

Dầu Khí



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

SỐ 1 - 2014

ISSN-0866-854X


Xuân Giáp Ngọ



Xuất bản hàng tháng
Số 1 - 2014

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Quốc Thập

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

Tổ chức thực hiện, xuất bản

Viện Dầu khí Việt Nam

Kho bạc và tri sự

Tầng 16, Viện Dầu khí Việt Nam

173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: (+84-4) 37727108. Fax: (+84-4) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Cán bộ, kỹ sư PVEP chung sức đồng lòng. Ảnh: PVEP



TIÊU ĐIỂM



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 24 ĐẶC TRƯNG ĐỊA CHẤT CỦA THÀNH TẠO CARBONATE TUỔI MIOCEN, phần Nam bể trầm tích Sông Hồng và mối liên quan tới hệ thống dầu khí
- 33 ĐÁNH GIÁ QUÁ TRÌNH VẬN ĐỘNG CỦA THÀNH TẠO MIOCEN GIỮA khu vực phụ trùng Đồng Bắc bể Nam Cồn Sơn phục vụ lập dữ liệu đầu vào cho mô hình địa hóa đá mẹ
- 44 NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG THÀNH TẠO VÀ MỨC ĐỘ sa lắng muối vô cơ trong quá trình khai thác dầu khí
- 52 NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN HỆ XÚC TÁC MỚI CuO-ZnO-CeO_2 cho quá trình tổng hợp methanol từ H_2/CO_2
- 59 KHẢO SÁT ẢNH HƯỞNG CỦA ĐỘ SÂU NƯỚC ĐỐI VỚI TẢI TRỌNG sóng trôi dạt tác dụng lên công trình biển nổi neo xiên
- 65 ĐÀO TẠO CHUYÊN SÂU TẠI VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
- 72 KHUYNH HƯỚNG THĂM DÒ DẦU KHÍ TRONG TƯƠNG LAI

DẦU KHÍ THẾ GIỚI



QUYẾT TÂM CAO - GIẢI PHÁP HAY - VỀ ĐÍCH SỚM

- 86 TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM BÚT PHÁ
- 88 VIETSOVPETRO VƯỢT QUA THÁCH THỨC
- 90 PVEP SẼ ĐƯA 9 MỎ MỚI VÀO KHAI THÁC TRONG NĂM 2014
- 92 PV GAS : PHÁT TRIỂN VÙNG CHẮC NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM
- 94 NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT:
Đã sản xuất trên 25 triệu tấn sản phẩm các loại
- 96 PV POWER: SỰ TRƯỞNG THÀNH, LỚN MẠNH, BỀN VỮNG
- 98 PV OIL TÁI CẤU TRÚC TOÀN DIỆN
- 100 PTSC VỚI CHIẾN LƯỢC XUẤT KHẨU DỊCH VỤ KỸ THUẬT DẦU KHÍ
- 102 NHÀ MÁY ĐẠM PHÚ MỸ CÁN MỐC SẢN LƯỢNG 7 TRIỆU TẤN UREA
- 104 PV ENGINEERING SẼ MANG ĐIỆN GIÓ ĐẾN CÔN ĐẢO



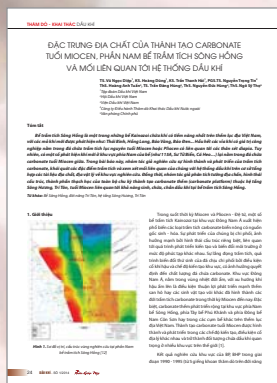
CONTENTS



FOCUS

- Petrovietnam firmly maintains its position as the country's leading economic group
- Advanced corporate management methods to be put in place for better production and business efficiency
- Petrovietnam's staff to emulate to meet targets ahead of time
- Petrovietnam Scientific and Technological Council: improving the efficiency of its adviser and critic's role
- Petrovietnam's landmarks in 2013

SCIENTIFIC RESEARCH



HIGH DETERMINATION - SOUND SOLUTION - MEETING TARGETS AHEAD OF TIME



- The geological characteristics of Miocene carbonate formation in the southern part of Song Hong basin and their relations to the hydrocarbon system
- Evaluating the evolution of middle Miocene stratum in the North Eastern sub-trough, Nam Con Son basin to establish the input data for geochemical model
- Evaluation of inorganic scale formation during oil and gas production
- A study to develop new catalyst CuO-ZnO-CeO_2 for methanol synthesis from H_2/CO_2 mixture
- Study of the influence of water depth on wave drift load acting on offshore floating structures with catenary mooring lines
- Specialised and advanced training at Vietnam Petroleum Institute
- Future oil and gas exploration trends
- 2014 - The year of breakthrough for the intellect of Petrovietnam
- Vietsovpetro overcomes challenges
- 9 new fields to be put into production by PVEP in 2014
- PV GAS: a solid development of Vietnam's gas industry
- Dung Quat Refinery produces over 25 million tons of products
- The strong and sustainable growth of PV Power
- PV OIL under comprehensive restructuring
- PTSC with its technical service export strategy
- Phu My Fertiliser Plant hits production milestone of 7 million tons of urea
- PV Engineering to bring wind power electricity to Con Dao island

Mừng xuân Giáp Ngọ

Trong năm qua, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với “Quyết tâm cao, giải pháp hay, hành động đúng, về đích sớm”, đã nỗ lực vượt qua mọi khó khăn, thách thức hoàn thành toàn diện các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh được giao, xác lập nhiều kỳ tích mới. Đó là: gia tăng trữ lượng dầu khí về đích trước 1 tháng, đạt 35,6 triệu tấn quy đổi; Khai thác dầu về đích trước 14 ngày, đạt 16,71 triệu tấn và là năm thứ 5 liên tục Tập đoàn hoàn thành sản lượng khai thác dầu; Khai thác khí về đích trước 19 ngày, lập kỷ lục mới với sản lượng 9,75 tỷ m³. Sản xuất xăng dầu về đích trước 62 ngày, lập kỷ lục mới với sản lượng 6,6 triệu tấn. Sản xuất điện về đích trước 53 ngày, lập kỷ lục mới với sản lượng 16,17 tỷ kWh. Sản xuất đạm về đích trước 17 ngày, lập kỷ lục mới với 1,6 triệu tấn. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn về đích trước 50 ngày, cả năm đạt 762,86 nghìn tỷ đồng. Đặc biệt, Tập đoàn nộp ngân sách Nhà nước cao nhất từ trước đến nay với 195,4 nghìn tỷ đồng, vượt 46,8 nghìn tỷ đồng (tương đương 2,22 tỷ USD). Giá trị đóng góp của Tập đoàn cho ngân sách Nhà nước vượt cao so với kế hoạch có ý nghĩa rất quan trọng trong bối cảnh thu ngân sách Nhà nước năm 2013 tiếp tục gặp nhiều khó khăn.

Bên cạnh những kết quả sản xuất kinh doanh đáng tự hào chúng ta đã đạt được, công tác tái cơ cấu Tập đoàn theo Đề án đã được Chính phủ phê duyệt đang được triển khai tích cực, góp phần nâng cao năng lực cạnh tranh và hiệu quả sản xuất kinh doanh của từng doanh nghiệp thành viên và toàn Tập đoàn.

Xuân Giáp Ngọ đang đến với những sức sống mới. Nhiệm vụ đặt ra cho Tập đoàn năm 2014 rất nặng nề. Phát huy truyền thống được tích lũy hơn 50 năm qua, chúng ta vững tin rằng Tập thể những người lao động Ngành Dầu khí Việt Nam, với **Quyết tâm cao và Tư duy sáng tạo** sẽ có nhiều **Giải pháp hay và Hành động đúng** để tiếp tục xác lập những kỷ lục mới, hoàn thành toàn diện và vượt mức tất cả các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2014.

Là diễn đàn khoa học - công nghệ quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí trong năm qua đã không ngừng đổi mới cả về nội dung và hình thức; kịp thời truyền tải các tri thức dầu khí và công nghệ tiên tiến của thế giới, các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ trong và ngoài nước, phổ biến sáng kiến, các giải pháp có giá trị nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; qua đó góp phần nhỏ bé vào các thành tích chung của Tập đoàn.

Nhân dịp Xuân Giáp Ngọ, thay mặt Ban biên tập Tạp chí Dầu khí, Tôi xin chúc toàn thể người lao động Ngành Dầu khí và quý độc giả của Tạp chí Dầu khí một năm mới sức khỏe, hạnh phúc và thành công!

Chúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục giữ vững vị trí đầu tàu của nền kinh tế đất nước, ngày càng có nhiều đóng góp xứng đáng vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc Việt Nam yêu dấu của chúng ta!

TỔNG BIÊN TẬP
Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



TSKH. Phùng Đình Thực

PETROVIETNAM GIỮ VỮNG VỊ TRÍ TẬP ĐOÀN KINH TẾ HÀNG ĐẦU CỦA ĐẤT NƯỚC

Ngày 15/1/2014, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tổng kết công tác năm 2013 và triển khai kế hoạch năm 2014. Với nỗ lực và quyết tâm cao nhất, Petrovietnam đã vượt qua thách thức, hoàn thành xuất sắc, toàn diện các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2013, lần đầu tiên đóng góp cho ngân sách Nhà nước vượt 46,8 nghìn tỷ đồng (tương đương 2,22 tỷ USD) so với kế hoạch đề ra, góp phần quan trọng để Chính phủ cân đối ngân sách năm 2013. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh Tập đoàn cần tiếp tục phát huy tinh thần đoàn kết thống nhất và những kết quả đạt được, khắc phục khó khăn để giữ vững vị trí tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước, có sức cạnh tranh ở khu vực và quốc tế.



Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng trao tặng Danh hiệu Anh hùng Lao động, Huân chương Độc lập hạng Ba, Huân chương Lao động hạng Nhất, Cờ thi đua của Chính phủ cho các tập thể và cá nhân có thành tích xuất sắc. Ảnh: Nhật Bắc

Nỗ lực vượt thách thức và lập nhiều kỷ lục mới

Theo TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Petrovietnam đã nỗ lực vượt qua thách thức, hoàn thành xuất sắc, toàn diện các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2013.

Công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được triển khai tích cực ở trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt. Gia tăng trữ lượng dầu khí đạt hơn 35,6 triệu tấn dầu khí quy đổi, có 5 phát hiện dầu khí mới ở trong nước, góp phần quan trọng vào việc gia tăng sản lượng khai thác trong thời gian tới. Tổng sản lượng khai thác dầu khí về đích trước kế hoạch 16 ngày, đạt 26,46 triệu tấn dầu quy đổi. Trong đó, sản lượng khai thác dầu về đích trước kế hoạch cả năm 14 ngày, đạt 16,71

triệu tấn dầu, vượt 4,4% so với kế hoạch đề ra. Đây là chỉ tiêu quan trọng nhất của Petrovietnam, đóng góp quan trọng cho GDP và ngân sách Nhà nước. Sản lượng khai thác khí về đích trước kế hoạch 19 ngày, đạt 9,75 tỷ m³, vượt 6% so với kế hoạch đề ra.

Các đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp khí ổn định cho các hộ tiêu thụ; công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, đột xuất và kiểm định hiệu chuẩn được triển khai theo đúng kế hoạch, đúng quy trình và đảm bảo hệ thống hoạt động ổn định. Các nhà máy sản xuất điện, đạm, lọc hóa dầu của Tập đoàn được vận hành an toàn tuyệt đối, công tác bảo trì sửa chữa thường xuyên các nhà máy được thực hiện theo đúng yêu cầu của nhà chế tạo và theo kế hoạch đề ra. Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp 16,17 tỷ kWh điện cho lưới điện Quốc gia, sản

xuất 1,6 triệu tấn đạm; 6,6 triệu tấn xăng dầu các loại... Các hoạt động dịch vụ dầu khí đã được xác định phương hướng phát triển rõ ràng. Tổng doanh thu dịch vụ dầu khí đạt trên 236,3 nghìn tỷ đồng, chiếm 31% tổng doanh thu toàn Tập đoàn.

Tổng doanh thu toàn Tập đoàn về đích trước 50 ngày, đạt 762,86 nghìn tỷ đồng, vượt 18% so với kế hoạch năm. Trong điều kiện thu nộp ngân sách Nhà nước năm 2013 gặp nhiều khó khăn, toàn Tập đoàn đã nộp ngân sách Nhà nước vượt 46,8 nghìn tỷ đồng (tương đương 2,22 tỷ USD) so với kế hoạch đề ra, góp phần quan trọng để Chính phủ cân đối ngân sách năm 2013.

Năm 2013, toàn Tập đoàn đã hoàn thành đầu tư và đưa vào vận hành 42 công trình, trong đó đưa vào khai thác 9 mỏ/công trình dầu khí mới. Tập đoàn đã kiểm soát chặt chẽ tiến độ thực hiện các dự án trọng điểm, giá trị thực hiện đầu tư năm 2013 đạt 76,5 nghìn tỷ đồng, giá trị giải ngân các dự án đầu tư đạt trên 74,0 nghìn tỷ đồng. Công tác triển khai Đề án tái cấu trúc doanh nghiệp được thực hiện khẩn trương, nghiêm túc, đảm bảo tiến độ yêu cầu tại Quyết định số 46/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ. Tập đoàn tiếp tục phối hợp chặt chẽ với Bộ Quốc phòng, Bộ Ngoại giao và các Bộ/Ngành liên quan trong việc triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên Biển Đông, góp phần bảo vệ chủ quyền Quốc gia trên biển.

Tuy nhiên, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu cũng cho biết Petrovietnam đang đối diện với không ít khó khăn. Điều kiện triển khai các dự án dầu khí ngày càng khó, chi phí ngày càng cao, đòi hỏi phải tiến ra vùng nước sâu, xa bờ hơn. Các dự án lớn đang bị sức ép thu xếp vốn lớn, đòi hỏi Tập đoàn phải nỗ lực rất cao. Một số dự án gặp khó khăn như: Dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn, Nhiệt điện Long Phú, Xơ sợi Đình Vũ... Chính sách về phát triển nhiên liệu sinh học theo Quyết định số 177/QĐ-TTg của

Thủ tướng Chính phủ về “Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025” chưa được thực hiện đồng bộ, quyết liệt... là một trong những nguyên nhân gây khó khăn cho các dự án nhiên liệu sinh học Tập đoàn tham gia đầu tư.

Triển khai tích cực công tác tái cơ cấu

Năm 2014, tình hình kinh tế thế giới và trong nước dự báo sẽ có sự phục hồi tích cực hơn, song còn nhiều yếu tố rủi ro và chưa vững chắc. Với vai trò là một trong những trụ cột của nền kinh tế đất nước, Petrovietnam đặt kế hoạch phấn đấu gia tăng trữ lượng không dưới 55 triệu tấn dầu quy đổi (kế hoạch giao 35 - 40 triệu tấn), khai thác dầu khí phần đầu đạt 26,63 triệu tấn dầu quy đổi (kế hoạch giao 25,71 triệu tấn), sản xuất 15,7 tỷ kWh điện, 1,585 triệu tấn đạm và 4,762 triệu tấn xăng dầu các loại. Doanh thu toàn Tập đoàn phấn đấu đạt 673,3 nghìn tỷ đồng và nộp ngân sách 144,5 nghìn tỷ đồng.

Với quyết tâm cao nhất, ngay từ đầu năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã triển khai thực hiện đồng bộ 12 nhóm giải pháp để tiếp tục phát huy nguồn lực, hạn chế và khắc phục tối đa khó khăn, tổ chức thực hiện vượt mức tất cả các nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch được giao. Trước mắt, Tập đoàn sẽ hoàn thiện, tổ chức thực hiện Chương trình hành động của Tập đoàn thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP ngày 2/1/2014 của Chính phủ về những nhiệm vụ, giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện Kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách nhà nước năm 2014. Tập đoàn sẽ chỉ đạo thực hiện nghiêm túc Đề án tái cấu trúc; tổ chức xây dựng Chiến lược phát triển Petrovietnam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035.

Đồng thời, Tập đoàn sẽ kiểm soát chặt chẽ tiến độ các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và các

Bảng 1. Các chỉ tiêu, kế hoạch chủ yếu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong năm 2014

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch 2014	
			Chính phủ giao	Tập đoàn phấn đấu
1	Gia tăng trữ lượng	Triệu tấn dầu quy đổi	35 - 40	55 - 61
2	Khai thác dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	25,71	26,63
	Dầu thô	Triệu tấn	16,21	16,83
	Khí	Tỷ m ³	9,50	9,80
3	Sản xuất điện	Tỷ kWh	15,70	15,70
4	Sản xuất đạm	Nghìn tấn	1.525,0	1.585,0
5	Xăng dầu khác loại	Nghìn tấn	4.636	4.762
6	Xuất bán dầu	Triệu tấn	16,20	16,62
7	Khí khô	Tỷ m ³	9,33	9,51
8	Nhu cầu vốn đầu tư	Nghìn tỷ đồng	101,6	100,4
9	Doanh thu	Nghìn tỷ đồng	666,5	673,3
10	Nộp ngân sách Nhà nước	Nghìn tỷ đồng	140,5	144,5



Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị.
Ảnh: Nhật Bắc

đơn vị/công trình dầu khí; thường xuyên làm việc với các đơn vị/dự án để kịp thời tháo gỡ các khó khăn cho đơn vị; tiếp tục đẩy mạnh phát triển thị trường các sản phẩm mới (xăng E5, xơ sợi, đạm hạt đục). Kiểm soát chặt chẽ tiến độ các dự án đầu tư, đặc biệt là các dự án đưa vào vận hành trong năm 2014, các dự án trọng điểm Nhà nước về dầu khí, các dự án ở nước ngoài; tiếp tục đẩy mạnh thu hút đầu tư vào các dự án của Tập đoàn... Hoàn thiện các quy chế/quy định về tài chính, quản lý vốn hiệu quả và linh hoạt; tiếp tục cải cách hành chính, chỉ đạo quyết liệt thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng, lãng phí; củng cố và tăng cường công tác dự báo để luôn chủ động trong sản xuất kinh doanh và khai thác tối đa mọi nguồn lực; chỉ đạo thực hiện quyết liệt 3 giải pháp đột phá (về quản lý, khoa học công nghệ và phát triển nguồn nhân lực). Tăng cường công tác, kiểm tra, giám sát mọi mặt hoạt động của Tập đoàn, chỉ đạo các đơn vị thành viên tự kiểm tra để kịp thời khắc phục các tồn tại nhằm thực hiện tốt các mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra.

Giữ vững vị thế đầu tàu kinh tế của đất nước

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng biểu dương, đánh giá cao những đóng góp quan trọng của Petrovietnam đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, đặc biệt là đóng góp vào ngân sách, đảm bảo an ninh năng lượng của đất nước, giữ vững chủ quyền Quốc gia... "Cán bộ, công nhân viên, người lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong năm qua đã nỗ lực với tinh thần trách nhiệm cao vượt qua nhiều khó khăn, hoàn thành vượt mức hầu hết các chỉ tiêu, nhiệm vụ được giao, đóng góp tích cực, quan trọng vào thành tựu chung của đất nước". Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng mong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục phát huy tinh thần đoàn kết thống nhất và những kết

quả đạt được, khắc phục khó khăn để giữ vững vị trí tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước, có sức cạnh tranh ở khu vực và quốc tế.

Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh Tập đoàn cần tập trung chỉ đạo thực hiện hiệu quả 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, trong đó đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí nhằm khai thác tiềm năng, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước và khẳng định chủ quyền Quốc gia. Ở trong nước, Tập đoàn tiếp tục tích cực phối hợp chặt chẽ với các cơ quan liên quan trong việc triển khai công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại những khu vực nước sâu, xa bờ nhằm tăng cường sự hiện diện, khẳng định chủ quyền và góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền và toàn vẹn lãnh thổ Quốc gia trên biển Đông. Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục mở rộng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài trên tinh thần chặt chẽ, cẩn thận, hiệu quả, hạn chế tối đa các rủi ro trong đầu tư. Bên cạnh đó, Tập đoàn tập trung phát triển và đảm bảo tiến độ các dự án khí, các dự án lọc - hóa dầu; các dự án điện; đẩy mạnh phát triển lĩnh vực dịch vụ dầu khí ra nước ngoài, tăng cường công tác đào tạo phát triển nguồn nhân lực.

Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng yêu cầu Tập đoàn nghiêm túc thực hiện công tác tái cơ cấu để hoạt động chất lượng và hiệu quả hơn; phân định rõ hoạt động nào là công ích, hoạt động nào là kinh doanh; xây dựng Chiến lược phát triển của Tập đoàn để vừa hoàn thành tốt chức năng nhiệm vụ, vừa có sức cạnh tranh ở khu vực và quốc tế. "Trong tái cơ cấu, Tập đoàn phải coi cổ phần hóa là giải pháp chủ yếu, thực hiện hiệu quả công tác thoái vốn đầu tư ngoài ngành". Thủ tướng Chính phủ lưu ý, Tập đoàn cần xây dựng đơn vị, tổ chức ngày càng trong sạch vững mạnh, xây dựng đội ngũ vừa hồng vừa chuyên, nâng cao năng suất lao động và năng lực quản trị doanh nghiệp..

Thay mặt tập thể người lao động Ngành Dầu khí Việt Nam, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn hứa sẽ nghiêm túc tiếp thu và sẽ cụ thể hóa các ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ: thực hiện hiệu quả 5 lĩnh vực chính, góp phần bảo vệ chủ quyền Quốc gia, triển khai thực hiện ý kiến chỉ đạo của Bộ Chính trị về Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, triển khai có hiệu quả công tác tái cơ cấu, cổ phần hóa doanh nghiệp, kiện toàn bộ máy, nâng cao năng lực quản lý, nâng cao năng suất lao động, xây dựng đội ngũ cán bộ... Tập thể người lao động Dầu khí sẽ đồng tâm hiệp lực, phấn đấu với quyết tâm cao nhất, tìm ra nhiều giải pháp hay để về đích sớm kế hoạch năm 2014, tạo đà cho sự phát triển trong những năm tiếp theo.

Việt Hà

Áp dụng các phương thức quản trị tiên tiến **ĐỂ NÂNG CAO HIỆU QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH**



Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thăm góc trưng bày về Vietsovpetro tại Tập đoàn Dầu khí Zarubezhneft (Liên bang Nga). Ảnh: PVN

Sau một năm tích cực triển khai công tác tái cơ cấu theo Đề án được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với nỗ lực vượt thách thức và quyết tâm đổi mới đã hoàn thành toàn diện, về đích trước các chỉ tiêu kế hoạch được Chính phủ giao và lập được nhiều kỷ lục mới. Đây là cơ sở vững chắc để Petrovietnam tiếp tục xây dựng và phát triển thành tập đoàn kinh tế mạnh, năng động, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và quốc tế, đạt hiệu quả cao trong sản xuất kinh doanh... Trong dịp đầu Xuân, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao đổi với Tạp chí Dầu khí xung quanh vấn đề này!

PV: *Tái cơ cấu gắn với đổi mới mô hình tăng trưởng là một nhiệm vụ lớn, khó khăn và phức tạp, cần có thời gian và phải được triển khai thực hiện đồng bộ. Xin Chủ tịch HĐTV cho biết Petrovietnam đã đạt được những kết quả gì sau một năm triển khai Đề án “Tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015” theo Quyết định số 46/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ?*

TSKH. Phùng Đình Thực: Năm 2013 là năm Petrovietnam phải đối diện với nhiều thách thức khi nền kinh tế thế giới chưa hoàn toàn phục hồi; công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn và cạnh tranh phức tạp; một số dự án gặp khó khăn đòi hỏi phải có giải pháp tháo gỡ... Với tinh thần nỗ lực và quyết tâm cao nhất, ngay từ đầu năm 2013, Petrovietnam đã triển khai thực hiện đồng bộ các giải pháp để tiếp tục phát huy mọi nguồn lực, tháo gỡ và khắc phục khó khăn, giữ vững vai trò đầu tàu kinh tế của đất nước.

Về công tác tái cơ cấu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thực hiện và chỉ đạo các đơn vị thực hiện nghiêm túc Đề án tái cơ cấu giai đoạn 2012 - 2015; tập trung rà soát các mục tiêu, nhiệm vụ Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên phù hợp với phương án tái cơ cấu đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Cụ thể, Tập đoàn đã ban hành Chỉ thị về việc thực hiện công tác sắp xếp đổi mới doanh nghiệp trong toàn Tập đoàn; trong đó, yêu cầu các đơn vị tập trung thực hiện tái cơ cấu, xử lý tài chính, tổ chức lại hoạt động sản xuất kinh doanh, hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý và quản trị doanh nghiệp theo các đề án/phương án tái cơ cấu đã được phê duyệt.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành công tác chuyển 2 hợp đồng dầu khí từ Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) về Công ty mẹ trực tiếp quản lý; Giải thể Chi nhánh Công ty mẹ - Công ty Nhập khẩu và Phân phối than Dầu khí (PV Coal) để Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) thành lập đơn vị cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện theo quy định của pháp luật; Báo cáo Bộ Giáo dục và Đào tạo/Bộ Công Thương về Đề án thành lập Học viện Dầu khí Việt Nam trên cơ sở tổ chức, sắp xếp lại Viện Dầu khí Việt Nam và Đại học Dầu khí Việt Nam...

Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã cơ bản hoàn thành công tác phê duyệt và chỉ đạo người đại diện của Tập đoàn triển khai phương án tái cơ cấu giai đoạn 2012 - 2015 tại các đơn vị. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thu gọn đầu mối kinh doanh xăng dầu, hoàn thành thủ tục chuyển phần vốn tại Tổng công ty Thương mại Kỹ thuật và Đầu tư - CTCP (PETEC) cho Tổng công ty Dầu



TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra tiến độ triển khai dự án FPSO PTSC Lam Sơn. Ảnh: Minh Hoàng

CHỈ TIÊU TÀI CHÍNH HỢP NHẤT CỦA TOÀN TẬP ĐOÀN NĂM 2013

- ◆ Tỷ suất lợi nhuận trước thuế/vốn chủ sở hữu bình quân (ROE) đạt 17,1%. Nếu tính cả phần lãi từ hoạt động của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đạt 20,1%.
- ◆ Hệ số bảo toàn vốn đến thời điểm 31/12/2013 đạt 1,12 lần, đảm bảo an toàn và phát triển vốn.
- ◆ Hệ số nợ/tổng tài sản thời điểm 31/12/2013 là 0,4 lần, đảm bảo an toàn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển của Tập đoàn.

Việt Nam nắm giữ. Tổng công ty Tài chính CP Dầu khí Việt Nam và Ngân hàng Thương mại CP Phương Tây đã hợp nhất thành lập Ngân hàng Thương mại CP Đại chúng Việt Nam (PVcomBank), nhờ đó giảm tỷ lệ vốn của Tập đoàn ở PVcomBank từ 78% xuống còn 52%...

Tập đoàn cũng đang tích cực triển khai công tác chuẩn bị cho việc cổ phần hóa Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), chuyển đổi Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn thành Công ty TNHH MTV...

Nhìn chung, tất cả các đơn vị đều tập trung vào lĩnh vực chính, cơ bản nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Tuy nhiên, vẫn còn một số đơn vị thành viên của Tập đoàn gặp khó khăn trong quá trình tái cơ cấu, kết quả sản xuất kinh doanh chưa tương xứng với đầu tư và tiềm năng, hiệu quả hoạt động chưa cao, năng suất lao động còn thấp, sức cạnh tranh chưa đáp ứng yêu cầu thị trường và hội nhập kinh tế quốc tế. Tập đoàn vẫn đang sát cánh cùng với các đơn vị để tháo gỡ. Với các đơn vị không thuộc lĩnh vực chính, Tập đoàn sẽ thoái vốn theo lộ trình, có chỉ đạo và có trách nhiệm hỗ trợ, nhằm bảo toàn vốn cao nhất cho Nhà nước.

PV: Trong quá trình chuyển từ phát triển theo chiều rộng sang chiều sâu, vấn đề nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp được thực hiện như thế nào, thưa Chủ tịch HĐQT?

TSKH. Phùng Đình Thực: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định, xây dựng mô hình quản lý là một quá trình liên tục, lâu dài, hoàn thiện để thích ứng với các yếu tố tác động bên trong và bên ngoài doanh nghiệp. Trong quá trình thực hiện tái cơ cấu, Tập đoàn chú trọng nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp để đáp ứng các yêu cầu trong tình hình mới. Cụ thể, Tập đoàn đã sửa đổi, bổ sung và hoàn thiện hệ thống quy chế quản lý nội bộ; sắp xếp lại cơ cấu tổ chức, bộ máy quản lý, điều hành; hoàn thiện quy chế về công tác cán bộ... Đồng thời, Tập đoàn đẩy mạnh công tác đào tạo và phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao, tăng cường ứng dụng tiến bộ khoa học, công nghệ và

thực hiện các giải pháp tăng năng suất lao động, giảm chi phí trong hoạt động sản xuất kinh doanh...

Từ ngày 20/12/2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chính thức hoạt động theo Điều lệ mới do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Nghị định số 149/2013/NĐ-CP. Tập đoàn đã xây dựng quy chế người đại diện, thực hiện nghiêm túc công tác kiểm tra, giám sát, đặc biệt là kiểm soát nội bộ, kiểm toán nội bộ, chú trọng kiểm soát rủi ro để kịp thời có biện pháp phòng ngừa, hạn chế rủi ro và điều chỉnh kế hoạch sản xuất, kinh doanh cho phù hợp...

Petrovietnam cũng đang từng bước hoàn thiện mô hình tổ chức, quản lý tại Tập đoàn và các đơn vị theo hướng gọn nhẹ, hiệu quả; áp dụng các phương thức quản trị tiên tiến để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

PV: Vai trò của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được thể hiện như thế nào?

TSKH. Phùng Đình Thực: Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện tốt công tác điều hành, tập trung nguồn lực trực tiếp hoạt động trong lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính. Đồng thời, Công ty mẹ thực hiện tốt vai trò là đầu tàu định hướng, mở đường, hỗ trợ, giám sát các công ty con hoạt động hiệu quả hơn và là trung tâm kết nối, mở rộng phát triển chuỗi giá trị sản phẩm dầu khí theo chiến lược chung.

Năm 2013, tỷ suất lợi nhuận trước thuế/vốn chủ sở hữu bình quân (ROE) của toàn Tập đoàn đạt 17,1% (nếu tính cả phần lãi từ hoạt động của Vietsovpetro đạt 20,1%). Hệ số bảo toàn vốn tính đến ngày 31/12/2013 đạt 1,12 lần - đảm bảo an toàn và phát triển vốn. Hệ số nợ/tổng tài sản tại thời điểm 31/12/2013 là 0,4 lần, đảm bảo an toàn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển của Tập đoàn.

PV: Với áp lực không ngừng đổi mới trong bối cảnh cạnh tranh ngày càng gay gắt, Petrovietnam sẽ thực hiện chiến lược phát triển trong thời gian tới như thế nào, thưa Chủ tịch HĐQT?

TSKH. Phùng Đình Thực: Thực tiễn nửa thế kỷ xây dựng phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam cho thấy tầm nhìn, chiến lược đúng là nhân tố then chốt để phát triển bền vững. Đổi mới lớn nhất ở Petrovietnam là chuyển đổi mô hình hoạt động từ Tổng công ty Nhà nước sang mô hình Tập đoàn và cổ phần hóa các doanh nghiệp thành viên. Sau 5 năm hoạt động theo mô hình mới, quy mô và sức cạnh tranh của Tập đoàn được nâng lên rõ rệt, chủ động hội nhập kinh tế quốc tế, đầu tư chiều sâu, áp dụng nhiều công nghệ mới. Doanh thu, lợi nhuận, nộp



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải cùng các đại biểu tham dự Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10. Ảnh: TTXVN

ngân sách Nhà nước có mức tăng trưởng cao; vốn chủ sở hữu tăng mạnh, được bảo toàn và phát triển, hệ số nợ trong mức an toàn và được kiểm soát.

