy lọc dầu trong khu vực không tiêu thụ hết. Dầu thừa bán sang thị trường Đông Á (Hàn Quốc, Nhật Bản, Trung Quốc, Đài Loan) cước vận tải đường dài tăng nên cũng không cạnh tranh được với dầu Trung Đông ngay cả với giá dầu giao ngay. Đây là nguyên nhân khiến nền kinh tế Anh bị xói mòn do tình trạng giá dầu thấp kéo dài. Sản lượng lọc dầu thế giới tăng liên tục làm cho tình trạng dư thừa trong quan hệ cung - cầu của thị trường lọc dầu cũng bảo hòa tương tự như dầu thô.

Dầu thô chuẩn Bắc Mỹ cũng bị mất giá trên thị trường giao sau. Dầu WTI giảm 8,91USD/thùng (tương đương 14%) và giảm liên tục từ đầu năm, chênh lệch giữa giá dầu Mỹ với dầu Brent đã rút xuống từ 5,58USD/thùng xuống còn khoảng 1,8USD/thùng trong tháng 11/2015. Áp lực của dầu dự trữ chiến lược quá nhiều cùng với lượng dầu nhập khẩu khoảng 500.000 thùng/ngày từ Canada cũng làm cho giá dầu giảm. Tuy nhiên, tàu chở dầu LLS của

Mỹ đến bờ Tây châu Âu đã khai thông, dự báo dầu thô nhẹ của Mỹ sang châu Âu sẽ tăng theo thời gian và việc này giúp giảm áp lực lên giá dầu WTI.

Thị trường dầu chua Tây Bắc Âu vẫn yếu kém, nhất là sau tháng 7/2015 cùng với giá dầu rẻ của Liên bang Nga xuất khẩu từ các cảng ở bờ biển Baltic với khối lượng ngày càng lớn. Các nhà máy lọc dầu ở khu vực Địa Trung Hải tiêu thụ nhiều dầu chua Trung Đông nên dầu Ural chở về phía Nam ngày càng giảm so với chở bằng đường ống về các cảng Baltic. Việc dầu chua Iraq xuất khẩu sang châu Âu qua đường ống Kirkuk bị cản trở do cuộc chiến giữa nhà nước tự xưng IS với Syria cũng giúp cho vai trò xuất khẩu dầu Liên bang Nga qua châu Âu theo đường Baltic thêm thuận lợi.

Bảng 4. Diễn biến giá dầu thô trong Quý IV/2015

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu thô	15/10/2015	25/11/2015	Dự báo giá trung bình tháng 12/2015
OPEC chuẩn	45,02	45,07	36,72
Arab nhẹ - Arabia Saudi	45,37	45,42	37,04
Basrah - Iraq	43,50	43,54	35,30
Bonny - Nigeria	49,16	49,21	40,55
Es Sider - Libya	47,56	47,61	39,07
Girassol - Angola	48,45	48,50	39,90
Iran nặng - Iran	44,55	44,99	36,65
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	43,61	43,66	35,41
Marine - Qatar	45,89	45,94	37,53
Merey - Venezuela	35,48	35,52	27,88
Murban - UAE	49,48	49,53	40,85
Oriente - Ecuador	39,91	39,95	31,98
Saharan trộn - Algeria	49,51	49,56	40,88
Minas - Indonesia	42,13	42,17	34,04
Fateh - Dubai	45,84	45,89	37,48
Isthmus - Mexico	46,90	46,95	38,46
Brent - Anh	48,56	48,61	40,00
Ural - Nga	47,49	47,54	39,10
WTI - Mỹ	45,29	45,24	36,88

Nguồn: Oil and Gas Journal, 30/11/2015

Các nhà máy lọc dầu ở châu Á tăng cường nhập dầu thô từ Dubai từ Quý III/2015 vì giá dầu thô Dubai giảm giá cùng nhịp độ với dầu Brent. Dầu từ châu Phi và Saudi Arabia cũng hướng về thị trường Đông Á làm cho giá dầu thô ở châu Á - Thái Bình Dương càng xuống thấp.