Định hướng phát triển của Petrovietnam trong thời gian tới dựa trên mục tiêu tổng quát là xây dựng Petrovietnam trở thành tập đoàn kinh tế mạnh của Việt Nam và khu vực, góp phần quan trọng trong quá trình xây dựng, phát triển và bảo vệ đất nước. Để thực hiện được mục tiêu này, Tập đoàn đẩy mạnh đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam, thông qua hợp tác đầu tư với các tập đoàn dầu khí lớn trên thế giới, đồng thời chủ động tự đầu tư dẫn dắt. Đối với các vùng nước sâu xa bờ, thực hiện theo chỉ đạo chặt chẽ của Bộ Chính trị và Chính phủ, một mặt phải giữ vững chủ quyền Quốc gia trên biển, mặt khác tăng cường mở rộng hợp tác để cùng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, phát triển kinh tế, bảo đảm lợi ích các bên liên quan phù hợp với luật pháp quốc tế. Tiếp tục đẩy mạnh đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài theo hướng xác định địa bàn đầu tư chiến lược tại các khu vực có tiềm

năng dầu khí cao với 3 trung tâm là Liên bang Nga và các nước SNG, Nam Mỹ và Đông Nam Á.

Đồng thời, Tập đoàn triển khai thực hiện đồng bộ các giải pháp tổ chức, quản lý, phát triển nguồn nhân lực, khoa học công nghệ, tài chính và vốn, phát triển thị trường, an toàn môi trường và phát triển bền vững, kết hợp tốt công tác an ninh quốc phòng... Xây dựng cơ chế, chính sách đa dạng hóa các hình thức hợp tác đầu tư, thu hút tối đa nguồn lực từ thị trường tài chính trong và ngoài nước, tập trung thu xếp vốn cho các công trình, dự án trọng điểm và các hoạt động cốt lõi trong chuỗi giá trị

dầu khí. Tiếp tục đào tạo nâng cao trình độ đội ngũ cán bộ, công nhân viên dầu khí, trong đó tập trung xây dựng đội ngũ chuyên gia dầu khí đầu ngành trong các lĩnh vực hoạt động chính, đáp ứng yêu cầu phát triển của Ngành ở trong và ngoài nước; đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học và ứng dụng chuyển giao công nghệ, nâng cao năng lực cạnh tranh của các đơn vị trong Ngành, bảo vệ tài nguyên, môi trường cho sự phát triển bền vững.

Bên cạnh thuận lợi, Petrovietnam đang đối diện với không ít khó khăn. Tình hình kinh tế thế giới và trong nước năm nay được dự báo sẽ phục hồi tích cực hơn song còn nhiều yếu tố rủi ro và chưa vững chắc. Công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn và sự cạnh tranh gay gắt. Một số dự án đang gặp khó khăn đòi hỏi phải có giải pháp tháo gỡ... Nhiệm vụ đó đòi hỏi sự quyết tâm lớn, tư duy và hành động sáng tạo! Tôi vững tin rằng tập thể người lao động Dầu khí sẽ đoàn kết, nỗ lực vượt qua thách thức, đưa Petrovietnam phát triển mạnh mẽ và vững chắc trong giai đoạn tới.

PV: Xin trân trọng cảm ơn Chủ tịch HĐTV!

Việt Hà (thực hiện)



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC



PHÁT HUY TINH THẦN ĐOÀN KẾT, BẢN LĨNH, TRÍ TUỆ, SÁNG TẠO

PETROVIETNAM THI ĐUA VỀ ĐÍCH TRƯỚC

Năm 2014 là năm thứ 4 Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam thực hiện Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 và là năm thứ 9 thực hiện “Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025”. Việc thực hiện thành công kế hoạch năm 2014 có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong việc thực hiện thắng lợi Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 và triển khai thực hiện Chiến lược phát triển trong giai đoạn tiếp theo. Phát động phong trào thi đua năm 2014, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kêu gọi toàn thể cán bộ lãnh đạo, công nhân viên và người lao động phát huy tinh thần đoàn kết, bản lĩnh, trí tuệ, sáng tạo, chung sức chung lòng, vượt qua khó khăn thách thức, để hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2014, tạo đà vững chắc cho những năm tiếp theo, tiếp tục xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam thành hình mẫu doanh nghiệp Nhà nước, xứng đáng với niềm tin, kỳ vọng của Đảng, Nhà nước và nhân dân.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra tiến độ triển khai dự án dầu khí trọng điểm. Ảnh: CTV

Một là, tập trung tối đa mọi nguồn lực thi đua hoàn thành vượt mức và về đích trước tất cả các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2014;

Hai là, kiểm soát chặt chẽ tiến độ, chất lượng, chi phí đối với tất cả các dự án, thúc đẩy các dự án hoàn

thành đúng tiến độ, bảo đảm an toàn, chất lượng, hiệu quả;

Ba là, vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả các nhà máy, các công trình dầu khí hiện có;

Bốn là, triển khai thực hiện nghiêm túc và hiệu quả Quyết định số 46/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính

phủ về tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015;

Năm là, tiếp tục chăm lo, cải thiện đời sống vật chất, điều kiện làm việc và thu nhập của người lao động;

Sáu là, tiếp tục phong trào thi đua lao động sáng tạo, hợp lý hóa sản xuất, cải cách hành chính, thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng, lãng phí. Trong năm 2014, toàn Ngành phấn đấu đạt mức tiết giảm chi phí trên 2 nghìn tỷ đồng;

Bảy là, tiếp tục thực hiện phong trào học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh; xây dựng các tổ chức Đảng, các tổ chức chính trị - xã hội vững mạnh toàn diện; tổ chức thực hiện nghiêm túc, đầy đủ và có hiệu quả Nghị quyết Trung ương 4 (Khóa XI) về “Một số vấn đề cấp bách về công tác xây dựng Đảng hiện nay”.

Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

NÂNG CAO HIỆU QUẢ CÔNG TÁC TƯ VẤN, PHẢN BIỆN

Tại Kỳ họp lần thứ VI, Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã thảo luận nhiều vấn đề quan trọng, đánh giá hoạt động của Hội đồng trong nhiệm kỳ 2011 - 2013 và đề ra phương hướng hoạt động trong nhiệm kỳ mới. Theo TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Hội đồng Khoa học Công nghệ cần tiếp tục bám sát hoạt động sản xuất kinh doanh chính, giải quyết hiệu quả các vấn đề “nóng” do thực tiễn đặt ra, góp phần đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững.

Đẩy mạnh công tác thăm dò, khai thác dầu khí

Tại Kỳ họp lần thứ VI, Hội đồng Khoa học Công nghệ đã dành nhiều thời gian đánh giá kết quả công tác thăm dò, khai thác dầu khí năm 2013. Trong năm qua, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được triển khai tích cực ở trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt. Gia tăng trữ lượng dầu khí đạt hơn 35,6 triệu tấn dầu khí quy đổi, có 5 phát hiện dầu khí mới ở trong nước và 1 phát hiện dầu khí mới ở nước ngoài, đưa 9 mỏ/công trình mới vào khai thác. Tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 26,46 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 16,71 triệu tấn dầu và 9,75 tỷ m³ khí). Tập đoàn tiếp tục phối hợp chặt chẽ với Bộ Quốc phòng, Bộ Ngoại giao và các Bộ/Ngành liên quan trong việc triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên biển Đông.

Nhận diện các thách thức của năm 2014 và các năm tiếp theo, Hội đồng Khoa học Công nghệ cho rằng công tác thăm dò, khai thác dầu khí đang đối diện với không ít thách thức khi tiềm năng dầu khí ngày càng khan hiếm; điều kiện triển khai các dự án dầu khí ngày càng khó khăn, nhất là tại các mỏ nhỏ, cận biên, khu vực nước sâu, xa bờ... Trong khi đó, sản lượng khai thác dầu khí tại các mỏ lớn sụt giảm nhanh, các mỏ mới phát triển chưa cho hiệu quả cao, các dự án đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở nước ngoài chưa thuận lợi. Đặc biệt, mỏ Bạch Hổ trong tình trạng suy kiệt nên tình trạng ngập nước ở một số giếng tầng móng tiếp tục có xu hướng gia tăng; hệ thống các công trình ngoài biển đã đưa vào sử dụng



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp VI Hội đồng Khoa học Công nghệ. Ảnh: Như Trang

nhiều năm đang tiềm ẩn nhiều rủi ro cho hoạt động khai thác dầu khí.

Năm 2014, Petrovietnam sẽ nỗ lực phấn đấu để hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch được giao, trong đó gia tăng trữ lượng 35 - 40 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác dầu khí 25,71 triệu tấn dầu quy đổi (gồm 16,21 triệu tấn dầu thô và 9,5 tỷ m³ khí), đưa 10 mỏ/công trình mới vào khai thác. Để hoàn thành kế hoạch năm 2014 cũng như của cả giai đoạn 2011 - 2015, Petrovietnam tích cực đẩy mạnh công tác thăm dò, dầu khí ở trong và ngoài nước, trong đó có cả khu vực nước sâu, xa bờ, khu vực có điều kiện thi công đặc biệt phức tạp.

Về giải pháp để thực hiện công tác tìm kiếm, thăm dò năm 2014, Ban Tìm kiếm Thăm dò cho rằng, cần kiểm soát chặt chẽ tiến độ triển khai thực hiện công tác tìm kiếm, thăm dò, đặc biệt là công tác khảo sát địa chấn và khoan thăm dò, thăm lượng; có quỹ giếng khoan dự phòng và đảm bảo hoàn thành kế hoạch thăm dò thăm lượng. Đồng thời, rà soát các cấu tạo/bẫy địa tầng bể Cửu Long

để có định hướng tìm kiếm thăm dò, nghiên cứu khả năng sinh, đặc điểm kiến tạo để đánh giá mức độ phá hủy bẫy ở phía Bắc bể Sông Hồng; nghiên cứu quy luật phân bố CO₂ ở phía Nam bể Sông Hồng; đánh giá tầng chứa chặt sét, bẫy địa tầng. Tập đoàn sẽ đẩy mạnh công tác nghiên cứu có trọng tâm, tăng cường hợp tác nghiên cứu quốc tế, ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò, xác định đối tượng, vị trí tối ưu các giếng khoan thăm dò thăm lượng, nghiên cứu đối tượng mới, đối tượng phi truyền thống. Bên cạnh đó, Petrovietnam đa dạng hóa phương thức tiếp cận cơ hội/tài sản dầu khí; đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò

kết hợp mua trữ lượng/mở mới để gia tăng trữ lượng và đảm bảo mục tiêu sản lượng theo Chiến lược đã đặt ra...

Trao đổi về các giải pháp đảm bảo sản lượng khai thác trong năm 2014, theo Ban Khai thác Dầu khí cần giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, thường xuyên cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác/bơm ép, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ. Đồng thời, Tập đoàn sẽ phối hợp với các đơn vị theo dõi chặt chẽ tiến độ, có phương án dự phòng cho các dự án phát triển mỏ; xem xét tối ưu hóa công tác vận hành, lịch khoan, lịch bảo dưỡng sửa chữa các thiết bị... để rút ngắn thời gian ngừng hoạt động; tiếp tục

triển khai các giải pháp công nghệ nhằm gia tăng sản lượng như kích thích dòng, cải thiện vùng cận đáy giếng...

Nâng cao hiệu quả đầu tư các dự án chế biến dầu khí

Tại Kỳ họp, Ban Chế biến Dầu khí đã cập nhật tình hình triển khai các dự án lọc hóa dầu và hoạt động của các nhà máy chế biến dầu khí trong năm 2013. Trên cơ sở đó, Ban Chế biến Dầu khí đề xuất một số giải pháp để nâng cao hiệu quả đầu tư các dự án chế biến dầu khí.

Về thời điểm ra quyết định đầu tư, theo quy định hiện hành, người có thẩm quyền sẽ ra quyết định đầu tư sau khi Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) được phê duyệt. Tuy nhiên, trên thực tế từ khi Báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt đến khi hoàn thành Thiết kế tổng thể/Thiết kế cơ sở (FEED) và tiến hành lựa chọn nhà thầu EPC mất nhiều thời gian, các yếu tố như giá nguyên liệu đầu vào, giá vật tư, thiết bị máy móc... có nhiều biến động, tăng cao làm giảm hiệu quả đầu tư của dự án. Do đó, để giảm thiểu rủi ro, đảm bảo dự án đầu tư có hiệu quả, sau khi hoàn thành Thiết kế tổng thể/Thiết kế cơ sở (FEED) sẽ xem xét, đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng đối với dự án, như thông lệ quốc tế.



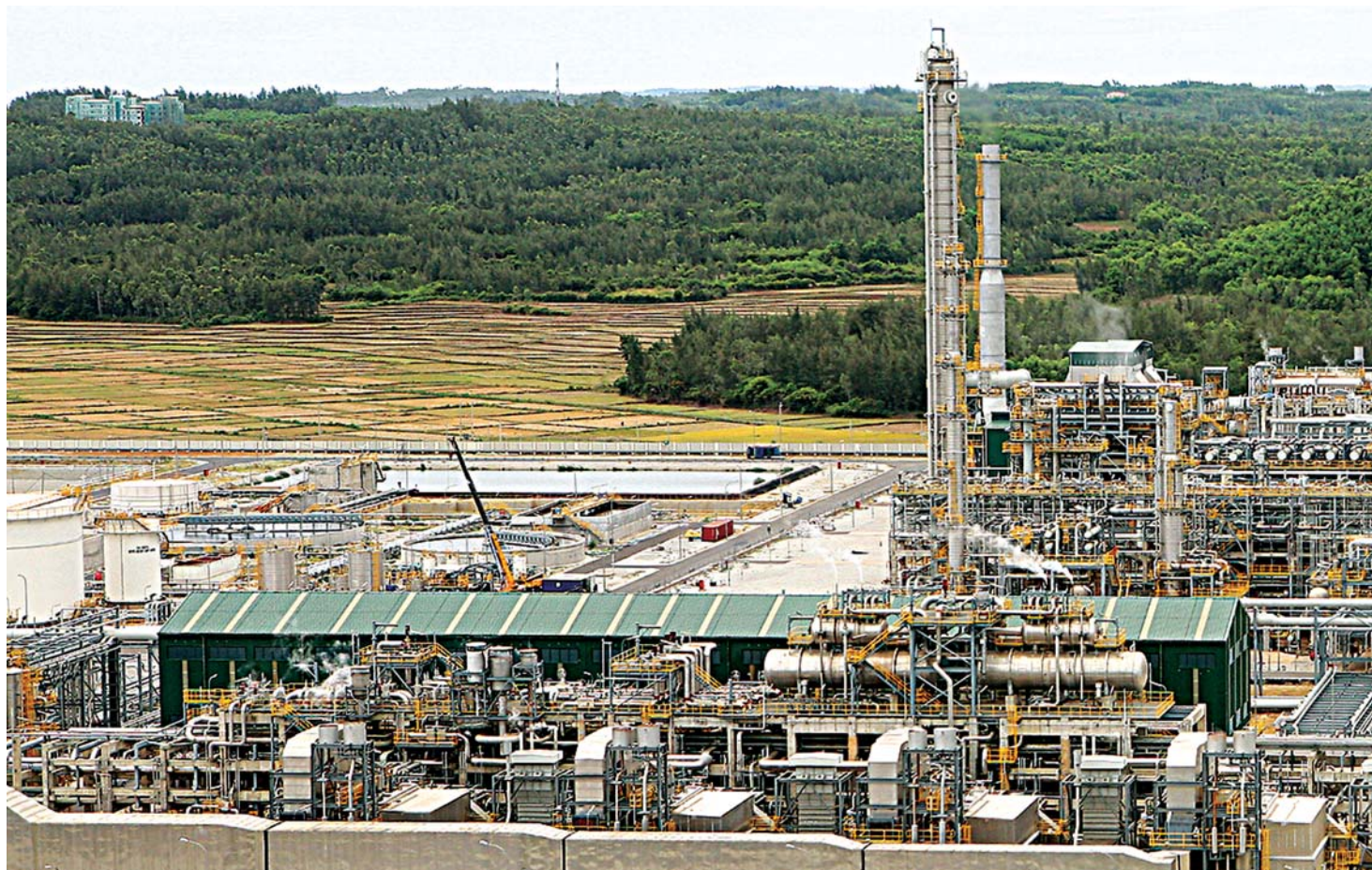
Năm 2013 là năm thứ hai liên tiếp PV Drilling đoạt giải "Nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất khu vực châu Á" do Tạp chí World Finance trao tặng. Ảnh: CTV

Giai đoạn đầu triển khai dự án rất quan trọng, nếu tính toán sai sẽ dẫn đến quyết định đầu tư sai. Các quyết định thay đổi của chủ đầu tư (nếu có) sẽ gây ảnh hưởng lớn đến chi phí và hiệu quả đầu tư của dự án. Do đó, mỗi dự án phải có thông số đầu vào chính xác (số liệu khảo sát; bộ giá), công tác nghiên cứu, dự báo phải được thực hiện một cách chuyên nghiệp. Quy mô, công suất ở mức phù hợp thị trường và khả năng vốn. Công nghệ sử dụng ở mức phù hợp với chất lượng sản phẩm, nguyên liệu có tính đến xu thế phát triển công nghệ. Tiêu chuẩn thiết kế phù hợp theo nguyên liệu đầu vào và yêu cầu chất lượng sản phẩm đầu ra, đồng thời phải hài hòa, thống nhất trong toàn bộ hệ thống công nghệ. Địa điểm xây dựng và khảo sát mặt bằng phải thuận lợi cho cung cấp nguyên liệu và tiêu thụ sản phẩm. Đa dạng hóa đồng tiến trong đầu tư cũng góp phần giảm chi phí dự án...

Cũng theo Ban Chế biến Dầu khí, cần tối ưu hóa vận hành, nâng cao hiệu suất thiết bị nhằm giảm định mức tiêu hao nguyên liệu, nhiên liệu, năng lượng, hóa phẩm, xúc tác... để nâng cao năng suất của các nhà máy chế biến dầu khí, giảm chi phí, giảm giá thành sản phẩm. Đồng thời, kiểm soát và giảm mức hao hụt trong bảo quản lưu kho, giao nhận, vận chuyển nguyên liệu, sản phẩm; tối ưu

hóa công tác bảo dưỡng sửa chữa, đảm bảo thiết bị vận hành an toàn, ổn định với hiệu suất cao, tăng thời gian vận hành. Để thực hiện hiệu quả công tác bảo dưỡng sửa chữa (đảm bảo an toàn, đúng tiến độ với chi phí hợp lý), cần lập kế hoạch tổng thể, kế hoạch huy động nhân sự hỗ trợ từ nhà bản quyền, nhà cung cấp thiết bị (nếu có); xây dựng các quy trình phối hợp, an toàn môi trường, quy trình bảo dưỡng sửa chữa chi tiết cho từng thiết bị/cụm thiết bị. Tổ chức kiểm tra, thống kê vật tư, thiết bị cần thay thế, sửa chữa; số lượng, chủng loại vật tư, thiết bị cần thiết phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa; đặt hàng mua sắm, kiểm soát chặt chẽ tiến độ giao hàng để không ảnh hưởng đến tiến độ công tác bảo dưỡng sửa chữa. Bên cạnh đó, định kỳ kiểm soát chặt chẽ vật tư dự phòng trong kho ở mức hợp lý, đảm bảo an toàn vận hành nhưng cũng không quá dư thừa, gây lãng phí.

Cũng tại Kỳ họp VI, Hội đồng Khoa học Công nghệ đã thảo luận các nội dung: Kết quả nghiên cứu khoa học và chuyển giao công nghệ năm 2013; Một số đề xuất về tiêu chí bổ nhiệm/miễn nhiệm, tiêu chí đánh giá và chế độ đãi ngộ đối với người đại diện phần vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Cập nhật công tác xử lý nước thải các nhà máy nhiên liệu sinh học; Kết quả nghiên cứu xử lý



màu, COD nước thải Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất; Quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi trong ngành dầu khí.

Giải quyết các vấn đề do thực tiễn đặt ra

Tổng kết nhiệm kỳ 2011 - 2013, Hội đồng Khoa học Công nghệ Dầu khí với 5 Tiểu ban (Thăm dò Khai thác Dầu khí, Hóa - Chế biến Dầu khí, Kinh tế - Quản lý Dầu khí, An toàn Sức khỏe Môi trường Dầu khí, Công nghệ - Công trình) đã bám sát hoạt động sản xuất kinh doanh chính, giải quyết các vấn đề do thực tiễn đặt ra.

Theo TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ: Trong nhiệm kỳ 2014 - 2016, Hội đồng sẽ tập hợp, phát huy trí tuệ của đội ngũ chuyên gia; tiếp tục cải tiến phương thức làm việc, nâng cao chất lượng tư vấn, phản biện; chủ động nêu và giải quyết các vấn đề do thực tiễn đặt ra. Đặc biệt, Hội đồng Khoa học Công nghệ sẽ tập trung góp ý xây dựng và hoàn thiện Chiến lược phát triển của Tập đoàn đến năm 2025, Kế hoạch phát triển đến năm 2020; phản biện cho các dự án đầu tư quy mô lớn của Tập đoàn; phối hợp tổng kết việc thực hiện

Chương trình Khoa học Công nghệ 2011 - 2015, xây dựng Chương trình Khoa học Công nghệ 2016 - 2020 của Petrovietnam.

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự đóng góp, tư vấn của Hội đồng Khoa học Công nghệ trong thời gian qua. Đánh giá kết quả đạt được trên các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính trong giai đoạn 2011 - 2013, Tổng giám đốc nhấn mạnh toàn Tập đoàn phải cố gắng, nỗ lực rất lớn để hoàn thành các mục tiêu rất thách thức đề ra trong Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015. Tổng giám đốc đề nghị Hội đồng Khoa học Công nghệ tiếp tục nâng cao hiệu quả hoạt động, bám sát hoạt động sản xuất kinh doanh, tập trung nghiên cứu, thảo luận các vấn đề “nóng”, đặc biệt là các bước chuyển tạo cơ sở cho sự phát triển bền vững của Petrovietnam trong thời gian tới. Trước mắt, Hội đồng Khoa học Công nghệ tiếp tục bàn thảo, đóng góp trí tuệ xây dựng Kế hoạch và Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, trong đó “phải có ý tưởng rõ ràng năm 2020 Petrovietnam sẽ ở chỗ nào, có vị thế nào và có vai trò gì trong khu vực?” - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh.

Ngọc Linh



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

PETROVIETNAM

Năm 2013, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam hoàn thành toàn diện, về đích trước tất cả các chỉ tiêu kế hoạch được Chính phủ giao, đạt nhiều thành tích. Cùng nhìn lại các dấu ấn quan trọng đối với sự phát triển của Petrovietnam trong năm 2013, để thấy được đội ngũ “những người đi tìm lửa” đã nỗ lực trên chặng đường đầy khó khăn, thách thức để có được những kết quả đáng tự hào. Từ đó, vững tin trong năm Giáp Ngọ, Ngành Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục đạt những kỳ tích mới!

ĐÓNG GÓP NHIỀU NHẤT CHO NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC TỪ TRƯỚC ĐẾN NAY



Lần đầu tiên Petrovietnam nộp ngân sách Nhà nước 195,4 nghìn tỷ đồng. Ảnh: PVN

Năm 2013, doanh thu toàn Tập đoàn đạt 762,86 nghìn tỷ đồng, vượt 18% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước đạt 195,4 nghìn tỷ đồng, vượt 31,5% kế hoạch năm, tăng 4,5% so với năm 2012. Đây là năm Petrovietnam đóng góp nhiều nhất cho ngân sách Nhà nước kể từ khi thành lập đến nay. Đặc biệt trong bối cảnh thu nộp ngân sách Nhà nước gặp nhiều khó khăn, việc Petrovietnam đóng góp cho ngân sách Nhà nước vượt 46,8 nghìn tỷ đồng (tương đương với 2,22 tỷ USD) so với kế hoạch, đã góp phần quan trọng để Chính phủ cân đối ngân sách.

Đồng thời, Petrovietnam về đích trước nhiều chỉ tiêu sản xuất kinh doanh quan trọng, lập nhiều kỷ lục mới. Khai thác dầu về đích trước 14 ngày, vượt kế hoạch 700 nghìn tấn và là năm thứ 5 liên tục Tập đoàn hoàn thành sản lượng khai thác dầu. Khai thác khí đạt mức kỷ lục về sản lượng với 9,75 tỷ m³, về đích trước 19 ngày. Sản xuất xăng dầu lập kỷ lục mới với sản lượng: 6,6 triệu tấn, về đích trước 62 ngày. Sản xuất điện lập kỷ lục mới với sản lượng 16,17 tỷ kWh, về đích trước 53 ngày. Sản xuất đạm đạt 1,6 triệu tấn, về đích trước 17 ngày...

ĐƯA 9 MỎ/CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ MỚI VÀO KHAI THÁC

Năm 2013, Petrovietnam có 5 phát hiện dầu khí mới ở trong nước: Kinh Ngư Vàng - 1X, Đại Nguyệt - 2X, Nam Du - 1X, Tê Giác Trắng - 10X, Kinh Ngư Trắng Nam - 1X. Tập đoàn đã đưa 9 mỏ/công trình mới vào khai thác: Hải Sư Trắng (19/5), Hải Sư Đen (19/6), Thỏ Trắng (30/6), Mộc Tinh 1 (5/8), Sư Tử Vàng Đông Bắc (30/10), BK-17 (7/12), West Desaru (2/8), Dorado (20/11), Pirama (25/12)... Công tác thăm dò, khai thác dầu khí đã được Tập đoàn triển khai tích cực cả ở trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt. Petrovietnam đạt mốc khai thác tấn dầu thô thứ 310 triệu vào ngày 8/8/2013 và 90 tỷ m³ khí vào 24/10/2013. Đặc biệt, việc tiếp nhận thành công nguồn khí mới từ bể Nam Côn Sơn góp phần tăng nguồn cung cho khu vực Đông Nam Bộ gần 2 tỷ m³/năm.



Mỏ Thỏ Trắng được đưa vào khai thác sớm 15 ngày. Ảnh: VSP

Dấu ấn năm 2013

KHỞI CÔNG DỰ ÁN LIÊN HỢP LỘC HÓA DẦU NGHỊ SƠN

Ngày 23/10/2013, Công ty TNHH Lộc hóa dầu Nghi Sơn (Công ty liên doanh giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác KPI/KPE, IKC, MCI) đã khởi công Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn. Sản phẩm của dự án là: khí hóa lỏng LPG, xăng (RON 92, 95), dầu diesel (cao cấp, thường), dầu hỏa/nhiên liệu phân lực, nhựa polypropylene, paraxylene, benzene và lưu huỳnh... Với công suất 10 triệu tấn/năm (gấp 1,5 lần Nhà máy Lộc dầu Dung Quất), Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn sẽ tạo ra bước phát triển mới cho ngành công nghiệp Lộc - hóa dầu Việt Nam. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đánh giá Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn là dự án có ý nghĩa rất quan trọng trong phát triển kinh tế - xã hội và đảm bảo an ninh năng lượng của Việt Nam. Theo tiến độ, dự án này sẽ được đưa vào vận hành thương mại năm 2017 và cùng với Nhà máy Lộc dầu Dung Quất sẽ đảm bảo 2/3 tổng nhu cầu xăng dầu của cả nước.



Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và các đại biểu bấm nút khởi công Dự án Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: Nhật Bắc

TRIỂN KHAI TÍCH CỰC CÔNG TÁC TÁI CƠ CẤU



PV OIL tiếp nhận phần vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại PETEC. Ảnh: CTV

Ngày 5/1/2013, Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Đề án "Tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015" với mục tiêu xây dựng tập đoàn kinh tế mạnh, năng động, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và quốc tế, đạt hiệu quả cao trong sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển bằng việc sử dụng tối ưu mọi nguồn lực sẵn có. Trên cơ sở đó, Tập đoàn đã rà soát, xây dựng Chiến lược phát triển giai đoạn 2012 - 2015, định hướng đến năm 2020; triển khai thực hiện kế hoạch sản xuất, kinh doanh và đầu tư phát triển 5 năm giai đoạn 2011 - 2015; đồng thời, xây dựng lại phương án tổ chức sản xuất, kinh doanh phù hợp với Đề án đã được phê duyệt... Về cơ bản, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành công tác phê duyệt và đang chỉ đạo người đại diện phần vốn của Tập đoàn tại các đơn vị triển khai phương án tái cơ cấu giai đoạn 2012 - 2015 cho các đơn vị.

KHỞI CÔNG CHẾ TẠO GIÀN KHOAN DẦU KHÍ TAM ĐẢO 05

Ngày 10/12/2013, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) đã khởi công chế tạo giàn khoan dầu khí Tam Đảo 05. Giàn khoan Tam Đảo 05 được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Friede and Goldman (Hoa Kỳ) với tổng khối lượng 18.000 tấn, có thể hoạt động ở độ sâu nước biển 120m (400ft) và khả năng khoan tới mỏ dầu khí với độ sâu 9km. Dự án có giá trị trên 200 triệu USD và dự kiến sẽ được hoàn thành sau 32 tháng thi công. Đây là giàn khoan tự nâng thứ hai do PV Shipyard chế tạo. Việc đóng mới và đưa vào hoạt động giàn khoan Tam Đảo 05 có ý nghĩa cực kỳ quan trọng trong chiến lược sản xuất kinh doanh của Vietsovpetro, giúp tiết giảm ngoại tệ, tăng cường năng lực và tạo thế chủ động cho Vietsovpetro trong công tác khoan thăm dò, khoan khai thác, đặc biệt ở các vùng nước sâu hơn, độ nghiêng lớn hơn, khó hơn trong tương lai.



Nghi thức bấm nút khởi công chế tạo giàn khoan dầu khí Tam Đảo 05. Ảnh: VSP

PV OIL XUẤT BÁN THÀNH CÔNG 300 TRIỆU TẤN DẦU THÔ



Tàu vận chuyển lô dầu thứ 300 vận hành bơm dầu tại Phao rót dầu không bến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Tấn dầu thô thứ 300 triệu được Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) xuất bán vào ngày 31/10/2013, sau 26 năm kể từ ngày lô dầu thô đầu tiên được xuất bán vào tháng 4/1987. Đây là dấu mốc quan trọng, đánh dấu bước trưởng thành của ngành thương mại dầu thô Việt Nam. Doanh thu xuất bán cộng dồn đạt xấp xỉ 120 tỷ USD và cùng với diễn biến giá dầu thô, doanh thu xuất bán tăng nhanh trong những năm gần đây, trên dưới 10 tỷ USD mỗi năm,

tương đương khoảng 10% tổng giá trị GDP và nhiều năm liền hoạt động xuất bán dầu thô chiếm trên 20% tổng thu ngân sách Quốc gia. Trong thời gian tới, PV OIL sẽ tiếp tục đảm trách nhiệm vụ xuất khẩu dầu thô Việt Nam ra thị trường khu vực và thế giới, đồng thời tập trung hoàn thiện và hiện thực hóa chiến lược cung cấp đa dạng các loại dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, vừa đảm bảo tính ổn định về nguồn cung, vừa đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của Nhà máy.

HỘI NGHỊ VÀ TRIỂN LÃM ASCOPE LẦN THỨ 10



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải cùng các đại biểu tham dự Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10. Ảnh: PVN

Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10 với chủ đề “Đổi mới và Phát triển - Hướng tới tương lai” do Petrovietnam lần đầu tiên đăng cai, chủ trì đã chính thức diễn ra từ ngày 28 - 30/11/2013 tại Tp. Hồ Chí Minh. Các hội thảo, hội nghị trong khuôn khổ ASCOPE 2013 tập trung thảo luận về các vấn đề nóng bỏng của ngành công nghiệp dầu khí trong giai đoạn hiện nay với mục tiêu thúc đẩy sự phát triển của ngành công nghiệp dầu khí khu vực

ASEAN. Với sự tham gia của hơn 120 công ty hoạt động trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng đến từ 13 quốc gia trên thế giới, Triển lãm ASCOPE lần thứ 10 đã giới thiệu các thành tựu công nghệ, trang thiết bị và kỹ thuật hiện đại nhất trong lĩnh vực dầu khí; là cơ hội tốt để các đối tác chia sẻ kinh nghiệm hoạt động cũng như tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới.

HỘI NGHỊ KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ “TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM - HỘI NHẬP VÀ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG”

Ngày 22 - 23/5/2013, Viện Dầu khí Việt Nam kỷ niệm 35 năm Ngày thành lập và tổ chức Hội nghị Khoa học - Công nghệ với chủ đề “Trí tuệ Dầu khí Việt Nam - Hội nhập và Phát triển bền vững”. Hội nghị đã tập trung thảo luận các vấn đề khoa học đang đặt ra đối với sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam: Đổi mới tư duy trong tìm kiếm, thăm dò dầu khí; Nâng cao hiệu quả công tác khai thác, quản lý mỏ; Nâng cao hiệu quả các công trình/dự án chế biến dầu khí; Bảo vệ môi trường, đảm bảo an toàn dầu khí và đổi mới hệ thống quản trị vì sự phát triển bền vững... Trong 35 năm phát triển, Viện Dầu khí Việt Nam đã ghi dấu ấn đậm nét khi cung cấp các kết quả nghiên cứu, tư vấn có giá trị cho toàn bộ chuỗi hoạt động dầu khí. Hiện Viện Dầu khí Việt Nam đang tiếp tục tái cơ cấu, hoàn thành việc xây dựng Đề án Học viện Dầu khí Việt Nam chuyên sâu, hoàn chỉnh, đồng bộ, kết hợp nghiên cứu - ứng dụng - đào tạo.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị Khoa học - Công nghệ “Trí tuệ Dầu khí Việt Nam - Hội nhập và phát triển bền vững”. Ảnh: VPI

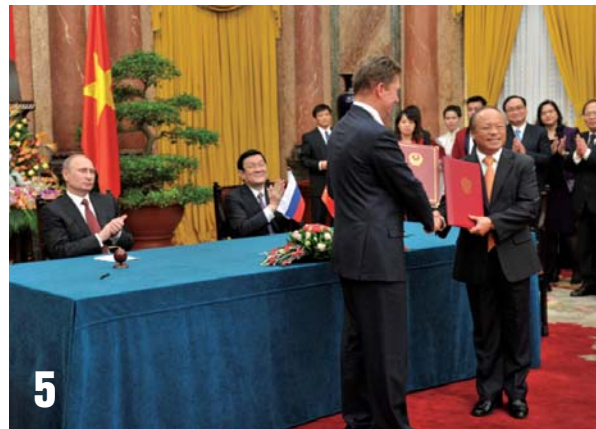
PETROVIETNAM VƯƠN RA BIỂN LỚN

Trong thời gian qua, Ngành Dầu khí Việt Nam đã tăng cường hợp tác quốc tế, mở rộng đầu tư, phát triển lĩnh vực cốt lõi ở nước ngoài. Đặc biệt, Petrovietnam đã xác định địa bàn đầu tư chiến lược tại các khu vực có tiềm năng dầu khí cao, tập trung vào các dự án trọng điểm, sớm đưa các mỏ đã phát hiện vào phát triển khai thác. Việc mở rộng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài đòi hỏi nguồn vốn rất lớn và gặp phải sự cạnh tranh rất khốc liệt từ các công ty dầu khí lớn trên thế giới. Song với quyết tâm vượt khó, Petrovietnam vẫn nỗ lực “vươn ra biển lớn”, đưa sản lượng khai thác dầu tại nước ngoài năm 2013 đạt 1,45 triệu tấn.

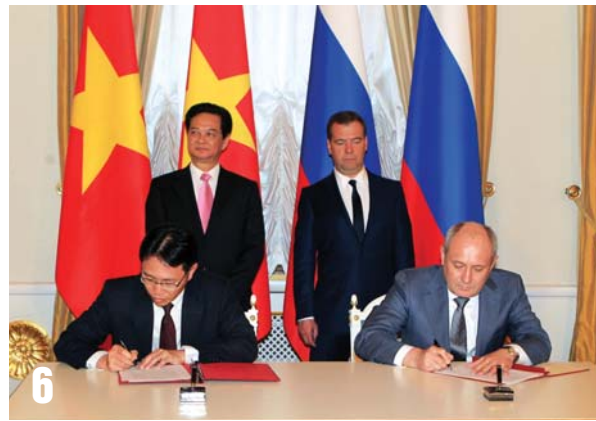




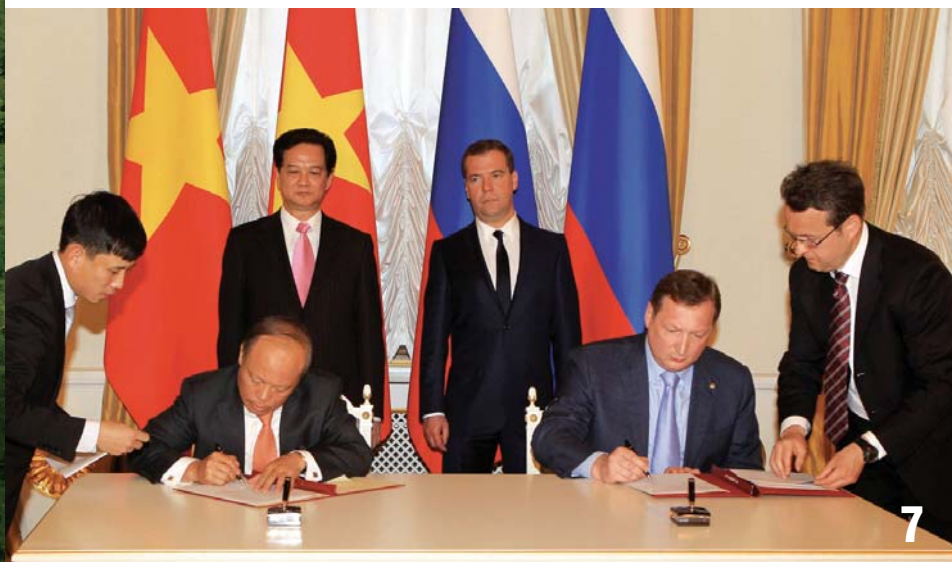
4



5



6



7



8



9



10

1. Toàn cảnh khu mỏ Dorado (Peru)
2. Tổng thống Peru và các đại biểu thực hiện nghi lễ vận van để đưa thùng dầu đầu tiên của mỏ Dorado lên tàu chở dầu
3. Lãnh đạo PVEP và Perenco mở van đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Dorado
4. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng chứng kiến Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Rosneft
5. Lãnh đạo cấp cao hai nước Việt Nam - Liên bang Nga chứng kiến Lễ ký kết giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Gazprom
6. Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Dimitri Medvedev

- chứng kiến Lễ ký bản ghi nhớ về việc thành lập công ty liên doanh dịch vụ khoan giữa Petrovietnam và Zarubezhneft
7. Thủ tướng Việt Nam và Liên bang Nga chứng kiến Lễ ký bản ghi nhớ về việc sản xuất và sử dụng khí làm nhiên liệu động cơ giữa Petrovietnam và Gazprom
8. Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Murphy Oil Corporation
9. Mỏ West Desaru (Lô PM304 - Malaysia) cho dòng dầu đầu tiên vào ngày 2/8/2013
10. Lãnh đạo PVEP trên giàn khoan Trident 16 - Lô M2 (Myanmar)

ĐẶC TRƯNG ĐỊA CHẤT CỦA THÀNH TẠO CARBONATE TUỔI MIOCEN, PHẦN NAM BỂ TRẦM TÍCH SÔNG HỒNG VÀ MỐI LIÊN QUAN TỚI HỆ THỐNG DẦU KHÍ

TS. Vũ Ngọc Diệp¹, KS. Hoàng Dũng¹, KS. Trần Thanh Hải¹, PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín²
ThS. Hoàng Anh Tuấn³, TS. Trần Đăng Hùng⁴, ThS. Nguyễn Đức Hùng⁴, ThS. Ngô Sỹ Thọ⁵

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Hội Dầu khí Việt Nam

³Viện Dầu khí Việt Nam

⁴Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí Nước ngoài

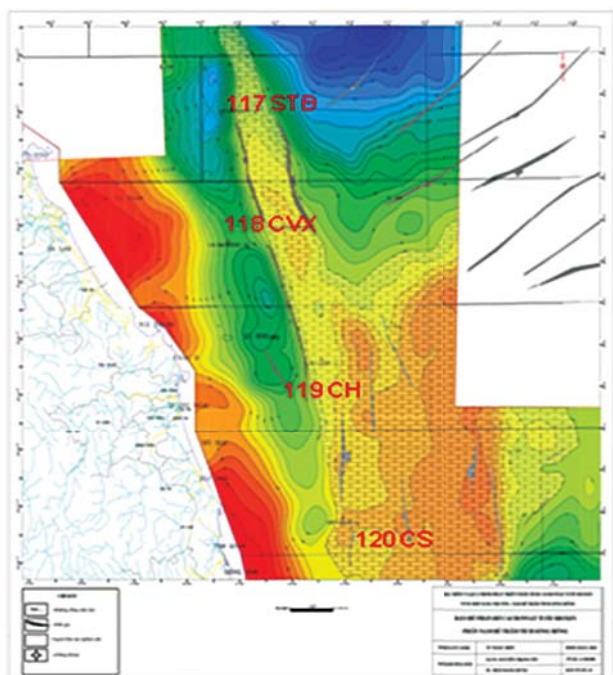
⁵Văn phòng Chính phủ

Tóm tắt

Bể trầm tích Sông Hồng là một trong những bể Kainozoi chứa khí có tiềm năng nhất trên thềm lục địa Việt Nam, với các mỏ khí mới được phát hiện như: Thái Bình, Hồng Long, Báo Vàng, Báo Đen... Hầu hết các vỉa khí có giá trị công nghiệp nằm trong đá chứa trầm tích lục nguyên tuổi Miocen hoặc Pliocen có liên quan tới các thân sét diapira. Tuy nhiên, có một số phát hiện khí mới ở khu vực phía Nam của bể (như 115A, Sư Tử Biển, Cá Heo...) lại nằm trong đá chứa carbonate tuổi Miocen giữa. Trong bài báo này, nhóm tác giả nghiên cứu sự hình thành và phát triển của trầm tích carbonate, khái quát các đặc điểm trầm tích và xem xét mối liên quan của chúng với hệ thống dầu khí trên cơ sở tổng hợp các tài liệu địa chất, địa vật lý về khu vực nghiên cứu. Đồng thời, nhóm tác giả phân tích tương địa chấn, hình thái cấu trúc, thành phần thạch học của toàn bộ chu kỳ thành tạo carbonate thềm (carbonate platform) thuộc hệ tầng Sông Hương, Tri Tôn, tuổi Miocen liên quan tới khả năng sinh, chứa, chắn dầu khí tại bể trầm tích Sông Hồng.

Từ khóa: Bể Sông Hồng, đới nâng Tri Tôn, hệ tầng Sông Hương, Tri Tôn

1. Giới thiệu

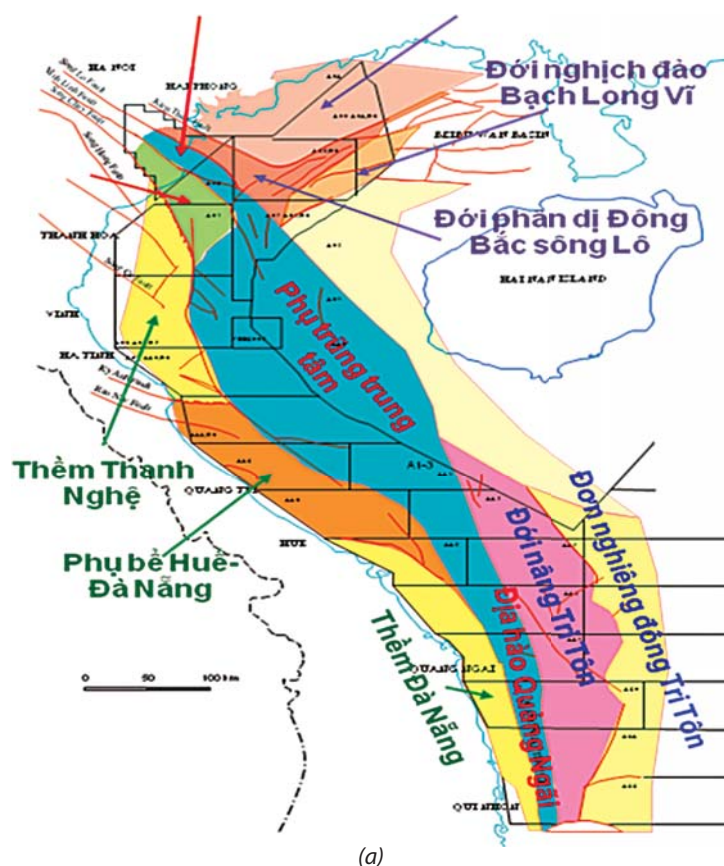


Hình 1. Sơ đồ vị trí, cấu trúc vùng nghiên cứu tại phần Nam bể trầm tích Sông Hồng [12]

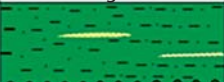
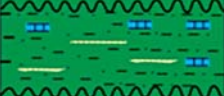
Trong suốt thời kỳ Miocen và Pliocen - Đệ tứ, một số bể trầm tích Kainozoi tại khu vực Đông Nam Á xuất hiện phổ biến các loại trầm tích carbonate biển nông có nguồn gốc sinh - hóa. Sự phát triển của chúng bị chi phối, ảnh hưởng mạnh bởi hình thái cấu trúc riêng biệt, liên quan tới quá trình phát triển kiến tạo và biến đổi môi trường ở mức độ phức tạp khác nhau. Sự lắng đọng trầm tích, quá trình biến đổi thứ sinh của đá chịu chi phối bởi điều kiện cổ khí hậu và chế độ kiến tạo khu vực, có ảnh hưởng quyết định đến chất lượng đá chứa carbonate. Khu vực Đông Nam Á, nằm trong vùng nhiệt đới ẩm, với xu hướng khí hậu ẩm lên là điều kiện thuận lợi phát triển mạnh mẽ san hô hay các sinh vật tạo vôi khác đã hình thành các đới trầm tích carbonate trong thời kỳ Miocen đến nay. Đặc biệt, carbonate thềm phát triển rộng tại khu vực phía Nam bể Sông Hồng, phía Tây bể Phú Khánh và phía Đông bể Nam Côn Sơn hay trong các cụm bể khác trên thềm lục địa Việt Nam. Thành tạo carbonate tuổi Miocen được hình thành và phát triển trong các chế độ kiến tạo, điều kiện cổ địa lý khác nhau và trở thành đối tượng chứa dầu khí quan trọng ở nhiều khu vực trên thế giới [1].

Kết quả nghiên cứu khu vực của BP, BHP trong giai đoạn 1990 - 1995 (từ 5 giếng khoan thăm dò trên đới nâng

Tri Tôn) đã xác định lát cắt carbonate (platform) với bề dày biểu kiến trung bình gần 700m, tuổi Miocen sớm - giữa (Hình 1 và 2). Theo tài liệu địa chấn, thành tạo carbonate phân bố chủ yếu trên đới nâng Tri Tôn được chia thành 2 phần tách biệt: phần trên là



(a)

Tuổi		Hệ tầng	Chiều dày (m)	Cột địa tầng			Biểu hiện dấu/khi	Kiến tạo
				Huế	Quảng Ngãi	Tri Tôn		
Pliocen - Đệ tứ		Biển Đông	400 - 1.000					Cát kết, bột kết, sét kết gần kết dính. Trầm tích trong môi trường biển
Miocen	Muộn	Quảng Ngãi	500 - 800					Cát kết, bột kết, sét kết có xen kẽ các lớp đá vôi mỏng. Trầm tích trong môi trường đồng bằng ven biển, biển nông
	Giữa	Tri Tôn	1.000 - 300				●	Cát kết, bột kết, sét kết xen kẽ nhau, đới chỗ gặp các lớp đá vôi mỏng. Trầm tích trong môi trường biển nông
	Sớm	Sông Hương	1.000 - 100					Cát kết hạt trung, đá vôi, bột kết, sét kết xen kẽ nhau. Lắng đọng trong môi trường đồng bằng ven biển biển nông
Oligocen		Bạch Trĩ	300 - 100				●	Đá sét bột kết có chứa than. Lắng đọng trong môi trường đồng bằng ven biển, đầm hồ
Trước Kainozoi		Đá móng					●	Đá Riodite, granite, quacizite bột kết. Acghi và cát kết hạt mịn màu đen, màu nâu đỏ, sét merisit, phiến chlorite, đá vôi nứt nẻ. Đá macno có nhiều mạch thạch anh xuyên cắt

Đá móng

(b)

Hình 2. Sơ đồ phân vùng cấu trúc (a) và cột địa tầng tổng hợp phía Nam bể trầm tích Sông Hồng (b) [5]

đá vôi thuộc hệ tầng Tri Tôn tuổi Miocen giữa, có nhiều di tích sinh vật; phần dưới là đá dolomite thuộc hệ tầng Sông Hương tuổi Miocen sớm, ít nhiều bị ảnh hưởng của các quá trình biến đổi hóa học (điển hình như dolomite hóa [4]). Chúng bị phủ bất chỉnh hợp lên bởi trầm tích lục nguyên cát bột, sét kết xen kẽ có tuổi Miocen muộn tới Đệ tứ.

Sự nâng lên của mực nước biển tương đối vào thời kỳ Miocen giữa - muộn đã tạo ra đặc điểm phát triển giật lùi (backstepping) phổ biến không chỉ ở Nam bể trầm tích Sông Hồng mà còn ở khu vực khác của Đông Nam Á, như Tây Natuna [2, 3]. So sánh các bản đồ đẳng dày thời kỳ Miocen sớm và giữa, nhận biết được sự thu hẹp về diện tích của nền carbonate này (~ 7.500km²) trong khoảng thời gian từ 24 - 16 triệu năm trước, tương ứng với thời kỳ thành tạo phần dưới trầm tích Miocen giữa trong khoảng 16 - 13 triệu năm trước (~ 6.000km²) và cuối cùng còn lại khoảng 1.000km² vào thời kỳ 12 - 10 triệu năm trước. Quá trình sụt lún khu vực xảy ra trong khoảng 10 - 6 triệu năm trước, đan xen với sự nâng lên cục bộ mạnh trong giai đoạn Miocen giữa - muộn, đã chấm dứt sự thoái hóa (drowning) của thành hệ carbonate Tri Tôn. Cuối cùng, chúng bị chôn vùi bởi các thành hệ trầm tích Quảng Ngãi, Biển Đông trẻ hơn có thành phần cát kết, bột kết và sét kết xen kẽ nguồn gốc lục địa, tuổi Miocen muộn tới Đệ tứ [8].

2. Đặc điểm địa chất

2.1. Đặc điểm kiến tạo

Đới nâng Tri Tôn là một địa lũy độc lập thành tạo và phát triển kế thừa trong Kainozoi, nằm xen kẽ giữa địa hào và trũng lớn có phương á Tây Bắc - Đông Nam. Lịch sử phát triển của Nam bể Sông Hồng có các đặc thù riêng được xác định qua các tài liệu thực tế và còn nhiều ý kiến khác nhau. Tuy nhiên, theo ý kiến của nhiều nhà nghiên cứu, đới nâng này bị tách ra một phần từ khối móng cổ Bắc Trung Bộ vào thời kỳ Eocen - Oligocen (khoảng 35 - 26 triệu năm trước) [10, 11, 12].

2.2. Thành phần thạch học

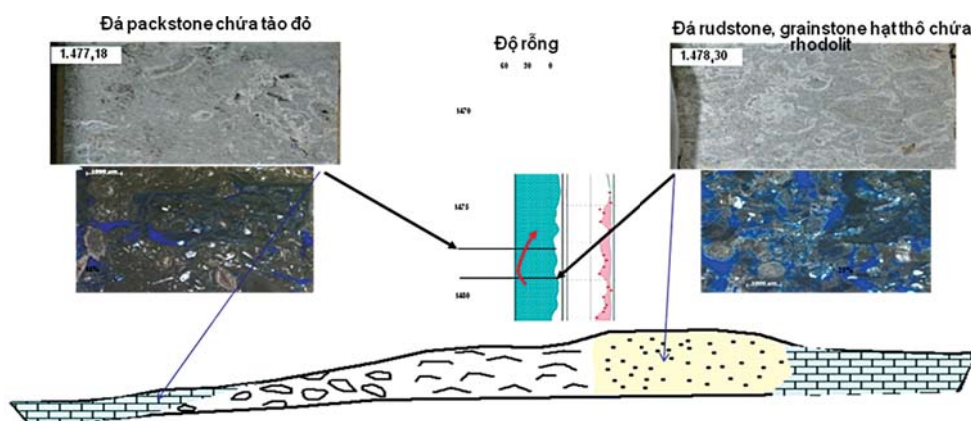
Carbonate phân bố trên đới nâng Tri Tôn là các tập nền carbonate tuổi Miocen sớm - giữa,

thuộc hệ tầng Sông Hương và Tri Tôn tương ứng. Bề dày của cả hai hệ tầng này thay đổi từ 0 - 1.000m, sơ bộ phân chia thành phụ tầng đá vôi ở bên trên và dolomite ở dưới theo tài liệu địa chấn và khoan (Hình 2, 3 và 5). Ranh giới giữa 2 hệ tầng này có thể xác định được theo tài liệu địa chấn 2D hiện tại, nhưng mức độ tin cậy không cao.

Trên cơ sở tổng hợp các kết quả phân tích mẫu cổ sinh, thạch học, well logs có thể nhận thấy, thành phần thạch học của hai hệ tầng trên gồm những sinh vật tạo vôi liên quan tới các đá có đặc điểm sau [11]:

- San hô, trùng lỗ bám đáy (coral, rhodolith - boundstone);
- Tảo đỏ, huệ biển (skeletal, equinoderm, packstone - grainstone);
- Tảo đỏ, chân miệng (bryozoa, mollusk, grainstone - packstone);
- Trùng lỗ trôi nổi, tảo đỏ (ostracode trôi nổi, grainstone - wackestone).

Để tìm hiểu đặc điểm tương trầm tích, xác định tính chu kỳ các thành tạo carbonate và suy đoán khả năng phân bố độ rỗng theo chiều sâu, đã tiến hành sử dụng tài liệu mẫu lõi, lát mỏng, kết hợp với tài liệu địa vật lý giếng khoan tại giếng khoan 118-CVX-1X (vị trí trung tâm đới nâng) và 119-CH-1X, 120-CS-1X (rìa Nam) trên đới nâng Tri Tôn tại khu vực phía Nam bể trầm tích Sông Hồng (Hình 2 và 5) nhằm phân tích, minh giải lát cắt carbonate. Các phân tích chi tiết khác đã xác định được kiến trúc trầm tích, các kiểu cỡ hạt, loại độ rỗng, mức độ biến đổi diagenesis của đá. Tổng hợp các kết quả mẫu lõi cơ lý đá, phân tích thạch học cho ta biểu đồ quan hệ độ rỗng, độ thấm trong đá. Kết quả nghiên cứu thu được có mức độ phù hợp nghiên cứu lý thuyết và tin cậy cao, phù hợp với kết quả khoan gần đây.



Hình 3. Kết quả phân tích mẫu thạch học xác định tên đá và độ rỗng carbonate tại khu vực phía Nam bể trầm tích sông Hồng (sơ đồ tương thạch học theo hướng từ Tây sang Đông, từ trái sang phải) [12]

2.3. Đánh giá độ chọn lọc của hạt (sorted) và nhận biết tính chu kỳ

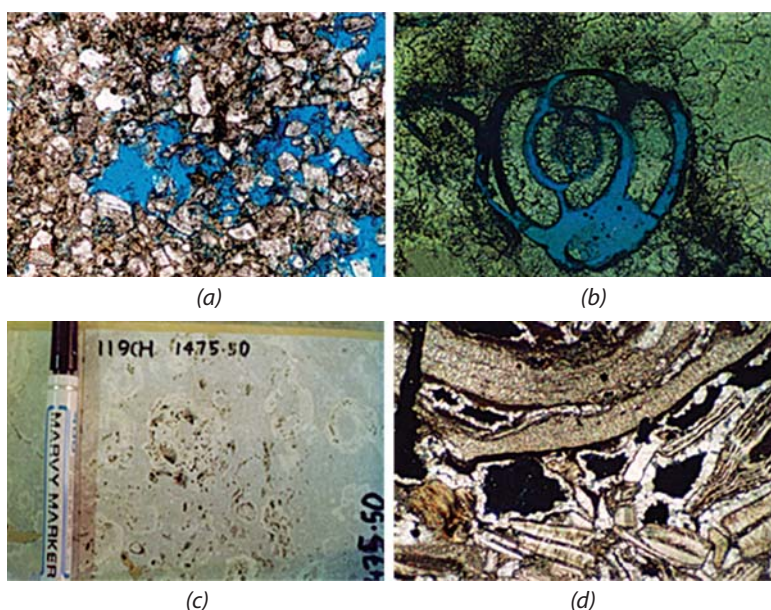
- Lô 118: Phân tích 18 mẫu thạch học lát mỏng, xác định được các kiến trúc đá vôi dạng hạt như rudstone, floatstone và grainstone. Có 2 trong 18 mẫu nghiên cứu cho biết kiến trúc đá dạng packstone chứa tảo đỏ, trùng lỗ bám đáy có độ hạt trung bình phổ biến ở cỡ 0,18 - 0,71mm, nhưng thay đổi trong khoảng khá rộng 0,06 - 0,30mm. Qua quan sát, nhóm tác giả đã xác định được quá trình phát triển của các lỗ rỗng thứ sinh (moldic, vuggy) và vi lỗ rỗng trong đá. Ngoài ra, các loại lỗ rỗng thứ sinh khác như nứt nẻ và stylolite khá phổ biến, đóng vai trò quan trọng đối với khả năng chứa của trầm tích carbonate.

Tại giếng khoan, khoảng lát cắt địa tầng 1.571 - 1.586m cho thấy phần trên cùng là khoảng sét lẫn trùng lỗ trôi nổi. Nhưng đến độ sâu 1.572 - 1.573m gặp các kết hạch, grainstone, packstone và sét vôi bị xen kẹp. Khoảng độ sâu tiếp theo 1.573 - 1.586m chứa tảo đỏ, phong phú rhodolith với ưu thế đá vôi dạng hạt grainstone mang di tích của trùng lỗ bám đáy. Qua nghiên cứu mô tả đã xác định một chu kỳ biển tiến tương ứng 15 - 17m dày, tách biệt với khoảng trầm tích hạt thô có độ chọn lọc kém hơn. Như vậy với kết quả nghiên cứu thạch học, đã xác định được các khoảng hạt mịn có độ chọn lọc tốt hơn có chứa ưu thế rhodolith mịn và xen kẹp mỏng hơn các tập trầm tích nằm bên dưới. Tuy nhiên, xu thế lặp lại chu kỳ tương này hiện tại không quan sát được tại phần mặt cắt bên trên hay toàn bộ khoảng bề dày giếng khoan.

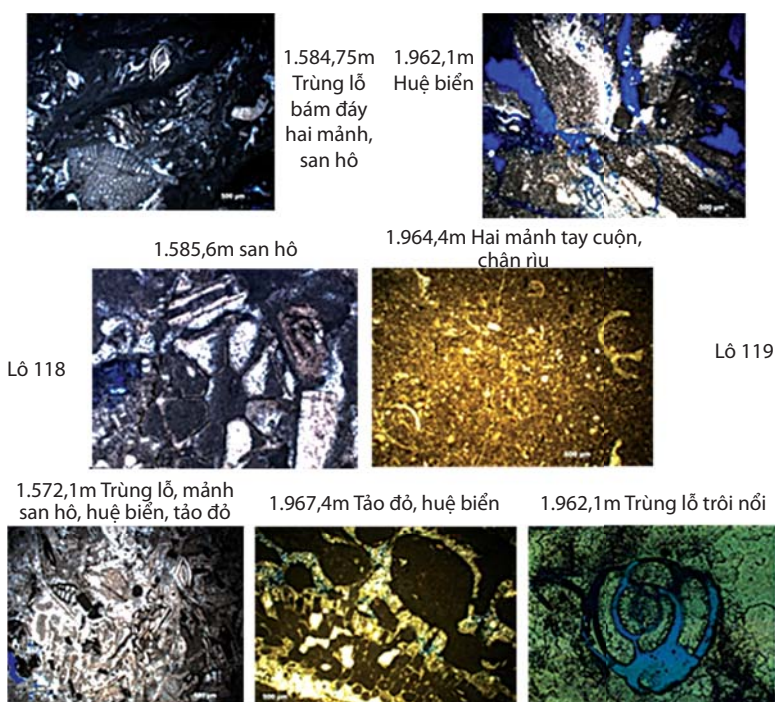
- Lô 119: Phân tích 36 mẫu thạch học lát mỏng cho thấy đá ở đây là đá vôi (trừ một mẫu là dolomite tại độ sâu 1.963m). Hầu hết các đá vôi này có kiến trúc ưu thế hạt như floatstone, rudstone, kém phổ biến hơn là packstone và

packstone chứa bùn. Đối chiếu với chiều sâu thực tế của giếng khoan, xác định được 3 khoảng mẫu được phân tích:

+ 1.456 - 1.458m: Là khoảng chuyển tiếp giữa đá vôi và sét đặc trưng cho carbonate thoái hóa và bắt đầu một chu kỳ lục nguyên hạt mịn. Tính chu kỳ thể hiện trong khoảng 2m khá rõ, bắt đầu do sự xuất hiện nhiều rhodolith



Hình 4. Một số kiểu độ rỗng điển hình trong đá chứa carbonate tại Lô 119: intercrystalic (a), moldic (b), vuggy (c, d) [12]



Hình 5. Một số kết quả phân tích thạch học tương đá, cổ sinh tại Lô 118 và 119 [12]

chuyển sang đới giàu trùng lỗ và tảo đỏ ở phần trên cùng. Trong khoảng mẫu trên cùng từ 1.456 - 1.486m có nhiều tảo đỏ và trùng lỗ hơn so với phần dưới đáy đoạn 1.960 - 1.968m. Các mẫu ở dưới phong phú, giàu chân riu hơn phần bên trên. Độ hạt trung bình của khoảng mẫu này phổ biến từ 0,12 - 1,0mm. Điểm đặc biệt khi quan sát ảnh mô tả, nhận thấy các mảnh echinoid phong phú dẫn từ dưới lên trên.