Giá dầu thô góp phần kéo giá giao ngay của các sản phẩm lọc dầu ở thị trường châu Âu và châu Mỹ xuống thấp từ tháng 7/2015 và đến cuối năm nay vẫn chưa tăng trở lại. Giá xăng ô tô giảm mạnh do nguồn cung từ khu vực Đại Tây Dương rất dồi dào. Các sản phẩm lọc dầu khác cũng giảm giá nhưng với mức độ khác nhau theo từng loại sản phẩm.

Công suất lọc dầu thế giới tăng mạnh. Lượng dầu thô được lọc ở mức 79,2 triệu thùng/ngày (Quý II/2015) và tăng lên 80,2 triệu thùng/ngày (Quý III/2015). Riêng trong tháng 7 công suất lọc đạt mức kỷ lục 80,6 triệu thùng/ngày. Công suất lọc dầu tăng thêm 3 triệu thùng/ngày (Quý II/2015) và sau đó giảm 2,2 triệu thùng/ngày (Quý III/2015), trong đó Trung Quốc chiếm vị trí cao nhất.

Sản phẩm lọc phân đoạn giữa bắt đầu giảm do lượng tồn kho cao, với mức giá thấp nhất ở Singapore và lợi nhuận lọc dầu giảm. Lọc dầu với công nghệ hydroskimming có lúc lợi nhuận âm và các đợt cắt bỏ vận hành đầu tiên đối với các nhà máy loại này đã được tiến hành ở Nhật Bản, Trung Quốc, và Đài Loan. Thị

Bảng 5. Khối lượng dầu thô được lọc trên thế giới năm 2015

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

Thời gian	15/4	15/5	15/6	15/7	15/8	15/9	15/10	15/11
Khu vực								
Châu Mỹ	19,1	19,3	19,5	19,8	19,6	19,4	18,7	19,6
Châu Âu	11,8	11,9	11,9	12,0	12,0	11,8	11,8	12,0
Châu Á - Thái Bình Dương	6,7	6,4	6,3	6,6	6,9	6,7	6,5	7,0
Tổng OECD	37,7	37,5	37,7	38,5	38,5	37,9	37,0	38,6
Liên Xô cũ	6,7	6,9	6,9	7,1	7,1	6,7	6,7	6,8
Ngoài OECD - Châu Âu	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
Trung Quốc	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,6	10,4	10,5
Châu Á khác	9,7	10,2	10,4	10,3	10,0	10,2	10,2	10,1
Mỹ La tinh	4,7	4,7	4,8	10,6	4,6	4,7	4,7	4,7
Trung Đông	6,7	6,8	6,8	6,9	6,8	6,8	6,7	6,7
Châu Phi	2,2	2,3	2,1	2,2	2,3	2,2	2,2	2,2
Tổng ngoài OECD	41,0	41,8	42,0	42,1	41,8	41,7	41,4	41,6
Tổng	78,7	79,3	79,6	80,6	80,3	79,6	78,4	80,3

Nguồn: IEA - Oil Market Report 2015

trường sản phẩm phân đoạn giữa này đang đối mặt với trạng thái dư thừa cũng tương tự như thị trường dầu thô. Hai thị trường này đều do Saudi Arabia làm nòng cốt. Các nhà máy lọc dầu mới của Saudi Arabia có thiết bị để cho ra sản phẩm phân đoạn giữa đang xuất khẩu sang châu Âu và châu Á.

Tuy nhiên, ở các khu vực khác, lợi nhuận lọc dầu vẫn cao nhờ mở rộng sản xuất nhiều loại xăng, nhất là các chủng loại mà thị trường Mỹ đang có nhu cầu ngày càng tăng. Công suất các nhà máy lọc dầu ở các vùng này đang tăng với lợi nhuận khá ổn định ở châu Âu và ở Mỹ. Dự báo khối lượng dầu thô được lọc sẽ tăng từ tháng 12 năm nay (Bảng 5) và hệ số sử dụng công suất thiết kế sẽ đạt khoảng 83% trong năm 2015.