+ 1.469 - 1.486m: Đặc trưng bằng sự có mặt của carbonate giàu pyrite và tảo đỏ, trùng lỗ bám đáy, packstone chứa echinoid. Độ bào tròn và chọn lọc tốt tại vị trí xuất hiện của tảo đỏ và trùng lỗ với đới

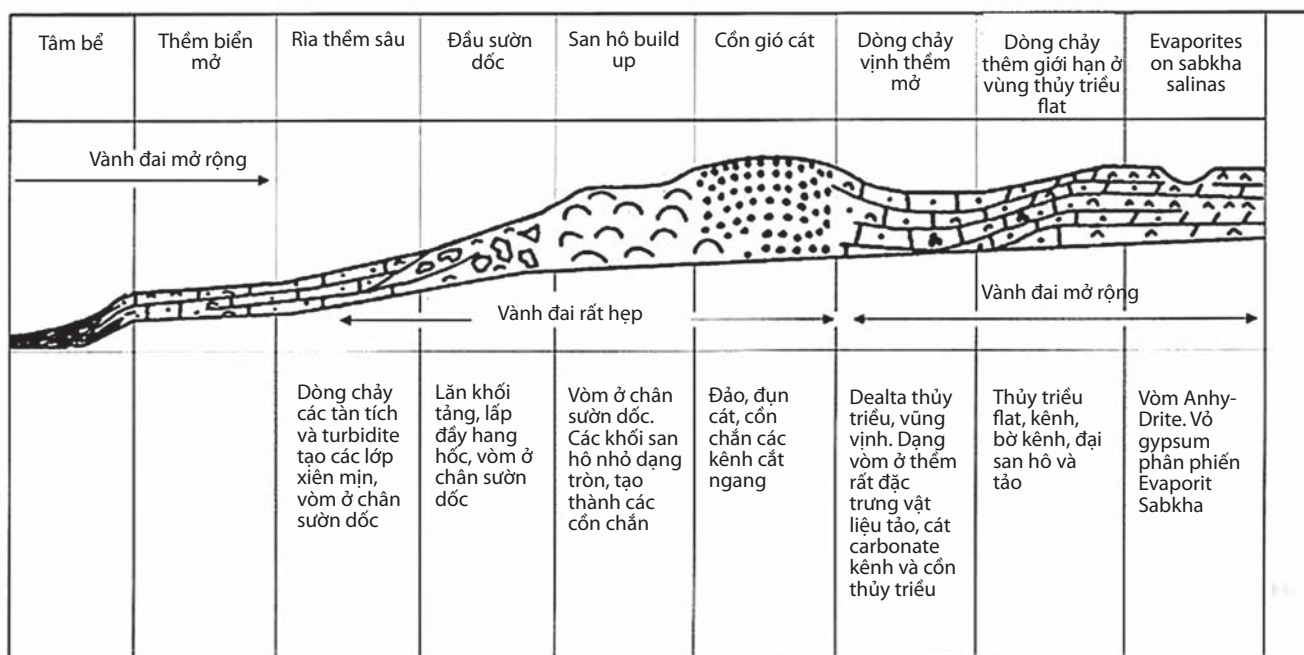
độ hạt thay đổi từ hạt thô chuyển dần sang hạt mịn.

+ 1.962 - 1.968m: Mang đặc điểm khác biệt với các tập trầm tích bên trên theo xu hướng phát triển tương carbonate dạng nền và tồn tại kiểu lỗ rỗng đa dạng hơn. Đặc trưng chủ yếu là packstone, grainstone với di tích của san hô (boundstone), đá phấn. Màu sắc đá từ trắng sáng chuyển tới các loại nâu sẫm sặc sỡ. Kết quả nghiên cứu cho thấy độ rỗng nứt nẻ (thứ sinh) và giữa hạt (nguyên sinh) tương đối phổ biến, với cỡ hạt trong khoảng 0,06 - 2,0mm. Độ rỗng liên thông thay đổi rất lớn giữa các mẫu trên lát mỏng. Các kiểu kiến trúc strolite hiếm gặp hơn so với ở Lô 118.

- Lô 120: Mặt cắt đá vôi trong các giếng khoan xác định được từ khoảng 1.138 - 1.521m đáy giếng khoan, bao gồm hai phần riêng biệt là đá vôi sinh vật (1.138 - 1.473m) và đá vôi bị dolomite hóa, xen kẽ với các lớp mỏng đá vôi khác. Tài liệu phân tích lát mỏng cho thấy, các mảnh đá vôi vụn (bioclastic) bao gồm mudstone, wackstone, packstone và grainstone, đôi chỗ bị tái kết tinh. Cấu thành đá bao gồm các khung xương san hô, tảo, trùng lỗ... và các mảnh echinoderm, bryozoa. Màu sắc các đá này thay đổi từ xám sáng, trắng sữa, trắng mờ có chứa sét, độ cứng trung bình và cấu tạo khối có độ rỗng chung thay đổi từ 15 - 30% (theo tài liệu logs). Đá vôi bị dolomite hóa (1.473 - 1.521m) có thể bị tái kết tinh từ đá vôi ban đầu, liên quan tới các quá trình biến đổi hóa học. Các đá dolomite nhìn chung có màu sắc nâu sáng, trắng sữa có độ cứng cao, đôi chỗ chứa calcite và xen kẹp các lớp đá vôi mỏng hơn.

2.4. Mối quan hệ giữa tương trầm tích carbonate và độ rỗng

Kết quả phân tích mẫu thạch học lát mỏng, tài liệu địa vật lý giếng khoan và phân tích cơ lý cho biết giá trị độ rỗng của đá carbonate tại độ sâu 1.469 - 1.486m ở Lô 119 là 30%, nhưng giá trị độ rỗng biến đổi từ cao (30 - 20%) xuống thấp (10 - 5%). Theo thống kê của nhóm tác giả, giá trị độ rỗng biến đổi dần từ cao xuống thấp theo chiều



Hình 6. Sơ đồ các đới tương chuẩn rìa thềm carbonate

sâu (từ trên xuống dưới). Tuy nhiên, có những khoảng độ sâu, độ rỗng biến đổi nhảy vọt từ thấp đến cao. Điều đó được nhận định có liên quan tới thành phần thạch học của hệ tầng carbonate. Đá có kích thước các hạt thô, độ chọn lọc kém, ưu thế giàu rhodolith sẽ tương ứng với độ rỗng cao hơn và ngược lại kích thước hạt mịn, độ chọn lọc kém hơn với sự có mặt của tảo đỏ, giàu trùng lỗ thì đới độ rỗng nhỏ hơn. Mặt khác, kết quả phân tích thành phần thạch học đá carbonate cho kết quả chính xác và phù hợp với sự biến thiên giữa hai đới độ rỗng thấp và cao theo tài liệu logs. Áp dụng phép so sánh tương tự đối với giếng khoan ở Lô 118 cho thấy kết quả nghiên cứu tương và độ rỗng hoàn toàn trùng khớp như giếng khoan ở Lô 119 (Hình 4 và 7).

Độ rỗng trung bình của hệ tầng Tri Tôn được xác định theo tài liệu giếng khoan từ 25 - 28% (thậm chí hơn 30%) ở Lô 118, 119 và 24 - 26% ở Lô 120. Các loại độ rỗng xác định theo tài liệu thạch học chủ yếu là dạng thứ sinh (moldic, vuggy) được thành tạo do quá trình hòa tan rửa trôi các hợp phần khung xương aragonite có trong san hô và tảo đỏ. Kết quả nghiên cứu sinh địa tầng ở đây đã được sử dụng hiệu quả trong việc liên kết các mặt ranh giới giữa các hệ tầng Sông Hương, Tri Tôn và Quảng Ngãi.

2.5. Luận giải tương theo kết quả phân tích mẫu lõi và thạch học lát mỏng

Từ các phân tích và mô tả ở trên, có thể chia trầm tích Miocen khu vực Lô 117 - 120 thành các phần sau [10, 11]:

- Đá carbonate tại các giếng khoan ở Lô 118 và 119: Nghiên cứu khoảng 50 mẫu lõi và thạch học lát mỏng

phần nóc carbonate Tri Tôn (chiều dài mẫu lõi trong giếng khoan ở các Lô 118 và 119 lần lượt là 14m và 18m) cho thấy: carbonate được hình thành trong môi trường từ nước nông tới rất nông, do ưu thế sự có mặt của san hô boundstone. Do nước biển dâng cao, có sự chuyển dần từ tương carbonate nhiều bùn (mudstone) sang sét. Phân tích thành phần thạch học tại phần trung tâm, xác định có tảo đỏ, rhodolith và foraminifera kích thước lớn [9]. Khác biệt giữa các tương này là sự chọn lọc lẫn kích thước độ hạt thay đổi. Mặt khác, các tương mịn hơn như packstone, grainstone bị thủy triều ảnh hưởng nên có thể quan sát được các di tích hoạt động của sinh vật. Đáng chú ý trong phần thô hơn tập này lại xuất hiện hỗn hợp rhodolith ở môi trường nông hơn, đôi chỗ nhận biết được boundstone liên quan tới nội thềm hay rìa thềm carbonate.

- Tương đá carbonate tương ứng độ sâu 1.962 - 1.968m ở giếng khoan ở Lô 119 được thành tạo trong môi trường biển rất nông tới tương back-reef, thành phần boundstone lớn hơn và thành tạo rìa thềm carbonate.

Như vậy, tính chu kỳ và phân tập địa tầng carbonate có đặc trưng rõ ràng, được minh chứng qua tài liệu mẫu lõi, lát mỏng và hình thái các đường logs tại khoảng 45 - 60m mẫu carbonate trên đới nâng Tri Tôn. Quan hệ độ rỗng qua đặc trưng mẫu lõi và đường cong logs của giếng khoan ở Lô 119, trong khoảng chiều sâu 1.828m (thu được mẫu lõi) tương đối phù hợp. Tính chu kỳ điển hình được bắt đầu bằng lớp đáy san hô boundstone chuyển dần lên trên theo loạt tương rhodolith thô dần, có độ chọn lọc

kém hơn; sau đó chuyển sang mịn dần lên trên và cuối cùng là hạt mịn nhất, có độ chọn lọc tốt, được cấu thành từ tảo đỏ và trùng lỗ. Theo đặc trưng phân bố của các tập tướng có thể suy luận rằng, sự có mặt của rhodolith kích thước lớn cùng các lớp tảo dày cho thấy chúng thành tạo trong môi trường năng lượng cao hơn so với rhodolith kích thước nhỏ và các lớp tảo mỏng ở môi trường năng lượng thấp hơn. Như vậy, các lớp hạt mịn và độ chọn lọc tốt hơn hay liên quan tới sự phổ biến của các lớp trùng lỗ có kích thước đồng đều.

Thống kê kết quả phân tích thạch học cho biết mối quan hệ giữa kích thước hạt và độ rỗng chung. Khi cỡ hạt trung bình nhỏ hơn 0,6mm, giá trị độ rỗng sẽ dao động trong khoảng 4 - 13%. Khi cỡ hạt trung bình lớn hơn 0,6mm, giá trị độ rỗng nằm trong khoảng 9 - 27%. Dựa vào phép phân tích cỡ hạt và độ rỗng theo tài liệu thạch học và cơ lý đá, kết hợp với giá trị độ rỗng tính bằng đường cong logs (sonic, density) có thể xác định các chu kỳ trầm tích, như tổng hợp ở trên.

3. Mối liên quan của trầm tích carbonate với hệ thống dầu khí

3.1. Khả năng sinh

Tiềm năng đá mẹ của các trầm tích hạt mịn có khả năng sinh dầu khí phụ thuộc vào các yếu tố quyết định sự giàu vật chất hữu cơ. Quá trình tăng khả năng bảo tồn vật chất hữu cơ phụ thuộc nhiều nhất vào các yếu tố: vị trí của nó trong không gian bể, thời tiết, nguồn sản sinh ra vật chất hữu cơ dưới biển, dòng tuần hoàn đại dương, tốc độ lắng đọng và độ sâu nước. Do vậy, rất nhiều loại đá mẹ trong các bể trên thế giới được hình thành từ các hệ thống carbonate biển, được phát triển cùng với sự thiếu oxy hoặc sự tăng lượng sinh vật ở tầng nước bề mặt. Điểm khác biệt của hệ thống carbonate so với hệ thống clastic là hệ thống carbonate có thể tạo ra các giới hạn địa hình thuận lợi cho việc hình thành ở điều kiện thiếu oxy và làm tăng khả năng bảo tồn vật chất hữu cơ khi mực nước biển dâng lên. Mặt khác, sự phát triển theo diện của của đá giàu vật chất hữu cơ trên khu vực lớn hàng chục nghìn km² sẽ là yếu tố quan trọng cho một tầng đá mẹ [6, 7].

Theo nguồn gốc phân loại, các đá carbonate có dạng trầm đọng như sau có thể được coi là đá mẹ:

- Đá mẹ giữa các khối xây (build up) carbonate: Mực nước biển lên nhanh có thể dẫn đến sự phát triển phân dị một khối đá vôi lớn thành nhiều khối đá vôi nhỏ hơn. Các khối đá vôi bắt đầu từ địa hình cao như rìa nền Tri Tôn, do sự tuần hoàn cột nước có giới hạn giữa các khối

carbonate, sẽ hình thành lớp nước thiếu oxy bên dưới lớp nước chịu ảnh hưởng của sóng. Các đá giàu vật chất hữu cơ được tích tụ trong hệ trầm tích biển tiến, ở thời điểm có độ sâu nước biển lớn nhất, cùng thời với các khối đá vôi bồi tụ lớn nhất. Lượng carbon hữu cơ có thể tăng lên khi tốc độ hòa tan đá vôi thấp. Trong hệ thống trầm tích highstand, hệ thống nê-m-lấn dần dần lấp đầy địa hình được hình thành trong thời kỳ biển tiến (Hình 6 và 7).

- Đá mẹ hình thành bên trong của một khối đá vôi: Lún chìm phân dị bên trong khối carbonate sẽ hình thành một trũng tồn tại lâu dài, ở thời kỳ biển tiến. Trong thời kỳ biển cao, khi mực nước biển dâng chậm dần, carbonate nền tạo đủ trầm tích để lấp đầy các vùng trũng bên trong và giữ mặt trên ở mực nước nông. Trong thời gian mực nước biển dâng lên nhanh ở thời kỳ biển tiến, cả khối carbonate sẽ không theo kịp hết mực nước biển, dẫn đến hình thành một trũng bên trong khối. Sự tuần hoàn kém của cột bên trong vùng trũng đã tạo ra một trũng thiếu oxy trong nước, với trầm tích giàu vật chất hữu cơ. Ở ngoài rìa quá trình bồi tụ carbonate vẫn tiếp tục, dẫn đến sự hòa tan carbonate diễn ra ít nhất ở tâm trũng địa phương.

Khả năng sinh hydrocarbon: Mẫu nghiên cứu đá sinh carbonate được thu thập từ các khảo sát thực địa của Viện Dầu khí Việt Nam và từ các giếng khoan ở các Lô 115 - 120. Mẫu thực địa thu được khá phong phú và có diện phân bố rộng rãi, tuy nhiên chịu ảnh hưởng đáng kể của phong hóa, dẫn đến việc hydrocarbon trong chúng biến đổi sinh hóa từng phần, gây khó khăn cho công tác tổng kết minh giải tài liệu. Nhìn chung, trầm tích carbonate tuổi Miocen tại Việt Nam không lộ diện, nên rất hạn chế trong đánh giá các tiêu chuẩn đá mẹ. Các mẫu cổ hơn thu thập thực địa (như carbonate tuổi S, D, C-P, T...) rất phong phú, nhưng có sự phân bố không đồng đều trong các hệ tầng. Đến nay, ở Việt Nam chưa có công trình nghiên cứu đá carbonate có khả năng sinh hydrocarbua hay không. Vì vậy, trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ đề cập đến các mẫu đã phân tích có tuổi Miocen sớm - giữa.

Như vậy, trên cơ sở quan điểm nguồn gốc đá mẹ như phân tích ở trên, carbonate thuộc hệ tầng Sông Hương, Tri Tôn có thể là đá mẹ nếu chúng đủ giàu vật chất hữu cơ, với tổng khối lượng đủ lớn và nằm trong ngưỡng trưởng thành.

- Đá vôi dolomite hệ tầng Sông Hương, tuổi Miocen sớm

Hai mẫu sét Lô 112, 118 thuộc hệ tầng Sông Hương đều có chung kết quả phân tích: hàm lượng vật chất hữu cơ trung bình 1,23% (0,20 - 6,90%), độ trưởng thành: S₂ =

0,97mg/g (0,28 - 5,89mg/g), HI = 52 - 196mg HC/g TOC, kerogen loại III. Như vậy, vật chất hữu cơ trong mẫu phân tích đạt tiêu chuẩn đá mẹ, có tiềm năng ở mức độ trung bình nhưng chưa trưởng thành, nên đá mẹ của hệ tầng này không có khả năng sinh dầu và khí. Kết quả này phù hợp với biểu đồ quan hệ TOC và S1 + S2.

- Đá vôi hệ tầng Tri Tôn, tuổi Miocen giữa

Nhìn chung, mẫu không giàu vật chất hữu cơ. Tại Lô 112, các giếng khoan gặp sét với TOC trung bình 0,22 - 0,40%; S2 từ 0,11 - 0,87mg/g, giá trị HI dao động từ 50 - 300mg HC/g TOC (trung bình 152mg/g) cho thấy vật chất hữu cơ trong mẫu hiện tại có khả năng sinh khí và hỗn hợp dầu khí. Tuy nhiên, trên biểu đồ quan hệ HI-Tmax, vật chất hữu cơ tồn tại cả dạng loại II và III, nghĩa là có khả năng sinh dầu và hỗn hợp khí dầu [7]. Điều này cho phép dự đoán vật chất hữu cơ ban đầu có khả năng sinh cả dầu và khí. Hơn nữa, tại Lô 120 - 121 xác định một mẫu nằm tại nóc tập Miocen giữa có giá trị TOC tới 0,49% với loại kerogen loại II và III, có khả năng sinh khí kém. Kết quả phân tích TTI (15 - 25) chỉ ra ngưỡng bắt đầu trưởng thành dưới độ sâu 2.960m và bắt đầu của sự tạo dầu dưới 3.000m, với thời gian tương ứng từ 8,4 - 7,6 triệu năm trước.

Với số lượng hai mẫu đo giá trị phản xạ Ro tại giếng khoan ở Lô 119, kết quả thu được nhỏ hơn 0,45%, có thể kết luận: nóc tập carbonate trên đới nâng Tri Tôn chưa đạt ngưỡng trưởng thành. Kết quả mô hình cho thấy, tại các tập sét vôi, carbonate nằm sâu hơn trong các địa hào Đông, trung phía Tây đới nâng Tri Tôn. Các tập sét vôi giàu vật chất hữu cơ đã bước vào giai đoạn trưởng thành sớm, có khả năng sinh hydrocarbon trong giai đoạn 8,5 - 4 triệu năm trước (theo BHP [9], 1992).

Tóm lại, bằng cách xác định hệ thống trầm tích biển tiến, tương condensed là tương có độ dày lớn và phân bố khá rộng rãi, có thể nhận định: đá mẹ carbonate hệ tầng Sông Hương, Tri Tôn nghèo vật chất hữu cơ, chưa trưởng thành, không có khả năng sinh dầu mà chỉ có khả năng sinh khí ở mức độ yếu.

3.2. Khả năng chứa/bẫy

3.2.1. Đá chứa

Đá chứa trong khu vực Nam bể trầm tích Sông Hồng được nghiên cứu với mức độ còn rất khiêm tốn, đặc biệt là đối với đá móng trước Đệ tam và đá lục nguyên. Đối với đối tượng chứa carbonate, cho đến nay chưa có nhiều nghiên cứu chi tiết cụ thể, do số lượng các loại mẫu thạch học, cơ lý đá của các giếng khoan trong vùng chỉ dừng lại số lượng vài chục mẫu, chưa đủ để hệ thống hóa toàn

diện tính chất chứa của đá. Như vậy, quy luật biến đổi độ rỗng chung cho các thành tạo carbonate vẫn còn phải bàn luận, không chỉ riêng đối với các thành tạo ở đây, mà còn đối với các khu vực khác cũng có đá chứa loại này (Hình 5 và 7). Bề dày chung cho cả tầng carbonate thay đổi giảm dần theo hướng Đông Nam - Tây Bắc, từ 815m (Lô 119), 664m (Lô 118) đến 360m (Lô 115) hoặc chỉ là lớp kẹp vài mét trong các giếng khoan trung Huế [5]. Mặt khác, độ rỗng của chúng thay đổi khá rộng, từ 5 - 35%, không có quy luật giảm độ rỗng theo sự gia tăng chiều sâu. Tại giếng khoan Lô 115, đã xác định 15 tập vỉa chứa, trong đó có 3 vỉa dày 12 - 25m có độ rỗng thay đổi 17 - 23,5%. Giếng khoan Lô 118 gặp 7 vỉa dày 30 - 50m với độ rỗng 11 - 25,5%, nhưng cá biệt có khoảng độ rỗng rất tốt 26 - 39% (trong khoảng chiều sâu 1.573 - 1.607m) nhưng giếng khoan Lô 119 chỉ gặp 4 vỉa dày từ 5 - 35m với độ rỗng phổ biến trong khoảng 10 - 15% và 25 - 30%.

So sánh các vùng lân cận có cùng điều kiện địa chất như bể Nam Côn Sơn, Đông Natuna cho thấy đá chứa trong khu vực Nam bể trầm tích Sông Hồng có tính chất chứa rất tốt [3, 4]. Chúng bao gồm các dạng sau:

- Đá vôi dolomite hệ tầng Sông Hương tuổi Miocen sớm

Các tập đá vôi ở khu vực Lô 115-120 được xác định theo liên kết đặc trưng phản xạ Miocen sớm, chiều dày thay đổi từ 360m (Lô 115), 334m (Lô 118) đến 103m (Lô 119). Tuy có ba giếng khoan tới đối tượng này, với số mẫu phân tích còn rất thiếu tập trung, nên tính chất thấm chứa của đá dolomite vẫn còn là vấn đề cần nghiên cứu thêm. Kết quả nghiên cứu cho thấy, có khả năng đá vôi bị dolomite hóa làm giảm thể tích chung, tạo độ rỗng thứ sinh tốt hơn. Vì vậy, tập dolomite từng phần vẫn có thể được coi là đá chứa tiềm năng trong khu vực Nam bể trầm tích Sông Hồng [7, 8].

- Đá vôi hệ tầng Tri Tôn tuổi Miocen giữa

Tương tự như hệ tầng dolomite, các tập đá carbonate Miocen giữa được khoanh định theo các đặc trưng địa chấn phản xạ và theo quy mô chiều dày biến đổi, từ 10m (Lô 115), 330m (Lô 118) tới 712m (Lô 119); phần ngoài phía Đông địa lũy còn có bề dày lớn hơn. Đây là dạng đá chứa đã được chứng minh tại Nam bể trầm tích Sông Hồng với đối tượng chứa chính là khí. Đá vôi bị nứt nẻ, phong hóa (karst) tạo thành các hang hốc, lỗ hổng và là đối tượng chứa dầu khí rất tốt. Độ rỗng nứt nẻ và hang hốc của tầng carbonate khá phong phú, song phân bố phức tạp, phụ thuộc vào các đới đứt gãy cả nát và sự phát triển bề mặt hang động rửa lửa.

3.2.2. Bẫy chứa

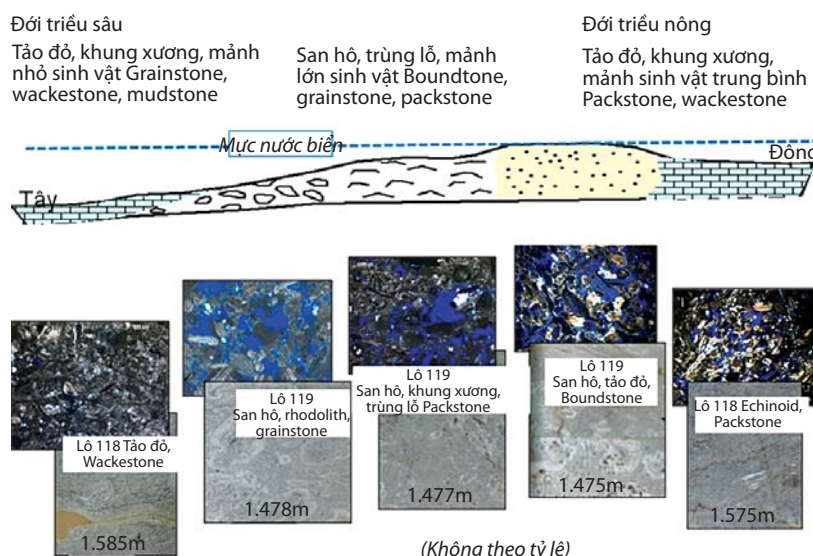
Theo kết quả nghiên cứu trước đây, đá chứa carbonate điển hình có thể trở thành bẫy chứa dầu khí tại khu vực phía Nam bể trầm tích Sông Hồng. Các bẫy chứa có độ rỗng tốt nhất có thể xác định theo tài liệu địa chấn [7]. Nhận định trên đã được khẳng định theo kết quả phân tích mẫu lõi, có đối chiếu với tài liệu logs.

Trên tài liệu mặt cắt địa chấn, bẫy chứa quan trọng nhất trong khu vực nghiên cứu là các khối đá carbonate có độ rỗng lớn liên quan đến nứt nẻ, hang hốc thuộc hệ tầng Tri Tôn tuổi Miocen giữa. Tuy nhiên, các bẫy chứa khác chưa phát hiện có thể được tạo ra bởi hoạt động phát triển nhanh các khối xây hay ám tiêu đá vôi (reef) trong vùng. Các bẫy này tuy cùng tuổi và môi trường thành tạo, nhưng rất khác nhau về khả năng chứa dầu khí do thành phần loại đá và độ hạt biến thiên nhiều phụ thuộc độ sâu nước biển ở thời kỳ đó. Cấu tạo STB (Lô 117), CVX (Lô 118), CH (Lô 119) là các ví dụ điển hình cho loại bẫy chứa trên đới nâng Tri Tôn [7, 8].

Ngoài ra, khi nghiên cứu độ rỗng thứ sinh, quá trình dolomite hóa làm giảm thể tích của đá, dẫn đến độ rỗng chung tăng theo tới 12 - 15%, rất có ý nghĩa đối với tầng chứa dầu khí. Tuy nhiên, tài liệu địa chấn sử dụng trong bài viết này chưa đạt mức độ phân giải tin tưởng nhất để làm cơ sở đặt giếng khoan tìm kiếm thăm dò hay thăm lường cho bẫy chứa loại này.

3.3. Khả năng chắn

Trên thế giới, tầng chắn địa phương hay khu vực có thành phần là đá carbonate không hiếm. Nhưng ở khu vực phía Nam bể trầm tích Sông Hồng, đá chắn trong vùng phủ lên carbonate Tri Tôn là các tầng sét kết hình thành trong giai đoạn ngập lụt cực đại, dày vài trăm mét, đóng vai trò là những tầng chắn khu vực. Theo kết quả nghiên cứu của Shell năm 1995, tại trũng Huế - Quảng Đà,



Hình 7. Mô hình tương trầm tích carbonate trên đới nâng Tri Tôn [12]

có các tập mỏng carbonate (packstone chặt sít) với xi măng calcite dày khoảng 6 - 8m của hệ tầng Quảng Ngãi, đóng vai trò là những tầng chắn địa phương [6, 9].

Xét theo phương diện lý thuyết, các lớp sét vôi hoặc đá vôi có độ rỗng nhỏ, bề dày đủ lớn, phân bố đủ rộng, cụ thể là tầng đá vôi của hệ tầng này, với phạm vi địa phương, vừa đóng vai trò là tầng sinh dầu khí cho khu vực, vừa là tầng chắn tiềm năng. Ví dụ lớp đá vôi dày tại độ sâu 1.473 - 1.503m của giếng khoan Lô 120 có độ rỗng chung nhỏ 3 - 5% có thể chắn được dầu nặng ở bên dưới [9]. Tuy nhiên, kết quả nghiên cứu thạch học và địa vật lý tại giếng khoan Lô 118 và 119 đã chứng minh, các tầng sét vôi chưa đủ tiêu chí hoàn chỉnh để có thể kết luận là tầng chắn địa phương hay khu vực có ý nghĩa.

4. Kết luận

Với sự phát triển mạnh mẽ của khoa học - công nghệ, việc khai thác, sử dụng các thông tin khi minh giải địa chấn, kết hợp với xử lý các thông số địa vật lý giếng khoan và tài liệu phân tích mẫu nhằm trực tiếp xác định sự tồn tại, đặc điểm quy luật phân bố và lịch sử hình thành của các đá chứa carbonate đã và đang được các công ty dầu khí trên thế giới quan tâm. Phân tích, luận giải khả năng sinh, chứa, chắn của hệ tầng carbonate, nhằm dự báo mô hình thăm dò phù hợp cần được tiếp tục nghiên cứu và thảo luận trong thời gian tới.

Đặc trưng của hệ tầng carbonate trên đới nâng Tri Tôn có nguồn gốc sinh hóa, thành tạo trên địa lũy độc lập, tách khỏi khối Trung bộ vào thời kỳ Oligocen muộn. Đặc điểm của các thành tạo carbonate thể hiện qua tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan và đặc biệt là các kết quả phân tích mẫu cho thấy: phần dưới hệ tầng Sông Hương là các thành tạo carbonate thêm bị dolomite hóa, có độ rỗng kém hơn, hình thành trong môi trường biển sâu mở; phần trên hệ tầng Tri Tôn là các thành tạo carbonate liên quan tới nguồn gốc sinh vật, khối xây và ám tiêu trong môi trường biển nông hơn. Phân tích đặc điểm mặt cắt địa chất - địa vật lý dọc theo đới nâng Tri Tôn

xác định được nhiều thể carbonate riêng lẻ, sau đó gộp lại thành tạo nên toàn bộ khối carbonate nền rộng lớn trên thềm lục địa miền Trung Việt Nam. Ranh giới giữa các thể carbonate độc lập là các kênh rãnh biển ngầm như phân cách các cấu tạo 115-A, 117-STB, 119-CH riêng biệt và khối lớn bao gồm diện tích còn lại [10, 12].

Do mật độ khoan còn thấp và các giếng đã khoan chưa qua các địa tầng carbonate dày nhất có tuổi Miocen - Đệ tứ (?) trong bể Sông Hồng, nên tuổi địa tầng trên đới nâng Tri Tôn không chỉ là Miocen sớm - giữa, mà còn có thể trẻ hơn như Miocen muộn.

Tài liệu tham khảo

1. Dennis E. Hayes. *The tectonic and geologic evolution of Southeast Asian Seas and Islands*. Published by the American Geophysical Union. 1991.
2. C.K. Morley. *A tectonic model for the Tertiary evolution of strike-slip faults and rift basins in SE Asia*. Tectonophysics. 2002; 347(4): p. 189 - 215.
3. Charles S. Hutchison. *Geological evolution of South-East Asia*. Published by the Oxford University Press, USA. 1989.
4. Chris Sladen. *Exploring the lake basins of East and Southeast Asia*. Geological Society, Special Publications. 1997; 126: p. 49 - 76.
5. Đỗ Bạt. *Địa tầng và quá trình phát triển trầm tích Đệ tam thềm lục địa Việt Nam*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Ngành Dầu khí Việt Nam: Trước thềm thế kỷ 21". 2000: trang 92 - 99.
6. Nguyễn Hiệp và nnk. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật. 2007.
7. Nguyễn Văn Phòng. *Cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí khu vực Hoàng Sa*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2008.
8. Phan Trung Điền. *Một số biến cố địa chất Mesozoic muộn - Kainozoi và hệ thống dầu khí thềm lục địa Việt Nam*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Ngành Dầu khí Việt Nam: Trước thềm thế kỷ 21". 2000: trang 131 - 150.
9. BP và BHP Lô 117-119 và 120-121. Một số tài liệu Hội nghị và Hội thảo khoa học (1989 - 1995).
10. Vũ Ngọc Diệp, Nguyễn Trọng Tín, Nguyễn Văn Phòng, Trần Đăng Hùng. *Quá trình tiến hóa kiến tạo của đới nâng Tri Tôn, phần Nam bể trầm tích Sông Hồng*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 3: trang 20 - 27.
11. Vũ Ngọc Diệp, Hoàng Ngọc Đăng, Trần Mạnh Cường, Nguyễn Trọng Tín. *Quá trình phát triển và thoái hóa của trầm tích carbonate tuổi Miocen trên đới nâng Tri Tôn, phần Nam bể trầm tích Sông Hồng*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 7: trang 20 - 26.
12. Vũ Ngọc Diệp. *Đặc điểm và mô hình trầm tích carbonate tuổi Miocen phần Nam bể trầm tích Sông Hồng*. Luận án Tiến sĩ Địa chất. Lưu trữ Thư viện Quốc gia. 2012.

The geological characteristics of Miocene carbonate formation in the southern part of Song Hong basin and their relations to the hydrocarbon system

Vu Ngoc Diep¹, Hoang Dung¹, Tran Thanh Hai¹, Nguyen Trong Tin²
Hoang Anh Tuan³, Tran Dang Hung⁴, Nguyen Duc Hung⁴, Ngo Sy Tho⁵

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietnam Petroleum Association

³Vietnam Petroleum Institute

⁴PVEP Overseas

⁵The Government Office

Summary

Song Hong basin is one of the best potential hydrocarbon Cenozoic basins in Vietnam, with new gas discoveries such as Thai Binh, Hong Long, Bao Vang, and Bao Den. Most commercial gas discoveries are in terrestrial Miocene – Pliocene reservoirs related to clastic and shale diapirs. Nevertheless, other recent large gas discoveries in the southern part of the basin such as 115-A, Su Tu Bien, and Ca Heo were made in Middle Miocene carbonates. Using updated geological and geographical data, the authors incorporated analyses including seismic facies, morphology, and petrography of all typical carbonate types belonging to Song Hong and Tri Ton formations to define the carbonate development and characteristics as well as its relation to the petroleum system in the study area such as source rock potential, reservoir and seal.

Key words: Carbonate, build up, platform, Miocene, grainstone

ĐÁNH GIÁ QUÁ TRÌNH VẬN ĐỘNG CỦA THÀNH TẠO MIOCEN GIỮA KHU VỰC PHỤ TRƯNG ĐÔNG BẮC BỂ NAM CÔN SƠN PHỤC VỤ LẬP DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CHO MÔ HÌNH ĐỊA HÓA ĐÁ MẸ

TS. Nguyễn Thị Dậu¹, KS. Phan Mỹ Linh², KS. Phan Văn Thắng²

¹Hội Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở bể Nam Côn Sơn được tiến hành từ rất sớm, đến nay nhiều phát hiện dầu/khí đã được phát triển đưa vào khai thác như các mỏ Đại Hùng, Rồng Đồi, Hải Thạch, Mộc Tinh, Lan Tây... Một số ý kiến cho rằng hầu hết các cấu tạo khu vực phụ trũng Đông Bắc phát triển theo phương hệ thống đứt gãy hướng Đông Bắc - Tây Nam và có xu thế kế thừa từ Miocen sớm cho tới Miocen muộn. Việc phân tích và dự báo cổ địa hình bề mặt trầm tích tại từng thời kỳ địa chất, đặc biệt trong thời kỳ diễn ra quá trình di cư và hình thành các tích tụ dầu/khí là một trong những yếu tố góp phần quan trọng vào sự thành công của công tác khoan thăm dò và khai thác dầu khí.

Trong bài viết này, nhóm tác giả tập trung phân tích, đánh giá về bất chỉnh hợp Miocen giữa khu vực phụ trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn. Kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả trên cơ sở kết quả minh giải địa chấn và những nghiên cứu khác cho thấy: Vào thời kỳ gần cuối Miocen giữa khi diễn ra hoạt động nghịch đảo, địa hình bề mặt trầm tích thay đổi rất mạnh, nhiều nơi khác hẳn với bản đồ cấu trúc nóc Miocen giữa hiện tại; tính kế thừa địa hình của các thành tạo Miocen giữa cũng thay đổi mạnh theo chiều ngang. Địa hình bề mặt trầm tích cổ và sự thay đổi mức độ kế thừa địa hình theo chiều ngang vùng nghiên cứu được coi là một trong những cơ sở quan trọng để biện luận, lập dữ liệu đầu vào về địa chất và địa hóa cho mô hình địa hóa đá mẹ phục vụ công tác khoan dầu khí.

Từ khóa: Bất chỉnh hợp Miocen giữa, “chống nóc” ngược chiều, phụ trũng Đông Bắc, bể Nam Côn Sơn

1. Giới thiệu chung

Bể Nam Côn Sơn có diện tích gần 100.000km², nằm trong khoảng giữa 6°00' đến 9°45' vĩ độ Bắc và 106°00' đến 109°00' kinh độ Đông. Ranh giới phía Bắc của bể là đới nâng Côn Sơn, phía Tây và Nam là đới nâng Khorat - Natuna, phía Đông là bể Tư Chính - Vũng Mây và phía Đông Bắc là bể Phú Khánh. Độ sâu nước biển trong bể thay đổi rất lớn, từ vài chục mét ở phía Tây đến hơn một nghìn mét ở phía Đông.

Các thành tạo trầm tích đáy biển hiện đại được hình thành chủ yếu do tác động của dòng chảy thủy triều cũng như dòng đối lưu mà hướng và tốc độ của chúng phụ thuộc vào hai hệ gió mùa chính: hệ gió mùa Tây Nam từ cuối tháng 5 đến cuối tháng 9 và hệ gió mùa Đông Bắc từ đầu tháng 11 năm trước đến cuối tháng 3 năm sau. Cao triều trong kỳ nước cường khoảng 2 - 3,5m. Sóng biển trung bình trong năm là 0,8 - 1m, cao nhất trong những đợt gió mùa Đông - Bắc là 3 - 3,5m. Nhìn chung từ tháng 3 - 5 hàng năm là thời kỳ tốt nhất cho các hoạt động trên mặt biển.

Hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí ở đây bắt đầu từ những năm 70 của thế kỷ XX. Đã có hơn 30 nhà thầu dầu

khí nước ngoài tiến hành khảo sát gần 80.000km tuyến địa chấn 2D và gần 7.000km² địa chấn 3D, khoan hơn 80 giếng khoan thăm dò, hàng chục giếng thăm lường và khai thác.

Chiều sâu của vỉa dầu khí trong trầm tích Đệ tam đạt gần 4.600m (GK 05-1b-TL-2X). Các phát hiện ở bể Nam Côn Sơn trong thời gian qua rất ít dầu, chủ yếu là khí và khí condensate. Chúng được phát hiện trong tất cả các đối tượng: móng nứt nẻ trước Đệ tam (mỏ Đại Hùng, các cấu tạo 04-A, Bồ Câu, Gấu Ong), cát kết tuổi Oligocen (các cấu tạo Dừa, Hải Thạch, Thanh Long, Nguyệt Thạch, Hướng Dương Bắc, Bồ Câu, 12-C), cát kết tuổi Miocen (các mỏ Đại Hùng, Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây, Hải Thạch, các cấu tạo Kim Cương Tây, Mộc Tinh, Sông Tiền, Ngựa Bay, Hươu Trắng, Đại Bàng, 04-A, Thanh Long, Rồng Bay, Gấu Ong, Ngân Hà, Phi Mã, Cá Pecca Đông, Rồng Vĩ Đại, 12-C, Hải Âu), carbonate tuổi Miocen (các mỏ Đại Hùng, Lan Tây, Lan Đỏ, các cấu tạo Thanh Long, Đại Bàng, Mía, Bạc, Dừa, 04-A), cát kết tuổi Pliocen (mỏ Hải Thạch, các cấu tạo Mộc Tinh, Thanh Long, Kim Cương Tây).

Đến nay, các mỏ đã được phát triển đưa vào khai thác ở bể Nam Côn Sơn như: Đại Hùng, Lan Tây, Lan Đỏ, Rồng

Đôi, Rỗng Đôi Tây, Hải Thạch, Chim Sáo. Một số mỏ như: Cá Rỗng Đỏ, Đại Nguyệt... đang được nghiên cứu phát triển để đưa vào khai thác trong thời gian tới. Ngoài ra còn một số phát hiện đang được thăm lường.

Để phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí, việc phân tích và dự báo cổ địa hình bề mặt trầm tích tại từng thời kỳ địa chất, đặc biệt là vào thời kỳ diễn ra quá trình di cư và hình thành các tích tụ dầu/khí là một trong những yếu tố vô cùng quan trọng góp phần vào sự thành công của công tác khoan thăm dò và khai thác dầu khí. Trong bài viết này, nhóm tác giả chỉ tập trung phân tích, đánh giá về bất chỉnh hợp Miocen giữa khu vực phụ trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn.

2. Đặc điểm địa tầng trầm tích

Đá móng trước Kainozoi gặp ở các giếng khoan của bể Nam Côn Sơn có thành phần không đồng nhất bao gồm các đá macma và biến chất như: granite diorite thạch anh, granodiorite và các đá biến chất tuổi Mesozoi [3].

Lát cắt trầm tích Kainozoi bể Nam Côn Sơn nói chung có mặt đầy đủ các phân vị địa tầng từ Paleogen đến Đệ tứ (Hình 1 và 2). Lịch sử phát triển địa chất bề ảnh hưởng trực tiếp tới môi trường lắng đọng trầm tích, quá trình sinh cũng như tiềm năng sinh dầu khí của các đối tượng triển vọng. Theo đặc điểm từng loại môi trường, kết hợp với các yếu tố chỉ thị môi trường theo kết quả khoan, có thể phân ra các đới môi trường tích tụ trầm tích vào từng thời từ đồng bằng châu thổ, đầm hồ tới biển nông và biển sâu (Hình 1). Ứng với mỗi loại môi trường sẽ là các loại đá mẹ với tiềm năng và chất lượng vật chất hữu cơ tương ứng.

2.1. Hệ Paleogen - Thống Oligocen - Hệ tầng Cau (E_3c)

Hệ tầng Cau đặc trưng bởi các trầm tích lục nguyên phủ bất chỉnh hợp lên đá móng trước Kainozoi không đồng nhất. Phần dưới cùng gặp nhiều cát kết từ hạt mịn đến thô, đôi khi rất thô hoặc sạn kết, cát kết chứa cuội, sạn và cuội kết (GK 21S: 3.920 - 3.925m; GK 06-HDB-1X: 3.848 - 3.851m), màu xám sáng, xám phớt nâu hoặc nâu đỏ, tím đỏ, phân lớp dày hoặc dạng khối, xen kẽ một khối lượng nhỏ các lớp bột kết hoặc sét màu xám tới xám tro, nâu đỏ, hồng đỏ (khoan 21S-1X) chứa các mảnh vụn than hoặc các lớp than (Hình 1 và 3). Tại một số giếng khoan đã phát hiện các lớp đá phun trào núi lửa [5, 6]: andesite, bazan (GK 12W-HH-1X và 12W-HA-1X, GK 11-1-CDP-1X, GK 12C-1X), diabas (20-PH-1X).

2.2. Thống Miocen - Phụ thống Miocen sớm - Hệ tầng Dừa ($N_1^1 d$)

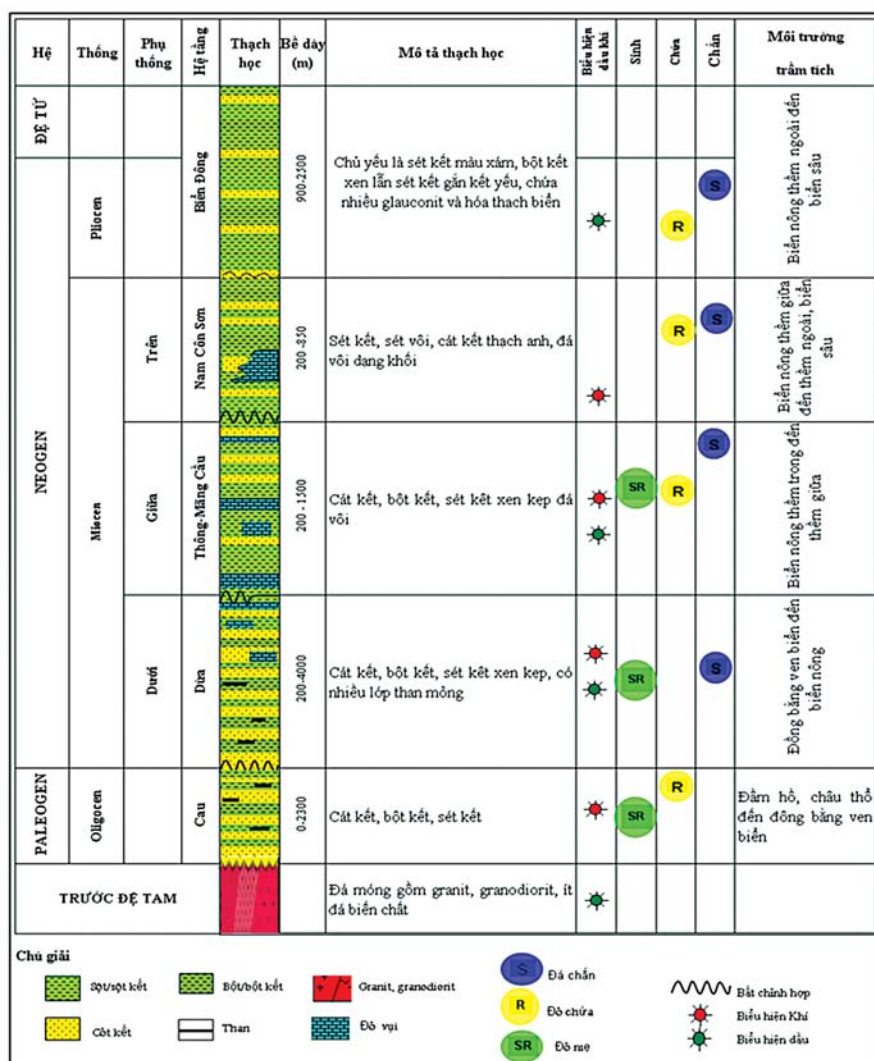
Trầm tích hệ tầng Dừa nằm bất chỉnh hợp lên hệ tầng Cau, phát triển rộng trong vùng. Trầm tích hệ tầng Dừa chủ yếu là cát kết, bột kết màu xám sáng, xám lục xen kẽ với sét kết màu xám, xám đen hoặc xám xanh, các lớp sét chứa vôi, các lớp sét giàu vật chất hữu cơ có chứa than mỏng. Đôi khi những lớp đá vôi mỏng chứa nhiều hạt vụn hoặc đá vôi màu trắng xen kẽ trong hệ tầng [1]. Tỷ lệ cát/sét trong toàn bộ lát cắt gần tương đương, tuy nhiên về phía Đông của bể (Lô 05, 06) tỷ lệ đá hạt mịn có xu hướng tăng dần lên. Ngược lại, tại phần rìa phía Tây của bể (Lô 10, 11-1, phần phía Tây Lô 11-2, 28, 29), tỷ lệ cát kết tăng hơn nhiều so với các đá hạt mịn và tại đó môi trường tam giác châu ảnh hưởng đáng kể. Nhìn chung, lát cắt trầm tích trong toàn khu vực có xu hướng mịn dần ở phía trên và tính biển cũng tăng lên rõ rệt từ phần rìa Bắc - Tây Bắc, Nam - Tây Nam vào trung tâm và về phía Đông của bể (Hình 1 và 3).

Cát kết chủ yếu có kích thước hạt nhỏ đến rất nhỏ trong phần lớn các lô trung tâm và phía Đông. Cát hạt nhỏ đến hạt trung, đôi khi hạt thô gặp khá phổ biến ở phần dưới trong các khoan phần Bắc - Tây Bắc, Tây - Tây Nam của bể (GK 11-CDP-1X, 11-CC-1X, 28-A-1X, 29-A-1X, 20-PH-1X, 21-S-1X...). Hạt vụn nhìn chung có độ lựa chọn mài tròn tốt, bán góc cạnh đến bán tròn cạnh.

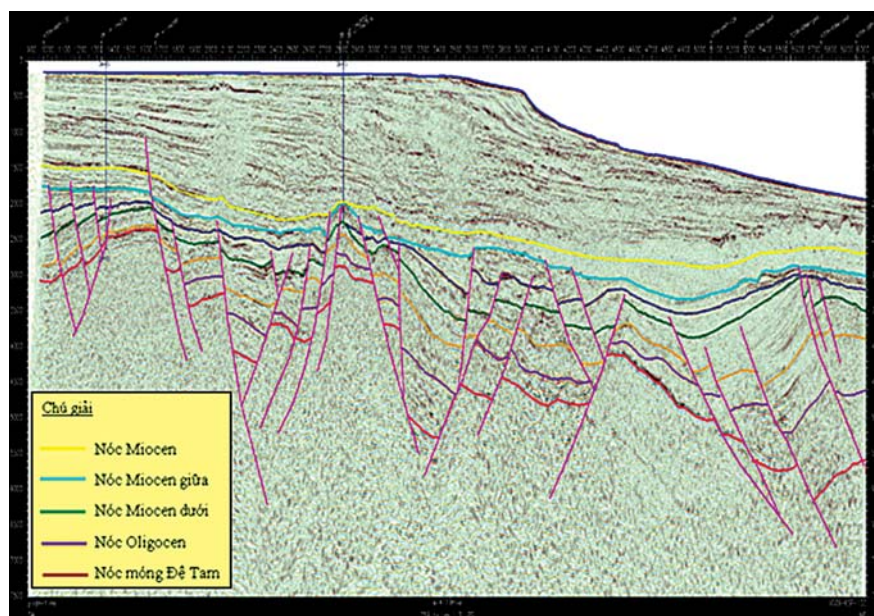
Môi trường trầm tích hệ tầng Dừa từ đồng bằng ven biển đến biển nông. Càng về phía Đông (Lô 04, 05-2, 05-3, 06-1, 06/94) tính chất biển càng tăng lên rõ rệt, tỷ lệ cát kết giảm dần, đá sét tăng lên, đá thường chứa phong phú hóa đá biển và glauconite. Khu vực phía Tây có xu hướng ngược lại, tại đây có thể gặp các trầm tích thuộc môi trường giữa tam giác châu (sông, đồng bằng châu thổ đến delta front) xen kẽ với môi trường biển nông [1].

2.3. Thống Miocen - Phụ thống Miocen giữa - Hệ tầng Thông - Măng Cầu ($N_1^2 t-mc$)

Các thành tạo của hệ tầng này được phân ra làm 2 phần rõ rệt: Phần dưới gồm cát kết thạch anh, cát kết vôi xen kẽ các tập sét bột kết, cát kết hạt mịn tới trung, xi măng gắn kết là carbonate chứa glauconite. Phần trên gồm đá vôi màu xám sáng, xám, đôi chỗ nâu đỏ, dolomite hóa. Bề dày của tập đá vôi thay đổi từ 10 - 100m, xen kẽ với đá vôi là sét, bột kết bờ rời, cát kết hạt mịn, xi măng gắn kết là carbonate. Trầm tích lục nguyên, lục nguyên vôi phát triển mạnh dần về phía rìa Bắc (Lô 10, 11-1, 11-2) và phía Tây - Tây Nam (Lô 28, 29, 20, 21,



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp phía Đông bể Nam Côn Sơn



Hình 2. Mặt cắt thể hiện sự có mặt đầy đủ các phân vị địa tầng của bể Nam Côn Sơn [2]

22) của bể gồm chủ yếu cát bột kết và sét kết, sét vôi xen kẽ các thấu kính hoặc những lớp đá vôi mỏng (Hình 1, 3 và 4).

Môi trường trầm tích ở phía Tây chủ yếu là tam giác châu thổ đến đồng bằng, còn ở phía Đông chủ yếu là biển nông [2].

2.4. Thống Miocen - Phụ thống Miocen muộn - Hệ tầng Nam Côn Sơn (N_1^{ncs})

Trầm tích của hệ tầng Nam Côn Sơn nằm bất chỉnh hợp lên hệ tầng Thông - Măng Cầu, phát triển rộng trong vùng, trầm tích hệ tầng Nam Côn Sơn có sự biến đổi tương mạnh mẽ giữa các khu vực khác nhau của bể. Ở rìa phía Bắc (Lô 10, 11-1) và phía Tây - Tây Nam (Lô 20, 21, 22, 28...) đá gồm chủ yếu là sét kết, sét vôi màu xám lục đến xám xanh, gắn kết yếu cùng các lớp cát bột kết chứa vôi, đôi khi gặp một số thấu kính hoặc những lớp đá vôi mỏng. Đá cát kết có độ hạt từ nhỏ đến trung gặp nhiều tại các giếng 10-BM-1X, 11-1-CC-1X, 20-PH-1X, độ lựa chọn và mài tròn tốt, chứa hóa đá động vật biển và glauconite được gắn kết trung bình bởi xi măng carbonate. Ở các lô phía trung tâm như khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 04-3, Lô 12 mặt cắt gồm đá carbonate và đá lục nguyên xen kẽ khá rõ. Tại một số khu vực nâng cao về phía Đông - Đông Nam đá carbonate khá phổ biến. Bề dày trầm tích thay đổi từ 100 - 500m (Hình 1 và 3).

Hệ tầng Nam Côn Sơn khu vực phía Tây được hình thành trong môi trường biển nông thuộc đới thêm trong. Ở khu vực phía Đông của bể trầm tích được hình thành trong điều kiện đới thêm giữa đến thêm ngoài và biển sâu.

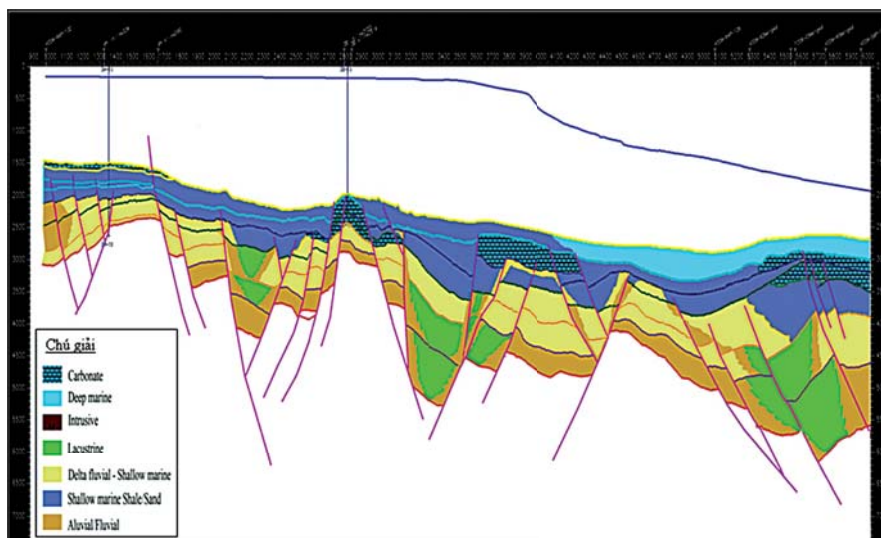
2.5. Thống Pliocen và hệ Đệ tứ - Hệ tầng Biển Đông (N₂-Q bđ)

Trầm tích hệ tầng biển Đông phát triển rộng khắp trên toàn khu vực và có bề dày rất lớn đặc biệt tại các lô thuộc phía Đông của bể (chiều dày > 1.500m). Đá của hệ tầng chủ yếu là sét/sét kết, sét vôi màu xám trắng, xám xanh đến xám lục bờ rời hoặc gắn kết yếu có chứa nhiều glauconite, pyrite và phong phú các hóa thạch biển. Phần dưới có xen kẽ các lớp mỏng cát/cát kết, bột hoặc cát chứa sét (khu vực Lô 10, 11-1 và 12). Tại khu vực nâng cao phía Đông của Lô 06, đá carbonate ám tiêu phát triển liên tục cho đến đáy biển hiện nay. Đá cát/cát kết xám trắng, hạt nhỏ đến mịn, độ lựa chọn mài tròn tốt, chứa nhiều foraminifera, glauconite, xi măng giàu carbonate và sét. Cát kết dạng turbidite được trầm đọng ở phần sườn của thềm lục địa đã được phát hiện ở giếng khoan 05-1b-TL-1X. Tại đây cát có độ rỗng khoảng 20% và có chứa dầu. Tập trầm tích hạt mịn thuộc hệ tầng Biển Đông được coi là tập có tiềm năng chắn dầu và khí trung bình tốt mang tính chất toàn khu vực.

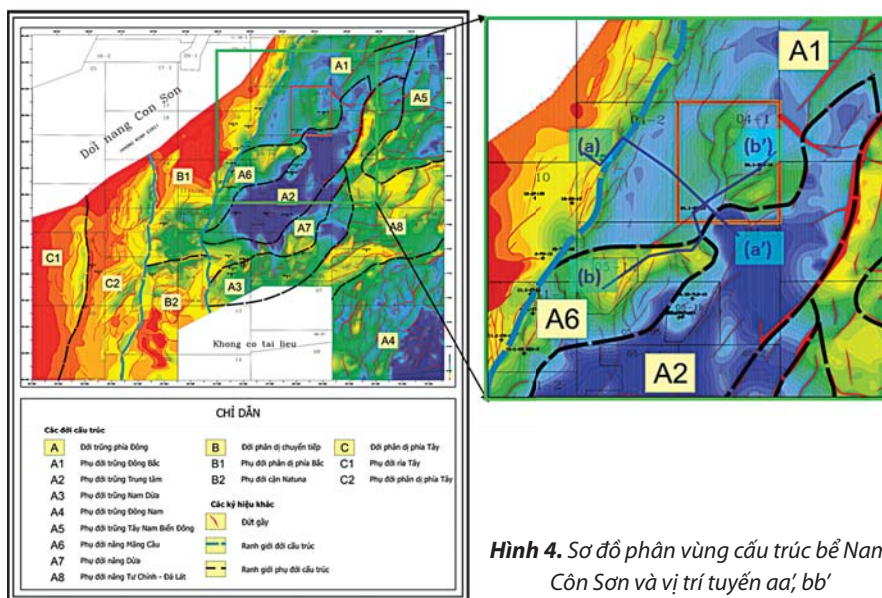
Hệ tầng Biển Đông tương ứng với các trầm tích thềm và đặc trưng bằng các pha sóng có phản xạ song song, độ liên tục kém đến trung bình, biên độ cao. Ở phần phía Đông quan sát thấy các tập nêml liên quan đến phát triển của trầm tích thềm ngoài, sườn thềm. Các trầm tích lần dần ra phía trung tâm Biển Đông. Sườn lục địa chuyển dần từ Tây sang Đông. Đặc điểm trầm tích và cổ sinh trong hệ tầng Biển Đông đã chỉ ra môi trường trầm tích là biển nông thềm trong ở phần phía Tây, thềm ngoài đến biển sâu chủ yếu ở phần phía Đông của bể.

3. Phân vùng kiến tạo

Bể Nam Côn Sơn có cấu trúc phức tạp do hoạt động đứt gãy đã tạo nên các khối nâng, sụt phân bố không theo quy luật đặc trưng. Dựa vào đặc điểm cấu trúc của móng có thể phân chia ra các đơn vị cấu trúc khác nhau (Hình 4).



Hình 3. Mặt cắt địa chất từ giếng khoan ĐH-1X, 04-3-ĐB-1X qua Đông Nam Lô 04-1



Hình 4. Sơ đồ phân vùng cấu trúc bể Nam Côn Sơn và vị trí tuyến aa', bb'

Vùng nghiên cứu tập trung chủ yếu ở phụ đới trũng Đông Bắc (A1).

- Đới phân dị phía Tây (C): phân bố ở các Lô 27, 28, 29, 19, 20, 21 và 22 với các trũng hẹp, sâu có các đứt gãy đi kèm với các cấu tạo lỗi theo phương á kinh tuyến. Đới phân dị này được phân tách với đới phân dị chuyển tiếp B bởi đứt gãy sông Đồng Nai. Trầm tích Kainozoi ở đây là các thành tạo lục nguyên có chiều dày thay đổi lớn, ở các trũng sâu chiều dày có thể đạt tới 5.000m. Đới này bị đứt gãy Sông Hậu phân chia thành 2 phụ đới C1 và C2 [3, 4].

+ Phụ đới rìa Tây (C1): Phát triển ở cánh Tây đứt gãy Sông Hậu, tiếp giáp trực tiếp với đới nâng Cà Mau - Natuna ở phía Tây, phương á kinh tuyến. Móng có địa hình ổn định và phát triển giống như một đơn nghiêng,

nghiêng dẫn về phía Đông. Chiều dày trầm tích Kainozoi tối đa đạt 5.000m. Trong phạm vi các trũng hẹp sâu kể đứt gãy Sông Hậu đều tồn tại đầy đủ lát cắt trầm tích Kainozoi.

+ Phụ đới phân dị phía Tây (C2): Nằm giữa hai đứt gãy Sông Hậu và Sông Đồng Nai. Hoạt động đứt gãy ở đây thể hiện mạnh hơn ở phụ đới Rìa Tây. Ngoài các đứt gãy theo phương kinh tuyến chiếm ưu thế còn phát triển các hệ đứt gãy theo phương Đông Bắc - Tây Nam, Đông - Tây. Móng có địa hình phát triển phức tạp. Quá trình sụt lún - nâng mạnh mẽ. Phụ đới này gồm các trũng hẹp sâu và các dải nâng xen kẽ. Trũng sâu nhất tới 6.000m. Ở nửa phía Đông của phụ đới này có mặt đầy đủ trầm tích của phức hệ cấu trúc lớp phủ, ngoại trừ trên dải nâng các cấu tạo 28A, 29A ở cánh Đông đứt gãy Sông Hậu vắng mặt trầm tích Oligocen và Miocen dưới.

- Đới phân dị chuyển tiếp (B) nằm giữa đứt gãy sông Đồng Nai và đứt gãy Hồng Tây Măng Cầu. Có thể chia ra các phụ đới sau:

+ Phụ đới phân dị phía Bắc (B1) là một dải hẹp nằm ở phía Đông Nam đới nâng Côn Sơn, có dạng như một đơn nghiêng bị phức tạp bởi các đứt gãy tạo thành các khối nâng, sụt có xu thế sâu dần về phía Đông Nam (vùng trung tâm). Trầm tích Oligocen vát nhọn mỏng dần về phía đới nâng Côn Sơn.

+ Phụ đới cận Natuna (B2): Đặc trưng bởi cấu trúc dạng khối, chiều sâu của móng khoảng 5.000 - 5.500m. Tại đây phát triển hai hệ thống đứt gãy Bắc Nam và á Đông Tây. Trong phụ đới này đã phát hiện nhiều cấu trúc vòm kể đứt gãy (Hồng, Hồng Hạc, 12C) và khối đứt gãy (Hải Âu, Triền Triện).

- Đới trũng phía Đông (A) nằm tiếp giáp với đới phân dị chuyển tiếp B qua đứt gãy Hồng Tây Măng Cầu, gồm:

+ Phụ đới trũng Đông Bắc (A1) nằm ở phía Bắc đới nâng Măng Cầu phát triển dọc theo rìa phía Đông đới nâng Côn Sơn. Chiều dày trầm tích Kainozoi ở trung tâm trũng có thể đạt tới 10.000m.

+ Phụ đới trũng Trung tâm (A2) là phần lún chìm sâu nhất của bể ở phía Nam đới nâng Măng Cầu, có phương Đông Bắc - Tây Nam. Chiều dày trầm tích có thể trên 12.000m.

+ Phụ đới trũng Nam Dừa (A3) nằm ở phía Nam,

Bảng 1. Các sự kiện địa chất chính ở bể Nam Côn Sơn

Tập	Thời gian lắng đọng trầm tích (triệu năm trước)	Thời gian bào mòn/dừng trầm tích (triệu năm trước)
Pliocen - Đệ tứ	4 - 0	
Bright spot	5 - 4	
Miocen muộn	10 - 5,5	5,5 - 5,0
Miocen giữa	16 - 12,5	12,5 - 9,5
Miocen sớm	24 - 16	
Oligocen	35,5 - 25	25 - 24
Móng Đệ tam	Trước 35,5	

Đông Nam bể Nam Côn Sơn thuộc diện tích các Lô 06, 07 và 12-E. Ranh giới phía Tây là phụ đới cận Natuna, ranh giới phía Đông chưa xác định cụ thể, song có lẽ được lưu thông với trũng phía Tây bể Sarawak. Chiều sâu của móng thay đổi từ 4.000 - 6.000m.