Trữ lượng khí đốt xác minh toàn cầu năm 2015 đạt 6,95 triệu tỷ ft³, tăng hơn 30,7 nghìn tỷ ft³ so với năm 2014. Hàng hóa khí đốt có 4 dạng: khí ẩm, khí khô (khí ẩm đã lấy các loại khí từ C₂ - C₅), LNG (khí methane hóa lỏng) và NGL (dầu nhẹ tồn tại dưới dạng khí trong điều

kiện áp suất - nhiệt độ của vỉa chứa trong mỏ và dưới dạng lỏng khi khai thác ra khỏi lòng đất). Giá khí khô rất khác nhau ở các thị trường khác nhau. Ngày 4/12/2015, giá khí khô ở Mỹ chỉ còn 2,18USD/MMBtu, trước đây có lúc cao nhất lên đến 5USD/MMBtu. Giá LNG đắt nhất ở thị trường Đông Bắc Á (Nhật Bản, Hàn Quốc) thường cao hơn 10USD/MMBtu, có lúc cao điểm gần 20USD/MMBtu. Sản lượng NGL năm 2015 được trình bày trong Bảng 6.

Hoạt động mua bán tài sản

Pacific Exploration & Production quyết định chuyển nhượng 100% quyền lợi trong hợp đồng tô nhượng PRL39 và giấy phép thăm dò PPL475 cho InterOil, gồm các phát hiện gas - condensate Triceratops và Raptor (Papua New Guinea). Pacific Exploration & Production tập trung vào các hoạt động dầu khí thượng nguồn ở khu vực Nam Mỹ gồm: Columbia, Peru, Guatemala, Brazil, Guyana, Belize và Mexico.

Canadian Natural Resources Ltd. (CNRL) và Prairiesky Royalty Ltd., đã quyết định kết hợp sản xuất kinh doanh để trở thành một công ty tô nhượng tư nhân lớn nhất Canada mang tên Prairiesky. CNRL nhận được 680 triệu CAD tiền mặt và cổ phần tại Prairiesky trị giá khoảng 1,12 triệu USD thay cho một số mỏ ở miền Tây Canada đang sản xuất dầu khí với sản lượng 6.700 thùng dầu quy đổi/ngày.

Mitsui Co.Ltd mua 35% cổ phần mỏ gas - condensate Kipper ở Australia từ Santos Ltd. với giá 520 triệu AUD. Mỏ Kipper nằm trong bồn trũng Gippsland, ngoài khơi bang Victoria, cách bờ 45km, mực nước sâu 100m, dự kiến sẽ đưa vào khai thác trong năm 2016. Nhà điều hành mỏ là Esso Australia Resources và BHP Billiton Petroleum, mỗi công ty nắm giữ 32,5% cổ phần. Trữ lượng khí đốt thu hồi của mỏ khoảng 620 tỷ ft³; trữ lượng condensate và LPG ước tính đạt 30 triệu thùng.

BG Group mua 35% quyền lợi tại Lô 12 ngoài khơi đảo Cyprus với giá 165 triệu USD. Mỏ khí Aphrodite được Noble Energy Inc. phát hiện năm 2011 với trữ lượng ước tính 4 nghìn tỷ ft³. Noble Energy Inc. vẫn giữ vai trò là nhà