+ Phụ đới nâng Măng Cầu (A6): Nằm giữa phụ đới trũng Đông Bắc và trũng trung tâm có phương kéo dài Đông Bắc - Tây Nam. Đới nâng này bị các đứt gãy phân cắt tạo thành các khối rất phức tạp. Móng trước Kainozoi đã phát hiện là granite và granodiorite. Dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu phát triển chủ yếu ở các Lô 04-1, 04-3 một phần các Lô 05-1a, 10 và 11-1. Dải nâng này đóng vai trò như một dải nâng giữa trũng, ngăn cách giữa hai trũng lớn nhất ở bể Nam Côn Sơn là phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm trong suốt quá trình phát triển địa chất từ Eocen (?) đến Miocen và Pliocen đến Đệ tứ. Tham gia vào quá trình lún chìm khu vực chung của bể là giai đoạn phát triển thêm lục địa hiện đại.

+ Phụ đới nâng Dừa (A7) nằm ở phía Tây Nam phụ đới trũng trung tâm thuộc Lô 12 và một phần Lô 05-2. Phía Đông Nam giáp với phụ đới trũng Nam Dừa. Chiều dày trầm tích từ 3.000 - 5.000m, bị phức tạp hóa bởi các đứt gãy phân cắt.

+ Phụ đới nâng Tư Chính - Đá Lát (A8) nằm ở phía Đông bể Nam Côn Sơn thuộc diện tích các Lô 132, 133, 134, 135 và 06/95. Phần lớn diện tích phụ đới thuộc Lô 133 và 134. Ranh giới phía Tây là phụ đới trũng Nam Dừa và phụ đới trũng Trung Tâm. Phía Đông Bắc là phụ đới trũng Tây Nam Biển Đông, phía Đông Nam là phụ đới trũng Đông Nam. Ranh giới phía Đông chưa xác định cụ thể.

4. Lịch sử phát triển địa chất bể Nam Côn Sơn

Quá trình hình thành, phát triển bể trầm tích Nam Côn Sơn liên quan chặt chẽ với các tiến trình địa chất của biển Đông. Vùng nghiên cứu nằm ở vị trí kiến tạo có tính chuyển tiếp từ miền nén ép - nâng tạo núi nội mảng

(mảng Âu Á, cụ thể là mảng Đông Dương) sang miền tách giãn sụt lún mạnh biển Đông Việt Nam, nơi có lớp vỏ lục địa bị hủy hoại mạnh đến đập vỡ hoàn toàn để hình thành lớp vỏ đại dương trẻ.

Theo nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam, lịch sử phát triển bể Nam Côn Sơn gắn liền với quá trình tách giãn Biển Đông. Hoạt động địa chất nơi đây khá phức tạp, được chia thành nhiều giai đoạn và mỗi giai đoạn lại có những hoạt động đặc trưng cho từng vùng/đơn vị cấu trúc khác nhau. Nhìn chung, lịch sử phát triển địa chất bể

Nam Côn Sơn có thể chia làm 3 giai đoạn chính: giai đoạn trước tách giãn (Pre-rift); giai đoạn đồng tách giãn (Syn-rift) và giai đoạn sau tách giãn (Post-rift) [1, 2, 5, 6, 7]. Các giai đoạn phát triển bề thể hiện khá rõ trên tài liệu địa chấn (Hình 5).

4.1. Giai đoạn trước tách giãn (Pre-rift): Paleocen - Eocen

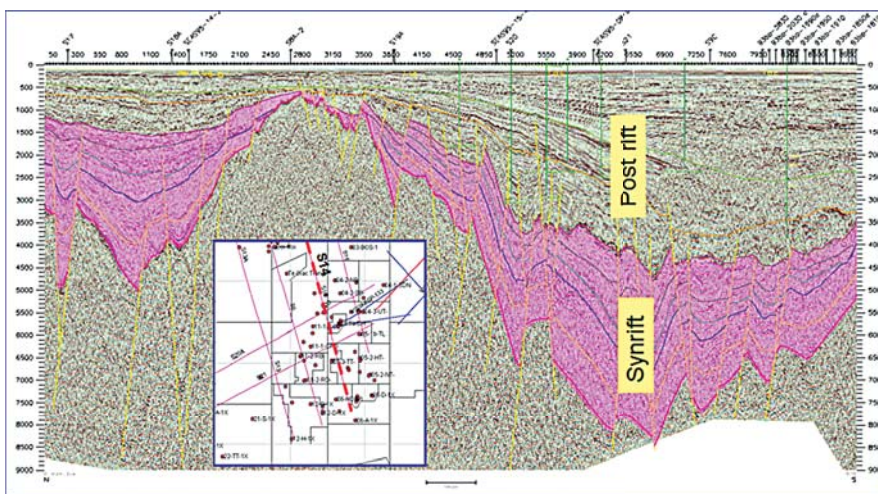
Suốt trong thời kỳ này chế độ kiến tạo toàn khu vực khá bình ổn, hầu như chỉ xảy ra quá trình bào mòn và san bằng địa hình. Có thể ở phần trung tâm của bể/phần sâu hiện nay có khả năng tồn tại trũng giữa núi, được lấp đầy các thành tạo molas, vụn núi lửa và các đá núi lửa có tuổi Eocen như đã gặp trên lục địa.

4.2. Giai đoạn đồng tách giãn (Syn-rift): Oligocen - Miocen sớm

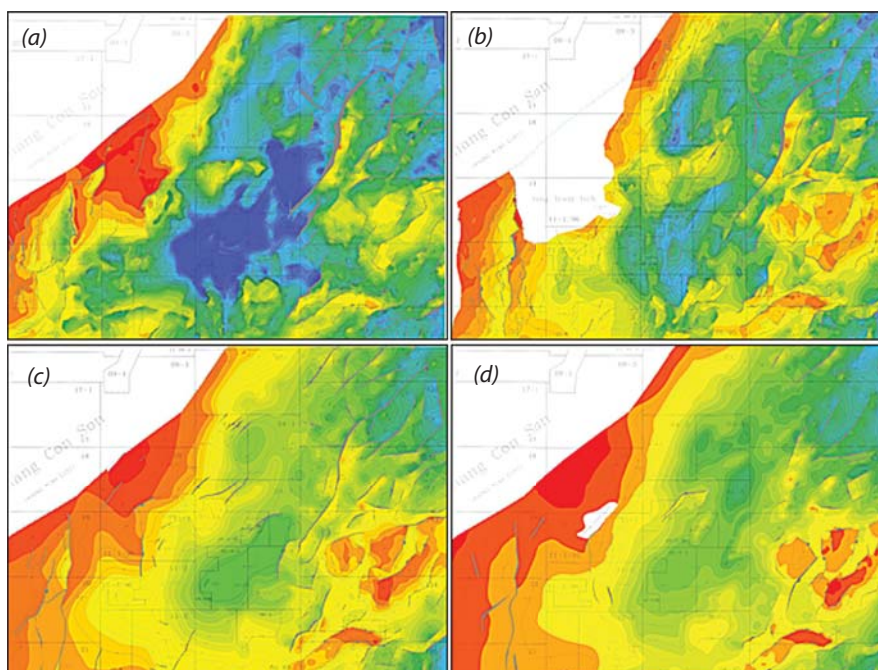
Đây là giai đoạn chính tạo bể, sự mở rộng của biển Đông về phía Đông cùng với hoạt động tích cực của hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam đã làm xuất hiện địa hào trung tâm của bể kéo dài theo hướng Đông Bắc - Tây Nam.

Lấp đầy các địa hào, bán địa hào là những thành tạo trầm tích vụn tương ẩm hồ lục địa chuyển dần sang các tướng châu thổ, vũng vịnh, bể dày đạt tới hàng nghìn mét. Dọc theo các đứt gãy xuất hiện hoạt động phun trào. Mặt cắt phần thấp của thời kỳ này ở phần Tây Nam bể gặp các thành tạo trầm tích núi lửa (GK 20 - PH - 1X, 22-TT-1X..), tuf và các thể xâm nhập nông kèm phun trào (diabaz và basal) được nhiều nhà địa chất liên hệ với các thành tạo liên quan và gắn liền với sự khởi đầu của quá trình tạo rift. Tuy nhiên, trong thời gian này, một số nơi trong bể vẫn tồn tại và tiếp tục duy trì, phát triển những khối nhô móng trước Kainozoi.

Như vậy, thời kỳ Paleogen là giai đoạn bắt đầu hình thành bể, tạo nên những địa hào, bán địa



Hình 5. Mặt cắt địa chấn tuyến S14 thể hiện các sự kiện địa chất chính của bể [2]



Hình 6. Bản đồ đẳng sâu các mặt phân xạ chính khu vực trung tâm và phía Đông bể Nam Côn Sơn: nóc tầng móng (a), nóc tầng Oligocen (b), nóc tầng Miocen dưới (c) và nóc tầng Miocen giữa (d)

hào được ngăn bởi những nhô cao của móng; chịu sự chi phối và khống chế của trường ứng suất tách giãn Bắc - Nam, mà trực tiếp là các đứt gãy sâu. Vì thế, các thành tạo Oligocen ở phía Tây bể mỏng, có chiều dày biến đổi mạnh theo bình đồ, cũng có khi vắng mặt ở phía Tây và dày tới hàng nghìn mét ở phía Đông. Các thành tạo trầm tích được hình thành trong giai đoạn này khá giàu vật chất hữu cơ, có vai trò tầng sinh dầu khí tốt của bể Nam Côn Sơn.

Gần cuối Oligocen bể bị nâng lên, biến cố này được ghi nhận bằng bất chỉnh hợp mang tính khu vực vào cuối Oligocen. Theo tài liệu hiện có bất chỉnh hợp này có tuổi từ 25 - 24 triệu năm trước. Sang đầu Miocen, toàn vùng bị hạ thấp dần, biển tiến theo hướng từ Đông Bắc - Tây Tây Nam, các thành tạo lục nguyên tương biến ven bờ và biển nông được bồi đắp, các thành tạo này được xếp vào hệ tầng Dừa. Giai đoạn này được xếp vào giai đoạn oằn võng mở rộng bể. Trong thời gian này một vài nơi trong phạm vi bể còn xuất hiện một pha tách giãn nhẹ theo hướng Tây Tây Bắc - Đông Đông Nam, song nhìn chung pha kiến sinh này không mạnh, không kéo dài và ổn định vào đầu Miocen giữa [2, 7].

Sự sụt lún do oằn võng đã mở rộng các vùng tích tụ bao trùm lên cả các Lô 04, 10, 11, 21... Như vậy, trầm tích Miocen dưới có diện phân bố khá rộng, thậm chí còn có mặt ngay cả trên một số khu vực như Đại Hùng, Thiên Ưng - Măng Cầu và Sông Đồng Nai (Hình 6).

4.3. Giai đoạn sau tách giãn (Post-rift): Miocen giữa - Đệ tứ

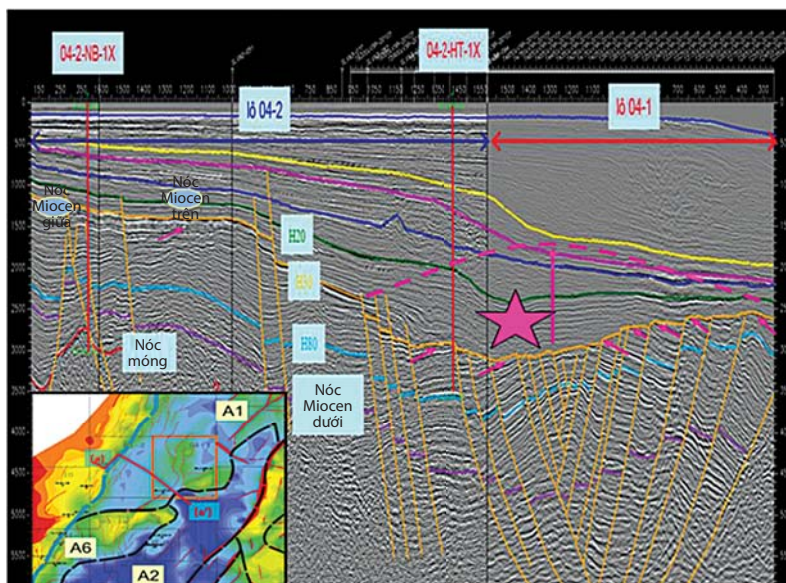
Theo bộ bản đồ cấu trúc tại các mặt phản xạ địa chấn chỉnh khu vực trung tâm và phía Đông bể Nam Côn Sơn (Hình 6 và 7), một số ý kiến cho rằng hầu hết các cấu tạo khu vực phụ trũng Đông Bắc phát triển theo phương hệ thống đứt gãy hướng Đông Bắc - Tây Nam và có xu thế kế thừa từ Miocen dưới đến Miocen trên. Gần đây, khu vực Đông bể Nam Côn Sơn nói chung và phụ trũng Đông Bắc nói riêng được quan tâm nghiên cứu nhiều hơn, tài liệu địa chấn 3D đã phủ khá nhiều. Kết quả minh giải tài liệu địa chấn 3D cho thấy về cơ bản vị trí các cấu tạo vẫn tồn tại như kết quả minh giải địa chấn 2D. Tuy nhiên, do chất lượng tài liệu địa chấn 3D tốt hơn, mật độ nghiên cứu chi tiết hơn nên một số cấu tạo lớn trước đây được chính xác hóa, chia nhỏ thành nhiều vòm nâng riêng biệt kể áp đứt gãy. Phần

lớn cấu tạo ở phụ trũng Đông Bắc phát triển theo hướng Đông Bắc - Tây Nam [7, 9].

Trên cơ sở tài liệu mới, nhóm tác giả tập trung đánh giá bất chỉnh hợp Miocen giữa trên 2 tuyến địa chấn cắt ngang và dọc khu vực phụ trũng Đông Bắc (tuyến aa' và bb' trên Hình 4). Kết quả ban đầu cho thấy về cơ bản vẫn có sự kế thừa địa hình cổ nhưng giai đoạn cuối Miocen giữa - đầu Miocen muộn tính kế thừa lại thể hiện một chút khác biệt. Sự khác biệt này chính là cơ sở quan trọng cho biện luận dữ liệu đầu vào của mô hình địa hóa đá mẹ.

Quan sát trên tài liệu địa chấn, trong Miocen giữa tới đầu Miocen muộn, khu vực phía Đông bể đã xuất hiện các biểu hiện của chuyển động nâng - nghịch đảo. Có thể, các dấu hiệu này xuất hiện từ giữa Miocen giữa, điều này được minh chứng bởi sự gián đoạn trầm tích khá rõ và hình thành một số cấu tạo địa phương. Do các chuyển động nghịch đảo, đặc biệt ở phía Bắc bể mà khối nâng Măng Cầu và nâng Côn Sơn kéo dài về phía Đông, Đông Bắc (khu vực Lô 04) ngăn cách hẳn phụ đới trũng Đông Bắc với phụ đới trũng Trung tâm. Một số cấu tạo ở Lô 11 cũng được hình thành vào giai đoạn này. Sau này (trong Miocen muộn), chúng mới phát triển những cấu tạo kế thừa (như ở đới nâng Măng Cầu).

Vận động nâng ngày càng mạnh (vào cuối Miocen giữa) tạo nên mặt bất chỉnh hợp góc giữa Miocen giữa với Miocen trên, trên đỉnh một số cấu tạo xảy ra bóc mòn xâm thực mạnh, có nơi chiều dày bóc mòn tới hàng nghìn mét. Thời gian diễn ra bóc mòn khoảng 2 - 3 triệu năm. Phần lớn các đứt gãy ngưng nghỉ vào đầu Miocen muộn - giai đoạn bắt đầu hình thành tập trầm tích tuổi Miocen muộn.



Hình 7. Mặt cắt aa' thể hiện bất chỉnh hợp Miocen giữa và các dấu hiệu nghịch đảo

Điều này thể hiện khá rõ trên tuyến cắt ngang hướng cấu trúc từ Lô 04-2 sang Lô 04-1 (Hình 7).

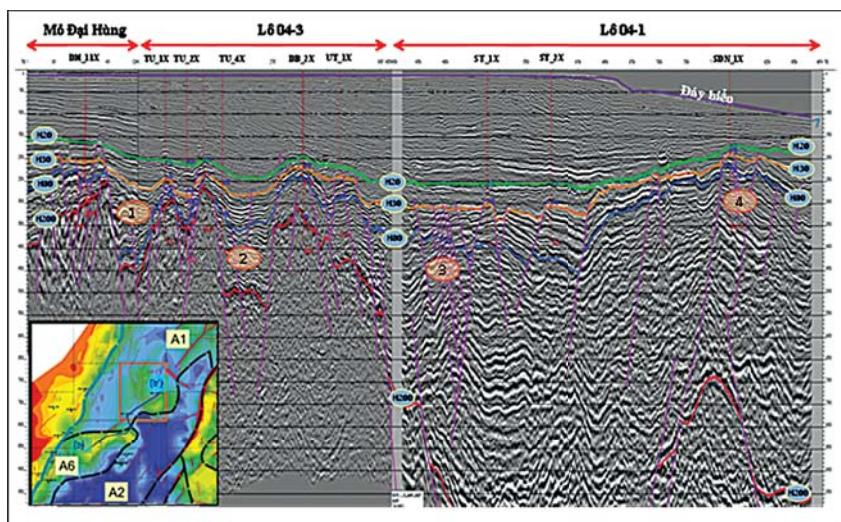
Tại tuyến aa' có thể thấy cuối Miocen sớm không quan sát được sự bào mòn trầm tích; vào thời Miocen sớm, có thể địa hình nghiêng về phía phải mặt cắt và tập trên của Miocen dưới dày dần về phía bên phải (và rất có thể đầu Miocen giữa địa hình này vẫn được duy trì). Khu vực Lô 04-2, bất chỉnh hợp Miocen giữa thể hiện sự bào mòn không mạnh nhưng tới ranh giới Lô 04-2 với Lô 04-1, đặc biệt trong Lô 04-1 thì sự bào mòn cắt cụt trầm tích tuổi Miocen giữa thể hiện rất rõ qua những dấu hiệu “chống nóc” (Hình 7). Ở vị trí ngôi sao màu hồng tại bất chỉnh hợp Miocen giữa quan sát được hiện tượng “chống nóc” ngược chiều về hai phía của ngôi sao. Như vậy, có thể hiểu vào thời kỳ diễn ra hoạt động bào mòn trầm tích Miocen giữa, khu vực này bị nâng cao, sau đó có sự “sụt” và ép ngang từ phía phải mặt cắt tạo ra một loạt đứt gãy sinh kèm và bề mặt bất chỉnh hợp Miocen giữa như hiện tại. Sự thay đổi chiều dày lớp phủ trầm tích Miocen muộn (và trẻ

hơn) khẳng định địa hình này của ranh giới bất chỉnh hợp Miocen giữa và được duy trì tới hiện tại (Hình 7).

Tuyến bb' theo dải nâng Đại Hùng - Thiên Ứng - Măng Cầu cắt từ khu vực Đại Hùng qua Lô 04-3 tới Lô 04-1 nhằm đánh giá mức độ kế thừa địa hình của thành tạo Miocen giữa (Hình 8). Vị trí số 1, 2, 3, 4 là những khu vực đại diện thể hiện sự thay đổi tính kế thừa địa hình cũng như sự phức tạp của hoạt động nghịch đảo thời kỳ cuối Miocen giữa. Tại vị trí số 1 và 2, thành tạo Miocen dưới và giữa lấp đầy các địa hào khu vực Đại Hùng, Thiên Ứng và Đại Bàng. Có thể vào cuối Miocen giữa, các địa hào này tiếp tục sụt đồng thời chịu tác động ép từ phía phải mặt cắt tạo nên hình ảnh “uốn nhẹ” của các thành tạo trong trùng hợp, địa hình này vẫn còn tới hiện tại (Hình 8 và 9). Tuy nhiên khối nâng Đại Bàng dường như xuất hiện từ cuối Miocen sớm (?) và duy trì tới hiện tại. Hầu hết đứt gãy dừng ở ranh giới bất chỉnh hợp Miocen giữa; riêng khu vực Đại Hùng, đứt gãy cắt lên tận phần dưới Pliocen [4]. Sự thay đổi môi trường theo chiều ngang thể hiện qua kết quả nghiên cứu cổ sinh tại các giếng khoan Lô 04-1 [8] (Bảng 2).

Tại vị trí số 3 (Hình 8) và ảnh 3 (Hình 9) quan sát được hiện tượng “chống nóc” ngược chiều và “sụt” tương tự trên tuyến aa' nhưng mức độ cắt cụt và hiện tượng chống nóc ngược chiều không rõ bằng tuyến aa' do tuyến cắt không vuông góc với hướng cấu trúc.

Vị trí số 4 (Hình 8 và 9) cho thấy khi vị trí số 3 bị nâng lên, trầm tích Miocen giữa bị bào mòn cắt cụt thì vị trí số 4 là cánh của khối nâng tại vị trí số 3 nên bị cắt cụt ít hơn. Sau khi bị bào mòn cắt



Hình 8. Mặt cắt địa chấn tuyến bb' bể Nam Côn Sơn

Bảng 2. Đánh giá môi trường trầm tích Lô 04-1 theo tài liệu cổ sinh [8]

Tầng	ST-1X		ST-2X		SDN-1RX	
	Độ sâu	Môi trường	Độ sâu	Môi trường	Độ sâu	Môi trường
Pliocen muộn	Đến 1.085m	Biển nông thềm giữa đến ngoài	2.200 - 2.360m	Biển nông thềm ngoài, phần trên biển sâu	1.310 - 1.660m	Thềm ngoài đến biển sâu
Pliocen sớm	1.085 - 2.448m	Biển nông thềm giữa đến ngoài, phần trên biển sâu	2.360 - 2.530m	Biển nông thềm ngoài, phần trên biển sâu	1.660 - 1.790m	Thềm ngoài đến biển sâu
Miocen muộn	2.448 - 2.952m	Biển nông thềm ngoài	2.530 - 3.030m	Biển nông thềm ngoài, phần trên biển sâu	1.790 - 1.890m	Thềm ngoài. Phần trên biển sâu
Miocen giữa	2.952 - 3.885m	Biển nông thềm giữa đến ngoài	3.030 - 3.795m	Biển nông giữa đến ngoài thềm	2.900m	Thềm trong đến thềm giữa
					2.900 - 3.500m	Chuyển tiếp
					3.530m	Hồ nước ngọt

cụt, vị trí số 3 bị “sụt” xuống thì vị trí số 4 (khối nâng Sông Đồng Nai) vẫn tiếp tục nâng lên và bị bào mòn. Kết quả, trầm tích Miocen giữa khu vực nâng Sông Đồng Nai còn rất mỏng. Như vậy trầm tích Miocen giữa hiện tại trên cấu tạo Sông Đồng Nai có thể tương đồng với phần dưới lát cắt trầm tích Miocen giữa tại khu vực số 3.

Những đánh giá trên về quá trình “vận động” của thành tạo Miocen giữa sẽ rất có ích cho việc lập dữ liệu địa chất và đá mẹ phục vụ xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ khu vực phụ đới trung Đông Bắc bể Nam Côn Sơn; đồng thời đánh giá ảnh hưởng của chúng đến quá trình sinh, di cư và bảo tồn các tích tụ hydrocarbon tại các cấu tạo khu vực này.

Đầu Miocen muộn, biển tiến vào từ hướng Đông đã hình thành các tập trầm tích biển tiến kể gối trên mặt bào mòn cuối Miocen giữa. Một số khối nâng địa phương (các

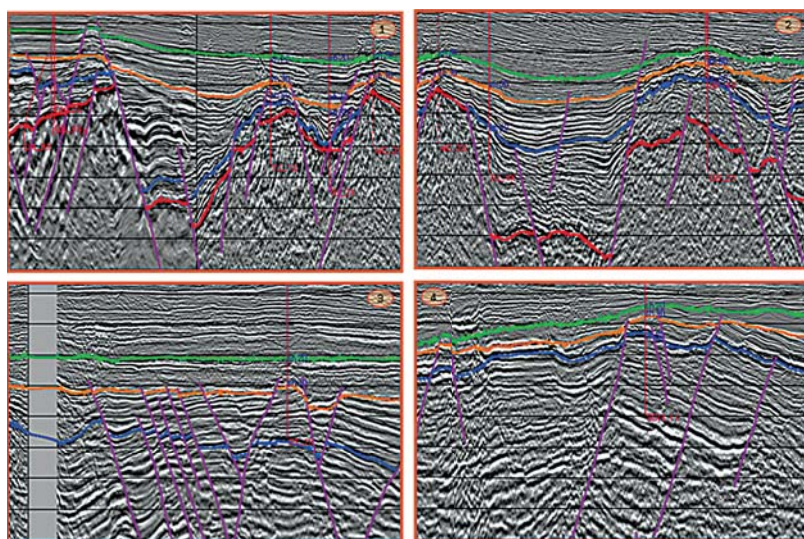
cấu tạo) trong bể Nam Côn Sơn vẫn còn chìm ngập dưới biển, nhưng có đỉnh nhô cao gần tới mặt nước (khoảng 25 - 75m nước) là môi trường thuận lợi cho sự phát triển các ám tiêu san hô; còn ở rìa của các cấu tạo này là các hố sụt biển nông, nơi nào sâu hơn 75m nước thuận lợi cho môi trường trầm tích biển nông trong đó có carbonate nền thuộc hệ tầng Nam Côn Sơn [2].

Trong giai đoạn này, chế độ kiến tạo nhìn chung khá ổn định so với giai đoạn trước. Tuy nhiên, ở một số nơi vẫn có sự nâng lên bào mòn (khu vực các Lô 04, 05). Các đứt gãy đều kết thúc hoạt động muộn nhất là vào cuối Miocen. Đây là giai đoạn biển mở - phát triển thêm lục địa không chỉ ở bể Nam Côn Sơn, mà còn ở nhiều bể Kainozoi khác trong toàn vùng. Biển tiến ồ ạt phủ ngập các đới nâng Côn Sơn, Khorat - Natuna, bình đồ cấu trúc của bể không còn mang tính kế thừa của giai đoạn trước, chúng có xu hướng nghiêng dần về phía biển Đông, các

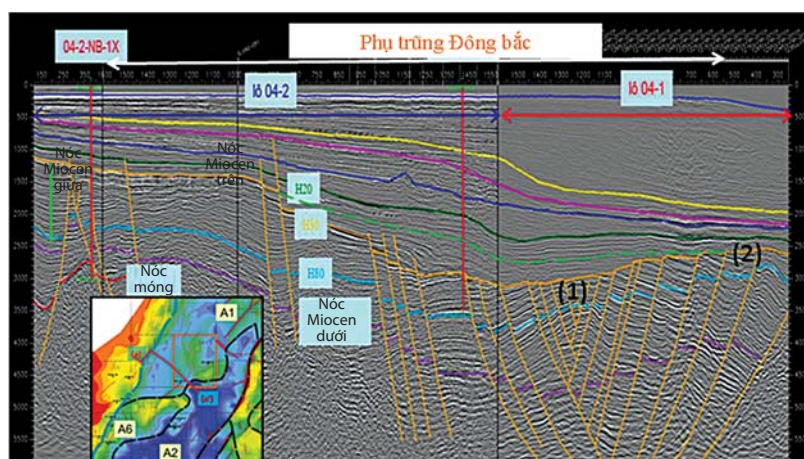
thành tạo tương biển được lắng đọng và được xếp vào hệ tầng Biển Đông. Các tập cát xen sét dạng nêm lấn môi trường biển nông - biển sâu, có chứa dầu khí đã được lắng đọng trên một số cấu tạo trong bể. Dấu vết của các slop cổ trên tài liệu địa chấn khá phù hợp với kết quả nghiên cứu môi trường trầm tích (Bảng 2). Bình đồ cấu trúc trong Pliocen - Đệ tứ không còn mang tính kế thừa của các giai đoạn trước, ranh giới giữa các trũng/bể trong khu vực gần như được đồng nhất trong phòng chung khu vực - phát triển thêm lục địa.

4.4. Mặt cắt khôi phục thể hiện lịch sử phát triển địa chất thời Miocen đến hiện tại

Từ Miocen sớm, biển tiến từ phía Bắc Đông Bắc bể Nam Côn Sơn. Các thành tạo Miocen dưới khu vực phụ đới trung Đông Bắc được hình thành trong môi trường từ lục địa ở phía Tây đến hồ nước ngọt và chuyển tiếp ở phía Đông. Cuối Miocen sớm - đầu Miocen giữa, bề mặt trầm tích có xu hướng nghiêng dần về phía Đông, khu vực khối nâng Sông Đồng Nai phân bố trong vùng môi trường thềm giữa, độ sâu nước biển khoảng 70 - 100m rất thuận lợi cho các thành tạo carbonate phát triển. Thời kỳ này được ghi nhận bởi tập carbonate phủ trực tiếp lên tầng Miocen dưới (ranh giới H80 - nóc Miocen dưới,



Hình 9. Trích mặt cắt tuyến bb' - Tính kế thừa địa hình thời Miocen giữa thay đổi mạnh theo chiều ngang

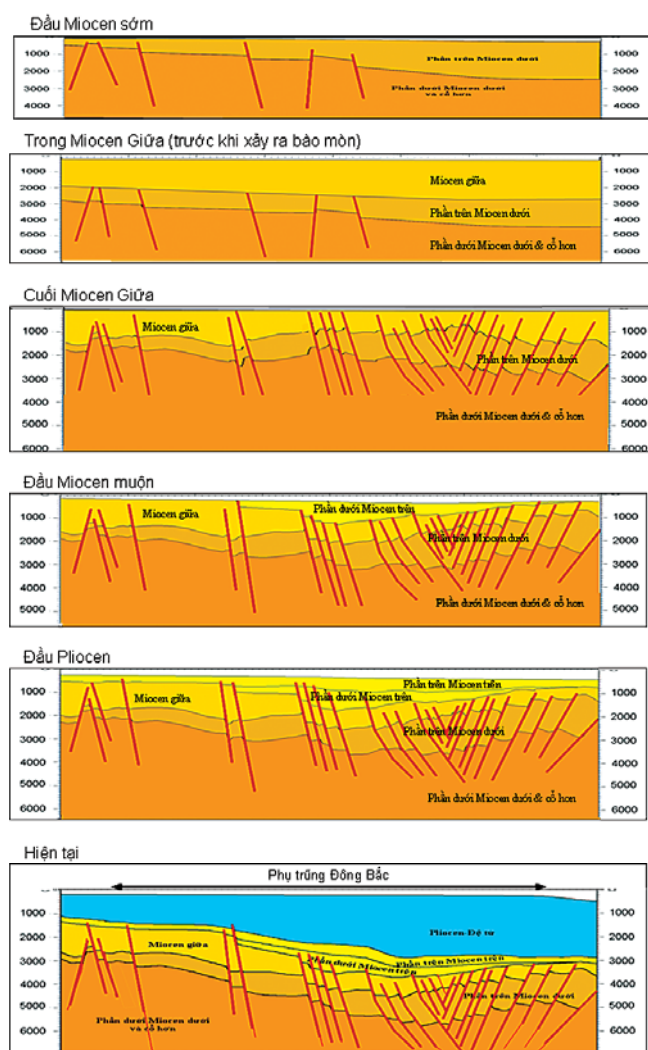


Hình 10. Mặt cắt tuyến aa' thể hiện quá trình vận động của thành tạo Miocen giữa

ranh giới địa chấn H76 chính là nóc carbonate trong vùng nghiên cứu). Các thành tạo Miocen giữa ở phía Tây hình thành trong điều kiện lục địa đến chuyển tiếp, phía Đông được hình thành chủ yếu trong điều kiện môi trường thềm giữa đến thềm ngoài, phần dưới tập được hình thành trong điều kiện môi trường đầm hồ, chuyển tiếp đến thềm trong (Bảng 2).

Để minh họa quá trình vận động của thành tạo Miocen giữa khu vực phụ đới trũng Đông Bắc, nhóm tác giả chọn mặt cắt aa' cắt ngang hướng cấu trúc, từ Lô 04-2 sang Lô 04-1. Tuy nhiên, theo các nhà địa vật lý do tài liệu địa chấn không rõ nên ranh giới nóc Oligocen và nóc móng Đệ tam khu vực phụ đới trũng Đông Bắc không minh giải được. Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ tập trung phân tích, khôi phục quá trình chôn vùi trầm tích từ Miocen giữa đến hiện tại (Hình 10). Tại vị trí số (1) và số (2) trên Hình 10 có lịch sử chôn vùi trầm tích Miocen khác biệt nhau nên nhóm tác giả sẽ tập trung nhiều hơn vào 2 vị trí trên.

Trên mặt cắt địa chấn tuyến aa', vào thời kỳ Miocen sớm có thể địa hình nghiêng về phía phải mặt cắt và tập trên của Miocen dưới (nằm giữa ranh giới nóc Miocen dưới - H80 và Intra Lower Miocen) dày dần về phía bên phải (rất có thể vào Miocen giữa địa hình này vẫn được duy trì). Khu vực Lô 04-2, bất chỉnh hợp Miocen giữa thể hiện sự bào mòn không mạnh nhưng tới ranh giới giữa Lô 04-2 với Lô 04-1 và đặc biệt tại vị trí (1) trong Lô 04-1 sự bào mòn cắt đứt trầm tích tuổi Miocen giữa thể hiện rất rõ qua những dấu hiệu chống nóc ngược chiều về hai phía. Như vậy, có thể hiểu vào thời kỳ bắt đầu diễn ra hoạt động bào mòn trầm tích Miocen giữa, khu vực (1) bị nâng cao thành vòm nâng, trầm tích Miocen giữa bị bào mòn cắt đứt mạnh về hai phía của vòm nâng, đồng thời tăng trầm tích Miocen giữa và cổ hơn bị ép ngang từ phía phải mặt cắt tạo ra một loạt đứt gãy sinh kèm (vị trí số 1 và 2 (Hình 8), số 1 (Hình 10)). Sau đó vị trí (1) bị sụt trong khi khu vực (2) vẫn nhô cao, trầm tích Miocen giữa trên vòm nâng tiếp tục bị bào mòn và cung cấp vật liệu cho các thành tạo phần dưới tầng Miocen trên (tập nằm dưới đường màu lá mạ) lấp đầy trũng (1). Có nơi tổng chiều dày bóc mòn tới hàng nghìn mét, kết quả là có được bề mặt bất chỉnh hợp Miocen giữa như hiện tại. Sự thay đổi chiều dày lớp phủ trầm tích Miocen trên (và trẻ hơn) tại vị trí này góp phần khẳng định địa hình của ranh giới bất chỉnh hợp Miocen giữa tại đây được duy trì tới hiện tại (Hình 10). Thời gian diễn ra bóc mòn tại bề mặt bất chỉnh hợp Miocen giữa khoảng 3 triệu năm. Phần lớn các đứt gãy ngưng nghỉ vào đầu Miocen muộn - giai đoạn bắt đầu hình thành tập trầm tích tuổi Miocen muộn (hay chính xác hơn là hầu hết đứt



Hình 11. Sơ đồ khôi phục mặt cắt tuyến aa'

gãy dừng ở ranh giới bất chỉnh hợp Miocen giữa). Điều đó cho thấy từ Miocen muộn tới hiện tại vùng nghiên cứu lún chìm khá ổn định, hầu hết trầm tích khu vực xung quanh tuyến aa' được hình thành trong điều kiện thềm giữa đến biển sâu. Quá trình vận động của thành tạo Miocen khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn được khái quát trên Hình 11.

5. Kết luận

Nghiên cứu bất chỉnh hợp Miocen giữa khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn trên cơ sở kết quả minh giải tài liệu địa chấn mới có kiểm tra bằng một số kết quả phân tích mẫu địa hóa, thạch học, cổ sinh ở khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn cho thấy:

- Vào gần cuối Miocen giữa khi hoạt động nghịch đảo diễn ra, địa hình bề mặt trầm tích thay đổi rất mạnh, nhiều nơi khác hẳn với bản đồ cấu trúc nóc Miocen giữa hiện tại. Chỉ trên diện hẹp (Lô 04-1) đã thấy vào cuối Miocen giữa

trong giai đoạn nâng lên bào mòn trầm tích, vận động địa chất ở khu vực cấu tạo Sông Tiền (giếng ST-1X) và cấu tạo Sông Đồng Nai (giếng SDN-1RX) đã có sự khác biệt;

- Tính kế thừa địa hình của các thành tạo Miocen giữa cũng thay đổi mạnh theo chiều ngang, khu vực Đại Hùng, Thiên Ứng, Đại Bàng quan sát được các địa hào được lấp đầy bởi các thành tạo Miocen dưới và giữa trong khi khu vực cấu tạo Sông Tiền và Sông Đồng Nai lại không quan sát được hình ảnh kế thừa đó;

- Địa hình bề mặt trầm tích cổ và sự thay đổi mức độ kế thừa địa hình theo chiều ngang vùng nghiên cứu là một trong những cơ sở quan trọng để biện luận và lập dữ liệu đầu vào về địa chất và địa hóa cho mô hình địa hóa đá mẹ phục vụ công tác khoan dầu khí. Vấn đề này sẽ được đề cập tiếp trong nghiên cứu tiếp theo về mô hình địa hóa đá mẹ khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thị Dâu và nnk. *Mô hình địa hóa bề trầm tích Nam Côn Sơn*. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành. 2000.
2. Nguyễn Thị Dâu và nnk. *Kết quả liên kết dầu - đá mẹ bể Nam Côn Sơn*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học

và Công nghệ Quốc tế "Dầu khí Việt Nam 2010 - Tăng tốc phát triển". 9/2010; 1; trang 341 - 358.

3. Nguyễn Giao và nnk. *Chính xác hóa cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng và đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Nam Côn Sơn*. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành. 1990.
4. Nguyễn Du Hưng và nnk. *Báo cáo tính trữ lượng mỏ Đại Hùng*. Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC). 2005.
5. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Chính xác hóa cấu trúc địa chất và trữ lượng dầu khí phần phía Đông bể Cửu Long và Nam Côn Sơn*. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành. 1995.
6. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí bể trầm tích Nam Côn Sơn trên cơ sở tài liệu đến 12/2003*. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành. 2005.
7. British Gas Vietnam. *Well 04.1-ST-1X final well report*. 1994.
8. VPI-Labs. *Nghiên cứu cổ địa lý tướng đá Lô 04-1*. 2012.
9. VPI-Labs. *Phân tích cổ sinh địa tầng giếng khoan 04-1-ST-2X*. 2012.

Evaluating the evolution of middle Miocene stratum in the North Eastern sub-trough, Nam Con Son basin to establish the input data for geochemical model

Nguyen Thi Dau¹, Phan My Linh², Phan Van Thang²

¹Vietnam Petroleum Association

²Vietnam Petroleum Institute

Summary

Petroleum exploration was carried out very early in the Nam Con Son basin and at present, a lot of gas fields have been developed such as Dai Hung, Rong Doi, Hai Thach, Moc Tinh, and Lan Tay. It is said that most structures in the North Eastern sub-trough were influenced by the North Eastern - South Western fault systems and inherited their trends from Early Miocene to Late Miocene. Paleotopography and paleoenvironment, especially at oil/gas migration and accumulation periods, are important factors contributing to the success of oil/gas exploration and production. In this article, the authors focus on analysis and evaluation of the Middle Miocene unconformity in the North Eastern sub-trough, Nam Con Son basin. The results obtained by the authors on the basis of new seismic data interpretation and other studies indicate:

- **The inversion in the Late of Middle Miocene resulted in a strong change of topography, with some areas being greatly different from the structural map of top Middle Miocene at present;**
- **The areal changes of inherited topography of Middle Miocene and Early Miocene are very strong;**
- **The paleotopography and the horizontal changes of topographic inheritance of the study area are important information for establishment of inputs for geochemical modeling.**

Key words: Middle Miocene unconformity, North Eastern sub-trough, Nam Con Son basin,

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG THÀNH TẠO VÀ MỨC ĐỘ SA LẮNG MUỐI VÔ CƠ TRONG QUÁ TRÌNH KHAI THÁC DẦU KHÍ

ThS. Hoàng Long, ThS. Lê Thị Thu Hương
KS. Đỗ Văn Hiến, KS. Nguyễn Văn Đò
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Hiện tượng sa lắng muối gây nhiều khó khăn trong quá trình khai thác dầu khí, đặc biệt tại các mỏ sử dụng bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa. Các muối carbonate và sulfate vô cơ (như: CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4) có thể sa lắng trong vỉa và các thiết bị khai thác do có sự thay đổi về điều kiện nhiệt độ áp suất và trạng thái cân bằng hóa học trong quá trình khai thác. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu các cơ chế hình thành và đánh giá khả năng thành tạo, mức độ sa lắng cặn vô cơ (cụ thể là các muối vô cơ) trong quá trình khai thác dầu khí, nhằm đảm bảo hệ thống khai thác vận hành an toàn và hiệu quả.

Từ khóa: Sa lắng muối, bơm ép nước, CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác thứ cấp, nước biển được sử dụng làm nước bơm ép để duy trì áp suất vỉa và nâng cao hiệu quả trong giai đoạn khai thác. Tuy nhiên, việc sử dụng bơm ép nước đã nảy sinh vấn đề lắng đọng các muối vô cơ trong các giếng khai thác và đường ống. Có 3 nguyên nhân chính gây ra sa lắng: (1) Sa lắng của nước bơm ép do thay đổi nhiệt độ, áp suất; (2) Sa lắng do sự không tương thích về hóa học giữa nước vỉa và nước bơm ép; (3) Sa lắng do thay đổi thành phần hóa học từ phản ứng giữa nước và đá. Nhóm tác giả đã sử dụng các thuật toán để tính toán xu hướng sa lắng muối dựa trên kết quả phân tích thành phần hóa học của nước khai thác, nước biển (nước bơm ép) ở mỏ HTX. Thí nghiệm được thực hiện trên bình chứa kín với nước biển và hệ nước biển - đá được nung nóng để kiểm tra khả năng tự sa lắng của nước biển, xu hướng sa lắng trong phản ứng giữa nước biển và các đá ở mỏ HTX - HDX với điều kiện như ở dưới vỉa.

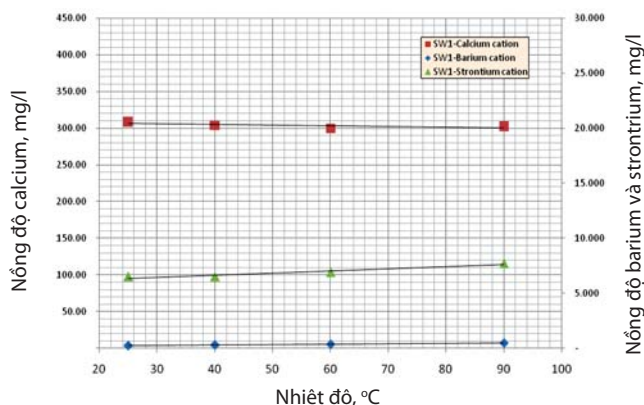
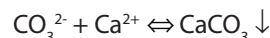
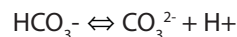
1.1. Khả năng tự sa lắng của nước biển

Ảnh hưởng của nhiệt độ tới xu hướng tự sa lắng

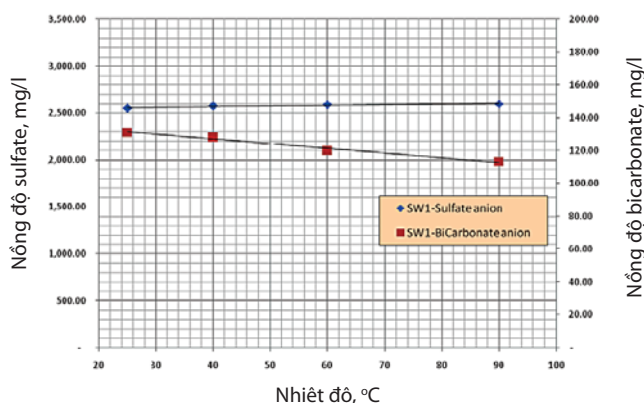
Các kết quả thí nghiệm cho thấy nhiệt độ có ảnh hưởng quan trọng đến độ tan của cặn và sự phát triển tinh thể của lớp cặn. Độ hòa tan của một số chất vô cơ như: BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3 , BaCO_3 , SrSO_4 ở nhiệt độ từ 25 - 90°C đã được thực hiện trong nghiên cứu này... Kết quả thí nghiệm được tóm tắt trong Bảng 1 và Hình 1, 2.

Hình 1, 2 cho thấy nồng độ calcium giảm do sự tạo ra các cặn calcium carbonate hay calcium sulfate. Nồng

độ barium tăng cùng với quá trình tăng nhiệt độ cho thấy kết quả của sự hòa tan barium sulfate. Hàm lượng bicarbonate và carbonate trong dung dịch bị giảm khi nhiệt độ tăng do có sự tạo thành cặn:



Hình 1. Nồng độ cation phụ thuộc vào thay đổi nhiệt độ



Hình 2. Nồng độ cation phụ thuộc vào thay đổi nhiệt độ

Bảng 1. Kết quả thực nghiệm sa lắng của nước biển từ 25 - 90°C

Mẫu		Nước biển	Nước biển	Nước biển	Nước biển	Nước biển
Nhiệt độ		25°C	25°C	40°C	60°C	90°C
Thời gian		3 ngày	3 ngày	3 ngày	3 ngày	3 ngày
Tổng hạt hòa tan (Cal.)	mg/l	31.508,82	32.052,13	31.682,13	31.123,47	31.743,42
Khối lượng riêng ở 20°C		1,027	1,028	1,029	1,032	1,036
Độ mặn	ppt	17,000	17,000	17,000	20,000	21,000
Điện trở suất ở 24°C	Ω	23,790	23,740	23,360	21,840	19,120
Độ dẫn điện ở 24°C	ms/cm	32,970	33,330	34,690	38,300	40,610
Độ nhớt ở 20°C	Cst					
pH		7,87	7,91	7,91	8,32	7,53
Thành phần	Cation	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Sodium	Na ⁺	9.319,00	9.081,40	9.617,59	9.342,20	9.362,00
Potassium	K ⁺	336,00	338,00	338,00	416,00	488,00
Calcium	Ca ²⁺	276,00	308,00	304,00	300,00	302,00
Magnesium	Mg ²⁺	1.068,00	1.138,00	1.120,00	1.302,00	1.402,00
Total Iron	(Fe ²⁺ + Fe ³⁺)	0,04	0,34	0,04	0,06	0,05
Barium	Ba ²⁺	0,032	0,240	0,300	0,360	0,470
Strontium	r ²⁺	5,70	6,50	6,50	6,90	7,70
Tổng		11.004,77	10.872,48	11.386,43	10.951,52	11.562,22
Thành phần	Anion	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Chloride	Cl ⁻	17.788,50	18.497,50	17.592,75	17.456,25	17.469,00
Sulphate	SO ₄ ²⁻	2.574,80	2.550,20	2.574,00	2.588,00	2.599,00
Bicarbonate	HCO ₃ ⁻	140,00	131,20	128,20	120,20	113,20
Carbonate	CO ₃ ²⁻	0,75	0,75	0,75	7,50	-
Tổng		20.504,05	21.179,65	20.295,70	20.171,95	20.181,20

1.2. Nguyên tắc tính toán của phần mềm Scaling Software

Xu hướng tạo cặn được định nghĩa là tỷ lệ chất hoạt tính trong phương trình cân bằng với tích số hòa tan của từng chất rắn riêng biệt. Tỷ lệ này có liên quan tới chỉ số bão hòa. Gọi chất hoạt tính là Q do đó xu hướng tạo cặn là ST:

$$ST = Q/K_{sp}$$

Trong đó, chất hoạt tính Q được tính như sau:

$$Q = \gamma_i m_i$$

γ_i : Hệ số hoạt hóa của chất i;

m_i : Số mol.

Tích số hòa tan (K_{sp}) là một đại lượng nhiệt động, đồng thời là một hàm của nhiệt độ và áp suất (dù trong một số trường hợp hàm áp suất của chất rắn có thể bỏ qua).

Sự phụ thuộc nhiệt độ được tính như sau:

$$\ln K(T) = A + (B/T) + C \ln T + DT + (E/T^2)$$

T: Nhiệt độ dung dịch;

A, B, C, D là các hằng số.

Sự phụ thuộc áp suất được tính như sau:

$$[(\delta \ln K)/(\delta P)] = [(\Delta ZP - \Delta V)/RT]$$

ΔZ : Độ thay đổi tính chịu nén phân tử của phản ứng;

Bảng 2. Thành phần nước biển

Thành phần nước biển			
Cations	mg/l	Anions	mg/l
Sodium	10.548,00	Chloride	18.495,00
Calcium	308,00	Sulfate	2.550,00
Magnesium	1.138,00	Bisulfide	0,00
Potassium	338,00	Bicarbonate	127,12
Amonium	0,00	Carbonate	3,15
Ferrous iron	0,34	Acetate	0,00
Barium	24,00		
Strontium	6,50		

Bảng 3. Điều kiện bơm ép

Điều kiện bơm ép		
Nhiệt độ (độ F)	Áp suất (Psi)	Vị trí
77	14,7	Chuẩn
122	110,0	Bể mặt
186	2.000,0	Đầu giếng
225	3.697,0	Vía

ΔV : Độ thay đổi thể tích phân tử của phản ứng;

R: Hệ số khí hiệu dụng.

Khi $ST > 1$, xu hướng nhiệt động của chất rắn được hình thành. Khi $ST < 1$, không có xu hướng nhiệt động của chất rắn được hình thành.

Trong mô hình tính toán cho phần mềm Scaling Software, độ kết tủa được tính cho các khoáng vật sau: BaSO₄, CaSO₄, CaCO₃, BaCO₃, SrSO₄ và SrCO₃. Số liệu đầu vào gồm:

- Các kết quả phân tích nước, gồm các chỉ tiêu: Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , độ kiềm;
- Khoảng thay đổi nhiệt độ và áp suất.

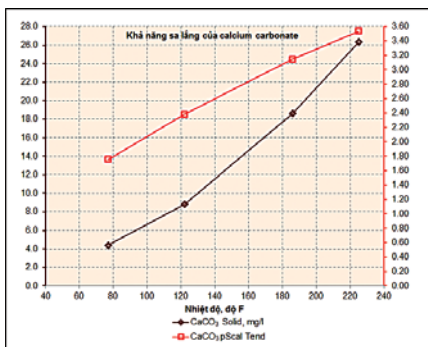
2. Kết quả chạy mô hình dự đoán khả năng thành tạo sa lắng muối khi bơm ép vào vỉa

2.1. Kết quả tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng Miocen

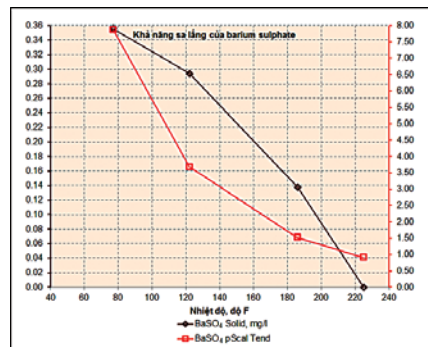
Trong giếng bơm ép, nước bơm ép (nước biển) chịu ảnh hưởng bởi sự tăng nhiệt độ lẫn áp suất. Do đó, mô hình tính toán được sử dụng để tính với thông số nhiệt độ và áp suất giống với điều kiện trong giếng bơm ép. Thành phần và trạng thái của nước biển bơm vào giếng bơm ép thể hiện trong Bảng 2 và 3.

Nồng độ ion trong nước biển sẽ thay đổi khi áp suất và nhiệt độ nước biển thay đổi từ bề mặt đến tầng chứa. Kết quả tính toán thể hiện trong Hình 3, 4, 5.

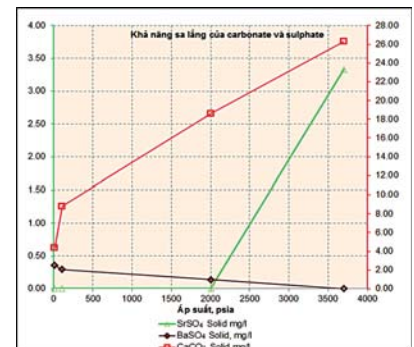
Theo bảng số liệu này, nước biển bắt đầu kết tủa khi nhiệt độ tăng tới 225°F trong quá trình bơm ép vào tầng Miocen. Sự kết tủa này cho thấy hiện tượng giảm Ca^{2+} , Sr^{2+} và SO_4^{2-} do anhydrite và celestite kết tủa. Kết tủa tối đa cận sa lắng là 29,64mg/l hay 29,64g/m³, lắng đọng tại đáy và vùng cận đáy giếng bơm ép. Hình 5 và Bảng 4 cho thấy CaCO_3 là thành phần sa lắng chính ở mọi tỷ lệ. CaCO_3 hay calcite thường gặp ở những giếng đang khai thác và có độ ổn định cao.



Hình 3. Độ kết tủa của calcium carbonate từ bề mặt đến tầng chứa



Hình 4. Độ kết tủa của barium sulfate từ bề mặt đến tầng chứa



Hình 5. Độ kết tủa của calcium carbonate từ bề mặt đến tầng chứa

Bảng 4. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép tầng Miocen

Vị trí	Tổng khối	BaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	CaSO ₄	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
Chuẩn	4,726	0,356	7,879	4,370	1,752	0,000	0,178	0,000	0,117	0,140	0,155
Bề mặt	9,090	0,294	3,683	8,795	2,381	0,000	0,130	0,000	0,177	0,084	0,157
Đầu giếng	18,724	0,138	1,526	18,586	3,142	0,000	0,284	0,000	0,344	0,160	0,168
Bể chứa	29,640	0,000	0,908	26,304	3,536	3,337	1,339	0,000	0,526	0,683	0,167

2.2. Tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng Oligocen

Thành phần và trạng thái nước biển trong quá trình bơm ép vào tầng Oligocen được trình bày trên Bảng 5 và 6.

Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép tầng Oligocen được trình bày trên Bảng 7 và Hình 6.

Hình 6 cho thấy CaCO_3 vẫn là thành phần sa lắng chính ở mọi tỷ lệ. Nước biển bắt đầu kết tủa khi nhiệt độ tăng tới 238°F trong quá trình bơm ép vào tầng Oligocen. Kết tủa cận sa lắng tối đa là 36,271mg/l hay 36,271g/m³ tại đáy giếng bơm ép và vùng cận đáy giếng.

2.3. Tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng móng

Kết quả tính toán sa lắng trong quá trình bơm ép vào tầng móng được trình bày trên Bảng 8 và Hình 7.

Ở điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, CaCO_3 vẫn là thành phần sa lắng chính ở mọi tỷ lệ. Độ kết tủa tối đa là 47,97mg/l hay 47,97g/m³.

2.4. Kết quả tính toán sa lắng của sự không tương thích giữa nước bơm ép và nước vỉa

2.4.1. Kết quả tính toán sa lắng của sự không tương thích giữa nước bơm ép và nước vỉa tại điều kiện vỉa

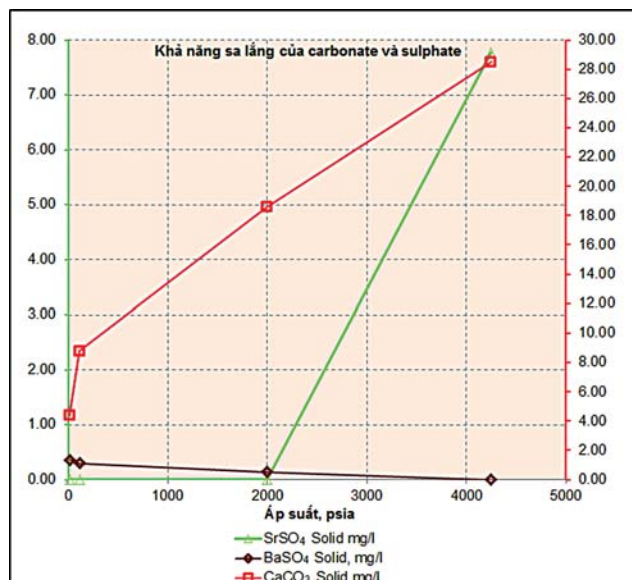
Trong quá trình bơm ép, nước bơm ép khi bị bơm ép

Bảng 5. Thành phần nước biển bơm ép xuống Oligocen

Thành phần nước biển			
Cations	mg/l	Anions	mg/l
Sodium	10.548,00	Chloride	18.495,00
Calcium	308,00	Sulfate	2.550,00
Magnesium	1.138,00	Bisulfide	0,00
Potassium	338,00	Bicarbonate	127,12
Ammonium	0,00	Carbonate	3,15
Ferrous iron	0,34	Acetate	0,00
Barium	24,00		
Strontium	6,50		

Bảng 6. Điều kiện nhiệt độ - áp suất trong bơm ép

Điều kiện bơm ép		
Nhiệt độ (độ F)	Áp suất (Psi)	Vị trí
77	14,7	Chuẩn
122	110,0	Bề mặt
186	2.000,0	Đầu giếng
225	3.697,0	Vía



Hình 6. Tổng lượng sa lắng từ bề mặt đến tầng chứa

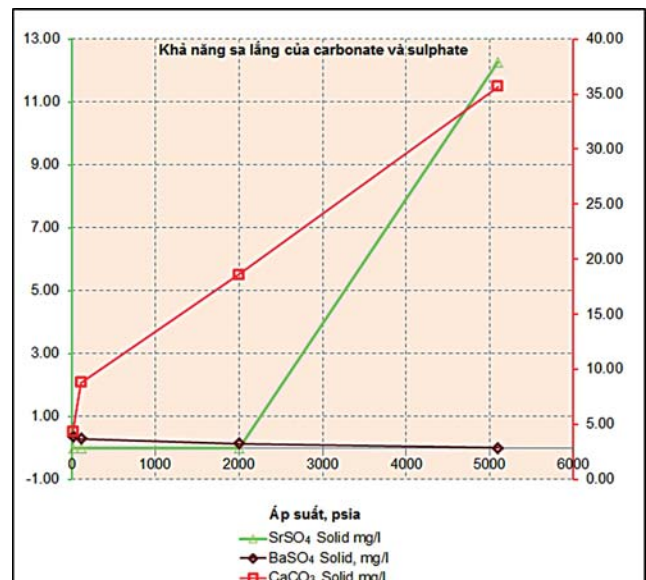
vào trong vỉa sẽ hòa trộn với nước vỉa ở trong vỉa hoặc đi ra giếng khai thác và hòa trộn với nước biển ở vùng đáy giếng dẫn tới sự kết tủa của sulfate và carbonate.

Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa giữa nước bơm ép và nước vỉa tại điều kiện vỉa được thể hiện trên Bảng 9 và Hình 8.

Kết quả nghiên cứu cho thấy thành phần kết tủa có cặn sulfate lẫn carbonate. Kết quả tổng hàm lượng sa lắng phụ thuộc vào tỷ lệ pha trộn và điều kiện thí nghiệm. Hàm lượng sa lắng tối đa là 1.197,66mg/l hay 1.197,66g/m³ khi tỷ lệ hòa trộn nước biển với nước vỉa là 65% thể tích nước biển và 35% thể tích nước vỉa.