Bảng 6. Sản lượng toàn cầu NGL năm 2015

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

Nước	Năm 2015	Năm 2014	Chênh lệch 2015 và 2014	
			Khối lượng	Tỷ lệ (%)
Brazil	108	88	20	22,5
Canada	683	661	22	3,3
Mexico	332	362	-30	-8,4
Mỹ	3.211	2.888	322	11,2
Venezuela	210	213	-3	-1,4
Các nước Tây bán cầu khác	226	236	-10	-4,4
Tây bán cầu	4.769	4.449	320	7,2
Na Uy	340	310	30	9,8
Vương quốc Anh	58	60	-2	-3,0
Các nước Tây Âu khác	9	10	-1	-10,0
Tây Âu	407	380	27	7,2
Liên bang Nga	714	717	-4	-0,5
Các nước Liên Xô cũ khác	157	167	-10	-6,2
Các nước Đông Âu khác	> 13	13	-1,0	-4,2
Đông Âu	883	897	-14,0	-1,6
Algeria	340	340	-	-
Âi Cập	202	190	12	6,3
Libya	50	46	4	9,6
Các nước châu Phi khác	83	82	-	0,2
Châu Phi	674	658	16	2,5
Saudi Arabia	1.810	1.800	10	0,6
UAE	641	641	-	-
Các nước Trung Đông khác	689	674	15	2,2
Trung Đông	3.140	3.115	25	0,8
Australia	52	81	-29	-35,7
Trung Quốc	-	-	-	-
Ấn Độ	104	106	-1	-1,3
Các nước châu Á - Thái Bình Dương khác	332	332	-	-0,1
Châu Á - Thái Bình Dương	488	518	-30	-5,8
Tổng toàn thế giới	10.361	10.016	344	3,4

Nguồn: Oil and Gas Journal, 7/12/2015

điều hành, nắm giữ 35% quyền lợi và Delek Group giữ 30% quyền lợi còn lại.

BP PLC đang chào bán Dự án liên hợp lọc hóa dầu Decatur, Alabama, để tái cấu trúc hoạt động kinh doanh lọc hóa dầu quốc tế. Chiến lược phát triển lĩnh vực lọc hóa dầu của BP là tiếp tục giữ lợi thế cạnh tranh toàn cầu do nắm giữ công nghệ cao, giá thiết bị thấp, bao gồm cả công nghệ sản xuất terephthalic acid (PTA) sạch, một nguyên liệu chủ yếu để sản xuất polyester.

NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL), chi nhánh của TransCanada Corp., vừa ký hợp đồng dịch vụ vận chuyển 2,7 tỷ ft³/ngày, đòi hỏi phải đầu tư mở rộng mạng lưới đường ống trị giá 570 triệu USD hoạt động vào năm 2018. Đề án mở rộng này gồm xây dựng 88km đường ống 20-48-in., một trạm nén khí mới, 35 trạm đo lường mới cùng các thiết bị đi kèm. Với đề án mở rộng này, đầu tư cho hệ thống NGTL sẽ vượt xa dự toán đầu tư 7,5 tỷ USD trước đây.

OPEC chấp nhận Indonesia trở lại làm thành viên của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ. Indonesia đã rút khỏi OPEC vào năm 2009 sau khi sản lượng giảm liên tục xuống mức dưới 1 triệu thùng/ngày. Indonesia tuyên bố việc trở lại làm thành viên của OPEC sẽ giúp tăng cường mối liên kết hợp tác với các nước sản xuất dầu trên thế giới, mở rộng khả năng tiếp xúc với các nguồn cung và cho phép Indonesia trở thành cầu nối giữa các nhà sản xuất năng lượng và các nhà tiêu thụ năng lượng. Indonesia là nước duy nhất trong OPEC nhập khẩu ròng dầu thô cũng như sản phẩm lọc dầu.

Repsol S/A có kế hoạch bán 6,2 tỷ Euro tài sản không mang tính chiến lược và giảm chi phí đầu tư 38% trong giai đoạn 2016 - 2020 nhưng không thay đổi cơ cấu hoạt động. Bằng việc mua Talisman Energy Inc. với giá 8,3 tỷ USD đầu năm nay, Repsol đủ sức để nâng mục tiêu tiết kiệm chi phí năm 2015 lên 350 triệu USD. Với chương trình

nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, Repsol dự định đến năm 2018 sẽ tiết kiệm chi phí 2,1 tỷ Euro. Repsol đang tập trung vào hoạt động thăm dò khai thác ở 3 vùng chiến lược: Bắc Mỹ, Mỹ La tinh và Đông Nam Á. Repsol dự kiến sẽ giảm chi phí thăm dò, giảm đầu tư 40%, giữ sản lượng ở mức 700.000 - 750.000 thùng dầu quy đổi/ngày. Doanh nghiệp này sẽ mở rộng tích hợp hoạt động thượng nguồn và hạ nguồn, bán các tài sản hạ nguồn không nằm trong chiến lược sản xuất kinh doanh. Thông qua chủ trương này, Repsol đặt mục tiêu tạo ra nguồn tiền mặt tự do trong 5 năm tới đạt mức trung bình 1,7 tỷ Euro/năm cho hoạt động hạ nguồn. Lợi nhuận ròng năm 2015 của Repsol dự báo sẽ đạt khoảng 1,5 tỷ Euro, thấp hơn 0,11 tỷ Euro so với năm 2014 do giá dầu xuống thấp.

Yantai Xinchao Industry Co. (Trung Quốc) đã ký ý định thư với Ningbo Dingliang Huitong Equity Investment Center để mua tài sản dầu khí ở bể Permian West Texas với giá 1,3 tỷ USD. Việc dịch chuyển tài sản này đã được Hội đồng Quản lý Đầu tư nước ngoài Mỹ (CFIUS) phê chuẩn.

Beach Energy Ltd. và Drillsearch Energy Ltd. cho biết đã hợp nhất để trở thành doanh nghiệp dầu khí hoạt động trên đất liền lớn nhất Australia. Cổ đông của Drillsearch Energy sẽ được nhận 1,25 cổ phiếu của Beach Energy cho mỗi cổ phiếu nắm giữ. Tài sản của công ty hợp nhất đạt 1,2 tỷ AUD, chủ yếu là cơ sở hạ tầng và trang thiết bị chở dầu bằng đường thủy Western Flank đang hoạt động tại bể Cooper miền Nam Australia, gồm mỏ dầu Bauer và liên doanh khai thác khí đốt ẩm Tây Australia.

Bộ Tư pháp Mỹ đã chấp nhận đề nghị hợp nhất của Schlumberger Ltd. và Cameron International Corp. với tổng trị giá 14,8 tỷ USD. Tuy nhiên, việc hợp nhất còn phải chờ Đại hội cổ đông của Cameron International Corp. phê chuẩn tại cuộc họp đặc biệt ngày 17/12/2015. Dự kiến, doanh nghiệp hợp nhất sẽ chính thức thành lập trong Quý I/2016.

Hà Phong (tổng hợp)

Xây dựng Atlas địa tầng bể Cửu Long

Bể Cửu Long được xem là một bể chứa dầu lớn nhất ở thềm lục địa Việt Nam hiện nay với đối tượng đá chứa sản phẩm từ đá trầm tích hạt vụn đến đá móng trước Đệ Tam. Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam rất quan tâm tới công tác tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí như địa chấn, địa vật lý giếng khoan, khuyến khích nghiên cứu cổ sinh - địa tầng và thạch học - trầm tích về các đối tượng trên và đã giao cho nhóm tác giả Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI Labs) phối hợp với Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (EPC) thực hiện đề tài “**Xây dựng Atlas địa tầng bể Cửu Long**” với mã số 01/TKTD(VPI Labs)/2014/HĐ-NCKH do ThS. Bùi Thị Ngọc Phương làm chủ nhiệm.

Để thực hiện nhiệm vụ này, nhóm tác giả đã tiến hành tổng hợp, thống kê, minh giải tài liệu địa chấn và địa vật lý giếng khoan thể hiện qua hình ảnh minh họa các mặt cắt liên kết của 40 giếng khoan đại diện cho từng khu vực của bể Cửu Long (Đông Bắc, Tây Nam, Trung tâm) và một vài giếng khoan ở phần đất liền thuộc cửa sông Mekong ở rìa phía Nam bể Cửu Long trong từng đơn vị địa tầng.

Sự phân chia các đới cổ sinh địa tầng cho từng phân vị địa tầng của bể Cửu Long dựa vào sự xuất hiện đầu tiên và cuối cùng của các hóa thạch chủ đạo. Ngoài ra, sự hiện diện của một số tập hợp hóa thạch cũng là bằng chứng xác định tuổi địa chất tương đối cho các đơn vị địa tầng. Có hóa thạch dùng để xác định tuổi địa chất tương đối và có nhóm hóa thạch dùng để xác định môi trường trầm tích. Dựa trên cơ sở dữ liệu đó, nhóm tác giả đã xây dựng bảng phân chia đới cho vi cổ sinh, tảo vôi và bào tử phấn cho từng đơn vị địa tầng trong trầm tích của bể Cửu Long. Các hóa thạch được tìm thấy ở nhiều môi trường sinh thái khác nhau; trong đó các hóa thạch vi cổ sinh và tảo vôi phát hiện chủ yếu từ biển nông đến biển sâu, trong khi đó các hóa thạch bào tử phấn được phân bố rộng khắp từ môi trường lục địa, nước ngọt, nước lợ, cửa sông, ven biển đến biển nông.

Thành tạo trầm tích của bể Cửu Long gồm cuội kết, cát kết, bột kết, sét kết và đá vôi, trong đó đá chứa chủ yếu là cát kết Miocene và Oligocene. Nằm bên dưới lớp trầm tích Đệ Tam là đá móng với thành phần phong phú như đá magma xâm nhập (granite, granodiorite, diorite), đá magma phun trào (rhyolite, andesite, basalt) và cả đá biến chất (schist, gneiss). Chất lượng chứa của đá trầm tích thường chịu ảnh hưởng bởi kiến trúc của đá, thành phần khoáng vật tạo đá và các quá trình biến đổi sau tạo đá. Độ rỗng phần lớn là rỗng nguyên sinh được bảo tồn và một

phần rỗng thứ sinh do sự hòa tan các khoáng vật không bền vững. Trong khi đó, độ rỗng của đá móng granitoid nứt nẻ chịu ảnh hưởng chủ yếu bởi hoạt động kiến tạo và nhiệt dịch tạo ra các khoáng vật calcite, zeolite và sét lấp đầy các nứt nẻ. Ngoài ra các pha hoạt động phun trào andesite/basalt cũng làm ảnh hưởng ít nhiều đến độ rỗng và độ thấm của đá.

Đề tài đã xây dựng Atlas địa tầng Pliocene, Miocene, Oligocene và Móng trước Đệ Tam bể Cửu Long với một số kết luận chính như sau:

1. Địa tầng Pliocene

Cho đến nay Pliocene vẫn là đối tượng ít được quan tâm và nghiên cứu nhất; chỉ có tài liệu Cổ sinh - Địa tầng thấy Pliocene tại một vài giếng khoan trong khu vực nghiên cứu với các tập hợp hóa thạch đặc trưng điển hình như: trùng lỗ trôi nổi (*Globorotalia*, *Globigerina*, *Globigerinoides*, *Orbulina*), trùng lỗ bám đáy (*Amphistegina*, *Asterotalia*, *Pseudorotalia*, *Ammonia*); bào tử phấn hoa (*Stenochlaena laurifolia*, *Dacrydium spp.*, *Pinuspollenites spp.*); tảo vôi (*Amaurolithus*, *Calcidiscus*, *Discoaster*, *Reticulofenestra*, *Pontosphaera*, *Sphenolithus*). Môi trường trầm tích tại tập này được xác định chủ yếu là biển nông trong thềm đến biển nông giữa thềm.

2. Địa tầng Miocene

2.1. Tập trầm tích B3

Đặc trưng là phản xạ trung bình đến mạnh với bề dày khá ổn định cùng biên độ và tần số trung bình. Các đới hóa thạch phát hiện trong tập trầm tích này gồm: Vi cổ sinh - N17-N18, tảo vôi - NN9-NN11 và bào tử phấn (đới thực vật *Florchaetia meridionalis*, phụ đới *Stenochlaena laurifolia* và *Florchaetia meridionalis*). Tài liệu địa vật lý giếng khoan và thạch học cho thấy thành tạo trầm tích tập B3 là sự xen kẽ của các lớp cát bột sét và được trầm tích chủ yếu trong môi trường vịnh nước lợ đến biển nông giữa thềm.

2.2. Tập trầm tích B2

Đặc trưng là phản xạ mạnh có bề dày ổn định với biên độ và độ liên tục tốt. Tại một vài khu vực trong bể, tổ hợp hóa thạch trùng lỗ trôi nổi và tảo vôi hầu như vắng mặt, tuy nhiên có sự xuất hiện của *Lepidocyclina* đặc trưng định tầng cho giai đoạn Miocene giữa ở khu vực bể Cửu Long. Thành tạo trầm tích tại đây là sự xen kẽ phân lớp

song song của cát - bột - sét. Cát kết phần lớn là cát kết feldspathic litharenite, lithic arkose hạt mịn, ít trung bình. Độ rỗng phân bố từ kém đến tốt chủ yếu ảnh hưởng bởi xi măng sét và carbonate. Môi trường trầm tích được xác định chủ yếu là chuyển tiếp đến biển nông trong thềm.

2.3. Tập trầm tích B1

Được xác định bởi đặc trưng trên lát cắt địa chấn là tầng phản xạ có biên độ trung bình cùng với tập hợp hóa đá vi cổ sinh chủ yếu giống *Ammonia* với kích thước rất nhỏ tập trung trong tầng "sét Rotalite", đới hóa thạch tạo vôi NN4 và hóa thạch bào tử phần hoa chủ đạo *dinocyst Cribroperidinium granomenbranaceous*. Thành phần thạch học của hệ tầng này gồm sét kết màu xám xanh xen kẽ với cát kết và bột kết với cấu trúc mịn dần lên. Tại một số giếng phía Bắc bể phát hiện thấy những lớp phun trào basalt và tuff basalt cát kết arkose xen feldspathic greywacke, đá gắn kết yếu, hạt mịn tới hạt trung - thô. Độ rỗng của đá phân bố không đồng đều trung bình tốt 6 - 18%; độ rỗng bị ảnh hưởng bởi matrix và xi măng chủ yếu là sét, carbonate. Sét kết trong tập trầm tích có tiềm năng sinh này thay đổi từ nghèo (tổng số carbon hữu cơ - TOC < 0,5) đến tốt (TOC > 1,0). Môi trường trầm tích được xác định từ hồ nước ngọt - biển nông.

3. Địa tầng Oligocene

3.1. Oligocene muộn

Địa chấn chia thành 3 tập trầm tích C, D và E2; trong đó nóc C, với phản xạ có biên độ mạnh và độ liên tục tốt, là bất chỉnh hợp bào mòn khu vực toàn bể, trong khi nóc tập D là nóc tập sét với đặc trưng tầng phản xạ có biên độ mạnh, độ liên tục từ trung bình đến tốt. Trong giai đoạn này, các phức hệ hóa thạch vi cổ sinh, tạo vôi vắng mặt nên việc xác định Oligocene muộn được dựa vào nhóm hóa thạch bào tử phần *Bosedinia* trong môi trường hồ nước ngọt và kết thúc với sự xuất hiện của các hóa thạch nước lợ như *Tasmanites*, *Micrhystridium*. Thành tạo trầm tích tại tập này khá đa dạng với phần lớn cát kết hạt trung xen kẽ cát kết mịn - thô, sét kết và bột kết. Cát kết arkose, lithic arkose, feldspathic greywacke với độ rỗng không tốt lắm. Độ rỗng phần trên bị ảnh hưởng chủ yếu do vật chất đồng trầm tích cùng với xi măng sét, calcite.

3.2. Oligocene sớm

Tập trầm tích Oligocene sớm thường nằm trong các địa hào và bán địa hào với phản xạ có biên độ trung bình đến mạnh, là bề mặt bào mòn cắt cụt và được chia thành 2 tập trầm tích là E1 và F. Với sự xuất hiện của phức hệ

hóa thạch bào tử phần *Cicatricosisporites*, *Magnastriatites howardi*, *Crassoretitriletes*, *Jussiena*, *Lycopodiumsporites neogenicus* và kết thúc của nhóm tạo nước ngọt *Bosedinia*. Thành tạo trầm tích của tập Oligocene sớm rất phức tạp gồm nhiều loại đá như sét kết, bột kết, cát kết, cuội kết, trầm tích phun trào (tuff) và đá phun trào. Độ rỗng thay đổi trong một khoảng rộng từ kém đến rất tốt tùy vào khu vực (từ <5% đến >20%). Tác nhân chính phá hủy khả năng chứa của đá là khoáng vật thứ sinh như calcite, sét đặc biệt zeolite và hơn thế nữa là sự nén ép. Môi trường trầm tích chủ yếu là quạt bồi tích, đồng bằng sông đến đầm hồ vùng vịnh và một vài khu vực là môi trường biển nông ven bờ.

3.3. Móng trước Đệ Tam

Đặc trưng là phản xạ có biên độ cao, mạnh, độ liên tục tốt, bên trong móng là các phản xạ không liên tục, tần số thấp, độ liên tục kém, nhìn chung có điện trở, trở kháng âm học và Gamma Ray (GR) cao hơn so với tập trầm tích phủ trực tiếp bên trên. Tất cả các tài liệu nghiên cứu về đá móng khu vực bể Cửu Long như địa chấn, địa vật lý giếng khoan và thạch học, đều cho thấy chúng khá phức tạp. Phần lớn các giếng đã khoan vào đới nâng chủ yếu gặp đá granite và granodiorite, ngoài ra là đá magma phun trào (andesite, basalt, rhyolite), biến chất (gneiss, mylonite, schist) và đá trầm tích biến dư (metasandstone tại ĐBSCL-01-TSL-1X). Độ rỗng của tầng móng chủ yếu là rỗng nứt nẻ và nát được tạo ra do hoạt động kiến tạo.

Kết quả nghiên cứu của đề tài đã tổng hợp tất cả các tài liệu về các đới cổ sinh, các loại khoáng vật, các loại đá cùng với các mặt cắt địa tầng, địa chấn, địa vật lý giếng khoan đại diện cho từng phân tập địa tầng từ Pliocene đến móng tại khu vực nghiên cứu của bồn trũng Cửu Long. Đề tài đã xây dựng được 8 mặt cắt khu vực đi ngang và dọc bể có đầy đủ các địa tầng nghiên cứu, cùng với các mặt cắt địa chấn 3D cho từng giếng khoan nghiên cứu và các hình vẽ liên kết minh họa đặc trưng địa chấn - địa vật lý giếng khoan - sinh địa tầng - thạch địa tầng cho từng đơn vị địa tầng trong khu vực nghiên cứu. Các bảng vẽ liên kết của địa tầng, địa chấn, địa vật lý giếng khoan cùng với các hình ảnh hóa thạch, thạch học được minh họa và mô tả một cách sinh động trong từng bộ Atlas.

Bùi Thị Ngọc Phương (giới thiệu)