2.4.2. Kết quả tính toán sa lắng của sự pha trộn không tương thích giữa nước bơm ép và nước ở đáy giếng khai thác

Nước biển từ nhiều khu vực khác nhau sẽ hòa trộn và



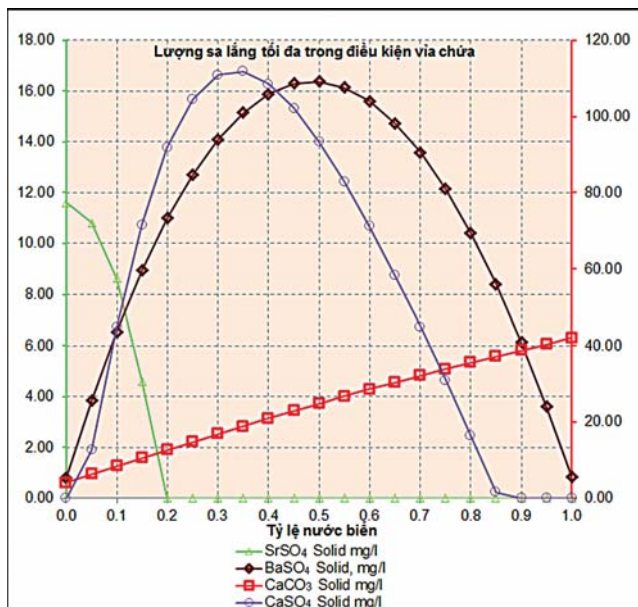
Hình 7. Tổng lượng sa lắng từ bề mặt tới đá móng

Bảng 7. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép tầng Oligocen

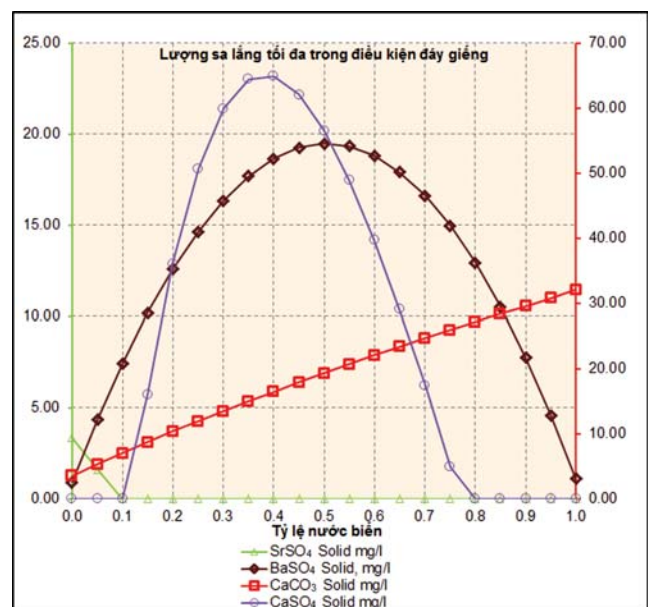
Vị trí	Tổng khối	BaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	CaSO ₄	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/L	pScal Tend	Solid, mg/L	pScal Tend	Solid, mg/L	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
Chuẩn	4,726	0,356	7,879	4,370	1,752	0,000	0,178	3,46.10 ⁻⁵	0,117	0,140	0,155
Bề mặt	9,090	0,294	3,683	8,795	2,381	0,000	0,130	3,34.10 ⁻⁵	0,177	0,084	0,157
Đầu giếng	18,724	0,138	1,526	18,586	3,142	0,000	0,284	2,80.10 ⁻⁵	0,344	0,160	0,168
Bể chứa	36,271	0,000	0,767	28,502	3,614	7,770	2,454	2,03.10 ⁻⁵	0,526	1,192	0,165

Bảng 8. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa trong quá trình bơm ép vào móng

Vị trí	Tổng khối	BaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	CaSO ₄	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
Chuẩn	4,726	0,356	7,879	4,370	1,752	0,000	0,178	3,46.10 ⁻⁵	0,117	0,140	0,155
Bề mặt	9,090	0,294	3,683	8,795	2,381	0,000	0,130	3,34.10 ⁻⁵	0,177	0,084	0,157
Đầu giếng	18,724	0,138	1,526	18,586	3,142	0,000	0,284	2,80.10 ⁻⁵	0,344	0,160	0,168
Bể chứa	47,971	0,000	0,603	35,701	3,994	12,270	17,543	1,84.10 ⁻⁵	0,863	7,753	0,000



Hình 8. Lượng sa lắng tối đa trong điều kiện vỉa chứa



Hình 9. Tổng lượng sa lắng trong điều kiện đáy giếng

Bảng 9. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa giữa nước bơm ép và nước vỉa

Tỷ lệ nước HST	Tổng khối	BaSO ₄		CaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	SrCO ₃	CaSO ₄ .2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
1,00	98,64	0,00	0,86	0,00	0,11	98,64	42,13	0,00	0,00	2,01.10 ⁻³	0,07	0,02
0,95	118,54	21,50	3,61	0,00	0,44	97,04	40,39	0,00	0,01	1,92.10 ⁻³	0,09	0,09
0,90	119,17	23,81	6,14	0,00	0,76	95,36	38,82	0,00	0,02	1,83.10 ⁻³	0,11	0,16
0,85	118,78	23,64	8,41	1,523	1,05	93,62	37,21	0,00	0,04	1,73.10 ⁻³	0,13	0,22
0,80	130,52	22,30	10,41	16,420	1,32	91,80	35,56	0,00	0,06	1,63.10 ⁻³	0,16	0,28
0,75	141,80	20,96	12,14	30,944	1,56	89,90	33,87	0,00	0,09	1,54.10 ⁻³	0,19	0,33
0,70	152,52	19,61	13,59	45,004	1,77	87,91	32,14	0,00	0,13	1,44.10 ⁻³	0,23	0,38
0,65	162,54	18,26	14,74	58,478	1,95	85,81	30,37	0,00	0,19	1,34.10 ⁻³	0,28	0,41
0,60	171,69	16,91	15,60	71,202	2,10	83,58	28,56	0,00	0,26	1,24.10 ⁻³	0,34	0,45
0,55	179,70	15,56	16,15	82,951	2,22	81,19	26,71	0,00	0,36	1,14.10 ⁻³	0,41	0,47
0,50	186,23	14,21	16,38	93,413	2,30	78,61	24,82	0,00	0,49	1,03.10 ⁻³	0,51	0,49
0,45	190,78	12,84	16,30	102,153	2,34	75,79	22,89	0,00	0,67	9,31.10 ⁻⁴	0,63	0,50
0,40	192,73	11,47	15,89	108,565	2,34	72,70	20,92	0,00	0,91	8,28.10 ⁻⁴	0,77	0,50
0,35	191,19	10,09	15,16	111,829	2,31	69,28	18,92	0,00	1,23	7,26.10 ⁻⁴	0,96	0,49
0,30	185,09	8,70	14,10	110,897	2,23	65,50	16,89	0,00	1,65	6,24.10 ⁻⁴	1,19	0,47
0,25	173,24	7,29	12,71	104,590	2,11	61,36	14,82	0,00	2,21	5,22.10 ⁻⁴	1,48	0,45
0,20	154,64	5,86	10,99	91,860	1,94	56,92	12,72	0,00	2,96	4,20.10 ⁻⁴	1,85	0,41
0,15	133,02	4,40	8,94	71,641	1,73	52,38	10,60	4,60	3,96	3,19.10 ⁻⁴	2,31	0,37
0,10	104,30	2,93	6,55	44,899	1,47	47,85	8,46	8,63	5,28	2,20.10 ⁻⁴	2,89	0,31
0,05	68,35	1,43	3,84	12,657	1,17	43,45	6,31	10,82	7,02	1,21.10 ⁻⁴	3,61	0,25
0,00	46,7	0,00	0,81	0,00	0,81	35,09	4,14	11,61	9,29	2,40.10 ⁻⁵	4,51	0,17

tạo thành cặn ở đáy giếng trong quá trình khai thác. Kết quả tính toán sa lắng của sự pha trộn không tương thích giữa nước bơm ép và nước ở đáy giếng khai thác thể hiện trên Bảng 10 và Hình 9.

Theo kết quả nghiên cứu, thành phần kết tủa có cả cặn sulfate lẫn carbonate. Kết quả tổng hàm lượng cặn đã được tính toán, phụ thuộc vào tỷ lệ pha trộn và điều kiện thí nghiệm. Hàm lượng sa lắng tối đa là 725,64mg/l hay

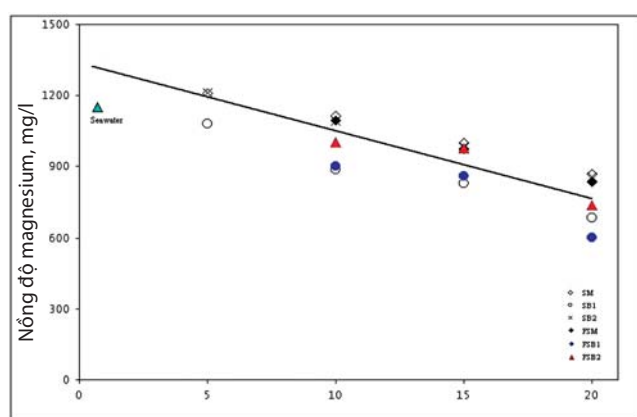
725,64g/m³ khi nước biển được hòa trộn với nước vỉa ở tỷ lệ 60% thể tích nước biển và 40% thể tích nước vỉa. So với tại vỉa, khối lượng cặn ở điều kiện đáy giếng thấp hơn và các muối sa lắng chính gồm calcium sulfate, calcium carbonate tăng khi nhiệt độ tăng.

2.5. Nghiên cứu tương tác đá - nước

Thí nghiệm được thực hiện trong bình sắt chịu nhiệt, mẫu đá được nghiền thành bột và sàng qua rây để lấy

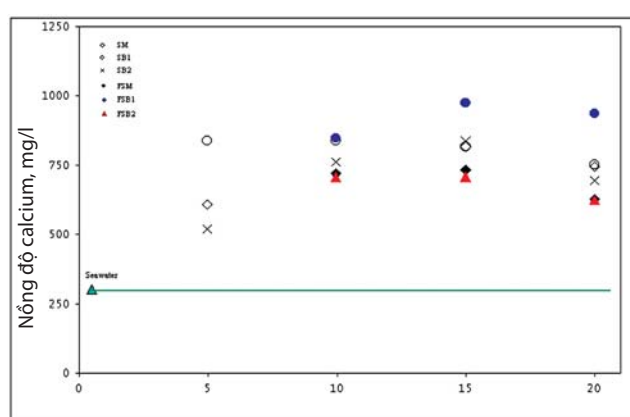
Bảng 10. Kết quả tính toán sa lắng và độ kết tủa giữa nước bơm ép và nước ở đáy giếng khai thác

Tỷ lệ nước HST	Tổng khối	BaSO ₄		CaSO ₄		CaCO ₃		SrSO ₄		BaCO ₃	SrCO ₃	CaSO ₄ ·2H ₂ O
		Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	Solid, mg/l	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend	pScal Tend
1,00	93,92	2,24	1,11	0,00	0,07	91,68	32,06	0,00	0,00	1,76.10 ⁻³	0,07	0,02
0,95	113,41	23,51	4,60	0,00	0,31	89,90	30,74	0,00	0,01	1,68.10 ⁻³	0,08	0,10
0,90	113,08	25,04	7,75	0,00	0,53	88,04	29,57	0,00	0,02	1,59.10 ⁻³	0,08	0,17
0,85	110,77	24,64	10,53	0,00	0,73	86,13	28,38	0,00	0,03	1,51.10 ⁻³	0,09	0,23
0,80	107,84	23,68	12,94	0,00	0,92	84,16	27,17	0,00	0,05	1,42.10 ⁻³	0,11	0,29
0,75	109,47	22,40	14,98	4,960	1,08	82,11	25,93	0,00	0,06	1,33.10 ⁻³	0,12	0,34
0,70	118,324	20,94	16,63	17,444	1,22	79,94	24,67	0,00	0,09	1,25.10 ⁻³	0,13	0,39
0,65	126,225	19,47	17,91	29,085	1,33	77,67	23,38	0,00	0,11	1,16.10 ⁻³	0,15	0,42
0,60	132,958	18,01	18,81	39,678	1,43	75,27	22,06	0,00	0,14	1,08.10 ⁻³	0,17	0,45
0,55	138,236	16,54	19,33	48,956	1,50	72,74	20,71	0,00	0,18	9,89.10 ⁻⁴	0,19	0,48
0,50	141,683	15,07	19,48	56,573	1,54	70,04	19,34	0,00	0,22	9,02.10 ⁻⁴	0,21	0,49
0,45	142,856	13,60	19,25	62,086	1,56	67,17	17,93	0,00	0,27	8,15.10 ⁻⁴	0,23	0,50
0,40	141,162	12,12	18,65	64,942	1,56	64,10	16,49	0,00	0,33	7,29.10 ⁻⁴	0,26	0,50
0,35	135,947	10,63	17,68	64,477	1,53	60,84	15,01	0,00	0,40	6,42.10 ⁻⁴	0,30	0,49
0,30	126,479	9,14	16,34	59,959	1,47	57,38	13,49	0,00	0,48	5,54.10 ⁻⁴	0,33	0,47
0,25	112,088	7,64	14,64	50,678	1,38	53,77	11,94	0,00	0,57	4,67.10 ⁻⁴	0,38	0,44
0,20	92,295	6,13	12,59	36,095	1,27	50,07	10,35	0,00	0,69	3,79.10 ⁻⁴	0,42	0,40
0,15	66,951	4,61	10,18	15,991	1,13	46,35	8,71	0,00	0,82	2,90.10 ⁻⁴	0,48	0,36
0,10	45,07	3,08	7,43	0,00	0,96	41,99	7,04	0,00	0,97	2,02.10 ⁻⁴	0,54	0,30
0,05	38,47	1,52	4,33	0,00	0,76	35,33	5,31	1,62	1,14	1,12.10 ⁻⁴	0,61	0,24
0,00	29,64	0,00	0,91	0,00	0,53	26,30	3,54	3,34	1,34	2,26.10 ⁻⁴	0,68	0,17



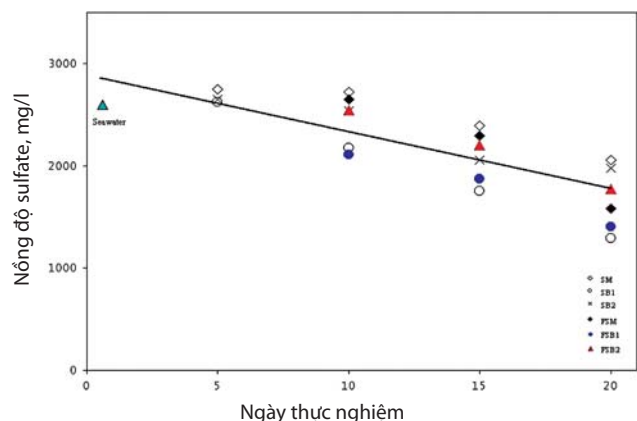
Ngày thực nghiệm

Hình 10. Nồng độ magnesium trong phản ứng nước - đá



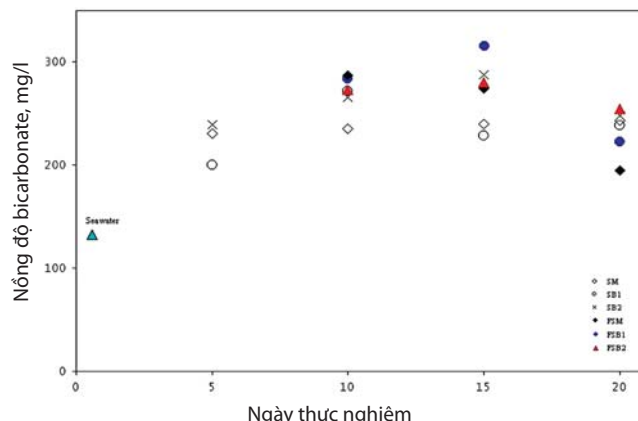
Ngày thực nghiệm

Hình 11. Nồng độ calcium trong phản ứng nước - đá



Ngày thực nghiệm

Hình 12. Nồng độ sulfate trong phản ứng nước - đá



Ngày thực nghiệm

Hình 13. Nồng độ bicarbonate trong phản ứng nước - đá

Bảng 11. Kết quả phân tích nước sau thí nghiệm phản ứng đá - nước

TT	Mẫu	Kết quả phân tích mẫu nước													Ghi chú
		TDS (eva,,)	Salinity	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Br ⁻	CO ₃ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	ΣFe	Na ⁺	K ⁺	pH	
		g/l	g/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l		
Loạt kiểm tra															
1	SM-1	36,0	34,3	230,58	2.747,0	19.932	92,8	-	608	1.209,6	0,19	10.610,1	582,4	7,35	SW & cát kết HTX sau 5 ngày
2	SM-2	35,7	33,4	235,60	2.722,4	20.093	94,1	-	720	1.113,6	1,15	10.213,2	543,9	7,33	SW & cát kết HTX sau 10 ngày
3	SM-3	34,8	32,4	240,00	2.391,2	19.874	93,2	-	816	998,4	0,46	9.871,1	551,8	7,41	SW & cát kết HTX sau 15 ngày
4	SM-4	34,3	32,8	243,40	2.055,0	19.738	92,2	-	744	867,6	0,27	10.134,0	381,0	7,40	SW & cát kết HTX sau 20 ngày
5	SB1-1	34,7	33,1	200,08	2.624,0	19.081	91,2	-	840	1.080,0	0,17	10.242,0	585,3	7,38	SW & đá HDX sau 5 ngày
6	SB1-2	34,2	32,6	272,06	2.172,0	19.099	93,7	-	840	888,0	6,94	10.180,2	605,0	7,12	SW & đá HDX sau 10 ngày
7	SB1-3	32,9	32,6	228,75	1.754,8	19.277	94,7	-	816	828,0	2,55	9.425,6	447,0	7,07	SW & đá HDX sau 15 ngày
8	SB1-4	32,5	31,5	238,50	1.291,5	19.201	92,7	-	752	681,6	0,13	9.793,0	415,0	7,04	SW & đá HDX sau 20 ngày
9	SB2-1	34,6	33,4	239,12	2.650,2	19.241	93,8	-	520	1.212,0	1,11	10.112,0	522,9	7,14	SW & đá HDX sau 5 ngày (kiểm tra kép)
10	SB2-2	34,8	32,6	265,96	2.537,1	19.256	91,9	-	760	1.092,0	8,20	10.208,0	535,4	7,11	SW & đá HDX sau 10 ngày (kiểm tra kép)
11	SB2-3	34,3	32,7	287,92	2.054,1	19.137	90,9	-	840	984,0	1,73	10.340,0	546,5	7,09	SW & đá HDX sau 15 ngày (kiểm tra kép)
12	SB2-4	34,4	33,2	247,60	1.976,2	19.880	92,5	-	696	855,3	1,61	10.137,0	534,9	7,03	SW & đá HDX sau 20 ngày (kiểm tra kép)

hạt có kích thước khoảng 0,2mm. Cho 50g mẫu bột đá và 200ml nước biển vào bình thí nghiệm, sau đó gia nhiệt đến 120°C. Tiến hành thí nghiệm sau 5 ngày, 10 ngày, 15 ngày, 20 ngày. Sau khi kết thúc thí nghiệm, lấy bình ra, lọc bằng giấy lọc định lượng, phần nước mang đi phân tích.

Kết quả thí nghiệm phản ứng đá - nước được tóm tắt trong Bảng 11 và Hình 10 - 13. Kết quả thí nghiệm cho thấy Mg²⁺ là thành phần hóa học duy nhất bị giảm theo thời gian thí nghiệm. Quá trình này không tạo thành cặn sa lắng mà chỉ cung cấp một số cation khác (Ca²⁺, Na⁺,

K⁺) và H⁺ vào trong nước biển. Hòa tan calcite có thể giải phóng Ca²⁺ do tốc độ phản ứng; quá trình còn lại diễn ra từ từ (trong thời gian dài). Trao đổi cation cũng là nguyên nhân gây ra một lượng nhỏ Ca²⁺ trong dung dịch. Nồng độ sulfate giảm do có thành tạo cặn CaSO₄. Nồng độ sulfate tiếp tục giảm đến một mức độ ổn định sẽ không gây phản ứng trong dung dịch nước biển. Cặn CaSO₄ bắt đầu kết tủa và nồng độ sulfate giảm xuống đạt mức hơn 1.200mg/l, tương đương hơn 1.500mg/l cặn CaSO₄, trong 20 ngày thí nghiệm. Sa lắng cặn lâu ngày do phản ứng đá

- nước ở điều kiện vỉa dự đoán có thể đạt mức 2.500mg/l CaSO_4 . Kết quả thí nghiệm cho thấy không có carbonate anion tồn tại trong nước biển sau thí nghiệm phản ứng mẫu đá.

3. Kết luận

- Kết quả của nghiên cứu cho thấy hiện tượng sa lắng có thể xảy ra khi nước biển được bơm ép để duy trì áp suất vỉa.

- Nước biển tự sa lắng do thay đổi khả năng hòa tan theo các điều kiện nhiệt độ và áp suất. Một số cặn sa lắng như CaCO_3 , BaSO_4 , SrSO_4 thành tạo trong vỉa và giếng bơm ép. Tổng khối lượng kết tủa khoảng 29,46 - 36,27mg/l tại mỏ HTX và 47,97mg/l tại mỏ HDX.

- Không tương thích giữa nước biển và nước vỉa tạo thành cặn CaSO_4 , BaSO_4 , CaCO_3 , và SrSO_4 với tổng khối lượng kết tủa khoảng 192mg/l trong điều kiện vỉa và 142mg/l trong điều kiện đáy giếng.

- Các thí nghiệm phản ứng giữa nước biển và mẫu đá cho thấy sự thay đổi nồng độ magnesium, calcium và sulfate trong dung dịch. Cặn sa lắng chính là CaSO_4 kết tủa đạt mức hơn 1.500mg/l, trong khoảng thời gian thí nghiệm là 20 ngày.

Tài liệu tham khảo

1. *Mechanism of Scale deposition, its prediction and prevention methods for Bach Ho basement oil field*. VPI Report 2004.

2. J.L.Bishoff, W.E.Seyfried. *Hydrothermal chemistry of seawater from 25 - 350°C*. American Journal of Science. 1978; 278: p. 838 - 860.

3. F.W.Dickson and J.M.Potter. *Rock-Brine chemical interactions, Final report, Electric Power*. Research Institute Project 653-2, AP-2258. Stanford University. February 1982: 89p.

4. W.E.Seyfried, M.J.Mottl. *Hydrothermal alteration of basalt by seawater under seawater-dominated conditions*. *Geochemica et Cosmochemica Acta*. 1982; 46: p. 985 - 1002.

5. Amer Badr Bin Merdhan, Abu Azam Mohd Yassin. *Scale formation in oil reservoir during water injection at High-Salinity formation water*. *Journal of Applied Sciences*. 2007; 7: p. 3198 - 3207.

6. Amer Badr Bin Merdhan, Abu Azam Mohd Yassin. *Low sulfate seawater injection into oil reservoir to avoid scaling problem*. *Journal of Applied Sciences*. 2008; 8(7): p. 1169 - 1178.

7. Amer Badr Bin Merdhan, Abu Azam Mohd Yassin. *Barium sulfate formation in oil reservoir during water injection at high-barium formation water*. *Journal of Applied Sciences*. 2007; 7(17): p. 2393 - 2403.

8. O.A.Mkhaitresh, M.A.Kahrwad, R.Jaloul. *Laboratory compatibility tests for oilfield brines*.

Evaluation of inorganic scale formation during oil and gas production

Hoang Long, Le Thi Thu Huong, Do Van Hien, Nguyen Van Do
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Salt scale deposition causes several problems during the process of oil and gas production such as damage to reservoir and production facilities, especially in oil fields applying water injection. The formation of inorganic scale such as CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , and SrSO_4 is caused by the variation of temperature, pressure, and mostly by changes in the chemical equilibrium of the whole system during production.

This paper presents the results of a study on the mechanisms of scale formation and evaluation of inorganic scale in the production system to ensure safe and efficient operation of the whole system.

Key words: Deposition, water injection, CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4

NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN HỆ XÚC TÁC MỚI CuO-ZnO-CeO_2 CHO QUÁ TRÌNH TỔNG HỢP METHANOL TỪ H_2/CO_2

TS. Lê Phúc Nguyên, KS. Bùi Vĩnh Tường, KS. Vũ Thị Thanh Nguyệt
CN. Hồ Nhật Linh, CN. Nguyễn Phan Cẩm Giang
TS. Đặng Thanh Tùng, TS. Nguyễn Anh Đức
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong bài báo này, nhóm tác giả đã nghiên cứu phát triển hệ xúc tác mới CuO-ZnO-CeO_2 cho quá trình tổng hợp methanol từ hỗn hợp H_2/CO_2 ở áp suất thấp. Các xúc tác được tổng hợp theo phương pháp kết tủa lắng đọng Cu, Zn trên CeO_2 (CZ/Ce), hoặc đồng kết tủa Cu, Zn, Ce từ các muối nitrate tương ứng (CZ-Ce). Các mẫu được khảo sát hoạt tính thông qua phản ứng chuyển hóa hỗn hợp H_2/CO_2 thành methanol ở áp suất 5 bar, nhiệt độ 250°C , lưu lượng thể tích GHSV = 36.000 giờ^{-1} . Các mẫu xúc tác đều được phân tích đặc trưng tính chất hóa lý bằng các phương pháp XRD, hấp phụ N_2 , TPR- H_2 và SEM-EDX. Hiệu suất tổng hợp methanol trên mẫu CZ/Ce ($\text{MTY}_{\text{CZ/Ce}} = 120,9 \text{ g}_{\text{CH}_3\text{OH}} \cdot \text{kg}_{\text{xt}}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$) cao hơn mẫu CZ-Ce ($\text{MTY}_{\text{CZ-Ce}} = 110,4 \text{ g}_{\text{CH}_3\text{OH}} \cdot \text{kg}_{\text{xt}}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$) nhưng độ chọn lọc methanol trên mẫu CZ/Ce ($S_{\text{CH}_3\text{OH}} = 65,5\%$) lại thấp hơn mẫu CZ-Ce ($S_{\text{CH}_3\text{OH}} = 71,1\%$). Khi so sánh với xúc tác truyền thống trên cơ sở $\text{CuO-ZnO/Al}_2\text{O}_3$ thì các mẫu xúc tác CZ/Ce và CZ-Ce cho hoạt tính tổng hợp methanol cao hơn 4,3 - 4,7 lần; độ chọn lọc methanol cao hơn 5,2 - 5,7 lần. Tương tác Cu-Ce (đánh giá qua TPR- H_2) có thể là tâm hoạt tính cho quá trình tổng hợp methanol từ hỗn hợp H_2/CO_2 .

Từ khóa: CeO_2 , CuO-ZnO-CeO_2 , tổng hợp methanol, $\text{CuO-ZnO/Al}_2\text{O}_3$, TPR- H_2

1. Mở đầu

Nghiên cứu quá trình chuyển hóa CO_2 thành methanol thông qua phản ứng hydro hóa đang là hướng nghiên cứu được quan tâm hiện nay nhằm giải quyết đồng thời các vấn đề về môi trường, nhiên liệu và phát triển bền vững [1]. Đến nay, hệ xúc tác có độ chuyển hóa và độ chọn lọc methanol tốt nhất được biết đến có thành phần trên cơ sở CuO-ZnO sử dụng chất mang Al_2O_3 [2, 3]. Tuy nhiên, hoạt tính của hệ xúc tác này vẫn chưa đủ để phát triển rộng rãi ở quy mô công nghiệp. Một trong những nguyên nhân hạn chế hiệu quả của quá trình chuyển hóa CO_2 chính là sự hiện diện của H_2O làm giảm hoạt tính xúc tác. H_2O sinh ra trong quá trình phản ứng sẽ hấp phụ lên tâm hoạt động của xúc tác ngăn cản quá trình tiếp xúc của tác chất với các tâm hoạt tính; đồng thời H_2O cũng xúc tiến cho quá trình thủy nhiệt dẫn đến việc kết khối của các tâm hoạt tính [1]. Vì vậy, việc nghiên cứu nhằm giảm tác động của H_2O có thể là chìa khóa làm tăng hoạt tính và độ chọn lọc của hệ xúc tác trên cơ sở CuO-ZnO .

Ngoài H_2O , CO cũng là một sản phẩm phụ của quá trình tổng hợp methanol theo phương trình: $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ (1). Phản ứng (1) cũng sinh ra nước và chính là phản ứng nghịch của phản ứng water-gas-shift (WGS). Do vậy, nhóm tác giả tiếp cận việc phát triển hệ xúc tác mới

theo hướng sử dụng một thành phần có khả năng xúc tác cho phản ứng WGS. Đã có nhiều nghiên cứu cho thấy CeO_2 có hoạt tính rất tốt do có khả năng thực hiện các quá trình oxy hóa/khử nhanh trên bề mặt [4 - 6]. Hoạt tính cao của CeO_2 trong phản ứng WGS là do Ce có thể tồn tại ở 2 trạng thái oxy hóa (+3 và +4) [5 - 7]. Trong các hệ xúc tác với những ứng dụng khác như xử lý khí thải từ động cơ, CeO_2 còn được sử dụng như chất mang để phân tán các pha hoạt tính như kim loại hay oxide kim loại chuyển tiếp [8 - 10]. Tuy nhiên, việc sử dụng CeO_2 thay thế hoàn toàn alumina (vai trò như một chất mang) của hệ xúc tác $\text{CuO-ZnO/Al}_2\text{O}_3$ ứng dụng trong phản ứng tổng hợp methanol từ CO_2 vẫn chưa được tập trung nghiên cứu.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả phát triển hệ xúc tác trên cơ sở CuO-ZnO và CeO_2 ứng dụng cho phản ứng tổng hợp methanol từ CO_2/H_2 ; khảo sát ảnh hưởng của cách thức đưa Ce vào hệ xúc tác cũng như vai trò của Ce đối với quá trình chuyển hóa CO_2 thành methanol và độ chọn lọc các sản phẩm.

2. Thực nghiệm

2.1. Phương pháp tổng hợp và tiền xử lý xúc tác

Trong nghiên cứu này, các hệ xúc tác trên cơ sở CuO-ZnO-CeO_2 được tổng hợp bằng 2 phương pháp khác nhau.

Phương pháp 1: Cu, Zn được đưa lên chất mang CeO_2 bằng phương pháp kết tủa lắng đọng. Chất mang CeO_2 được tổng hợp từ tiền chất $\text{Ce}(\text{NO}_3)_2$ (hóa chất tinh khiết Aldrich, Cas No: 10294-41-4) bằng cách nung trực tiếp ở nhiệt độ 400°C [11]. Muối $\text{Ce}(\text{NO}_3)_2$ được nung ở nhiệt độ 400°C trong hỗn hợp 20% O_2/N_2 trong 3 giờ, với tốc độ gia nhiệt $5^\circ\text{C}/\text{phút}$. Chất mang CeO_2 thu được có diện tích bề mặt là $88\text{m}^2/\text{g}$. Sau đó, quá trình đưa Cu, Zn lên CeO_2 được thực hiện như trong nghiên cứu [12]. Các muối $\text{Zn}(\text{NO}_3)_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ (hóa chất tinh khiết Merck, Cas No: 19154-63-3) và $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ (hóa chất tinh khiết Merck, Cas No: 10031-43-3) được hòa tan trong nước. Quá trình kết tủa Cu, Zn được thực hiện với tác nhân tạo tủa là $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ (Guangdong Guanghua Sci-Tech Co, Cas No: 10361-29-2) ở $\text{pH} = 7$ trong 30 phút, nhiệt độ 60°C . Hỗn hợp được già hóa trong thời gian 30 phút. Sau đó, CeO_2 (có diện tích bề mặt là $88\text{m}^2/\text{g}$) được cho vào hỗn hợp và tiếp tục khuấy trong 60 phút. Sau đó, nâng nhiệt độ lên 90°C để cô cạn dung dịch. Chất rắn sau khi cô cạn được sấy ở nhiệt độ 110°C trong khoảng 12 giờ và nung ở nhiệt độ 500°C trong 6 giờ với tốc độ gia nhiệt $2^\circ\text{C}/\text{phút}$. Mẫu xúc tác được ký hiệu là CZ/Ce.

Phương pháp 2: Xúc tác được tổng hợp hoàn toàn bằng phương pháp đồng kết tủa. Trước tiên, các muối nitrate của Cu, Zn và Ce được hòa tan vào trong nước và quá trình kết tủa Cu, Zn, Ce cũng được thực hiện tương tự như phương pháp 1, với tác nhân tạo tủa là $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ ở $\text{pH} = 7$ trong 30 phút, nhiệt độ 60°C . Sau đó, các quá trình sấy và nung được tiến hành như phương pháp 1. Mẫu xúc tác này được ký hiệu là CZ-Ce.

Để so sánh, mẫu xúc tác trên cơ sở CuO, ZnO và Al_2O_3 cũng được tổng hợp tương tự phương pháp 1. Điểm khác biệt duy nhất trong quá trình điều chế xúc tác CuO, ZnO và Al_2O_3 so với phương pháp 1 là CeO_2 được thay thế bằng gamma Al_2O_3 (hóa chất tinh khiết Merck). Quá trình sấy và nung được tiến hành tương tự. Bảng 1 trình bày thành phần và ký hiệu của các mẫu xúc tác.

Bảng 1. Thành phần và ký hiệu các mẫu xúc tác

%CuO	%ZnO	% Al_2O_3	% CeO_2	Ký hiệu xúc tác
30	30	40	-	CZ/ Al^a
30	30	-	40	CZ/Ce ^a
30	30	-	40	CZ-Ce ^b
-	-	-	100	CeO_2

^a: tổng hợp bằng phương pháp 1

^b: tổng hợp bằng phương pháp 2

2.2. Phương pháp khảo sát hình thái, cấu trúc và đặc tính khử của xúc tác

Phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD) được sử dụng để xác định cấu trúc, thành phần pha trong mẫu xúc tác. Các mẫu được đo trên thiết bị Bruker AXS D8, dùng điện cực Cu (40kV, 40mA), góc quét từ $20^\circ - 80^\circ$, bước quét là $0,02^\circ$, thời gian mỗi bước quét là 3 giây. Kích thước tinh thể CuO được xác định thông qua phân tích Rietveld [13] trên phần mềm X'pert HighScore Plus.

Diện tích bề mặt B.E.T, thể tích lỗ xốp cùng phân bố kích thước lỗ xốp của các mẫu cũng được xác định thông qua sự hấp phụ N_2 ở -196°C (N_2 theo tiêu chuẩn ASTM D3663 và ASTM D4365 với máy Micromeritics). Trước khi đo, các thành phần hấp phụ trên bề mặt mẫu được loại bỏ qua quá trình xử lý ở nhiệt độ 400°C trong N_2 trong 8 giờ bằng bộ xử lý mẫu SmartPrep (hãng Micromeritics). Hình thái của xúc tác được xác định bằng thiết bị kính hiển vi điện tử quét (SEM) trên thiết bị EVO MA10 (hãng Carl Zeiss). Ngoài ra, việc phân tích phân bố nguyên tố bằng phương pháp phổ tán sắc năng lượng tia X (EDX) cũng được tiến hành trên thiết bị này sử dụng điện thế gia tốc của chùm electron ở giá trị 20keV.

Bên cạnh đó, nhóm tác giả cũng khảo sát hoạt tính khử của xúc tác bằng phương pháp khử theo chương trình nhiệt độ TPR- H_2 trên thiết bị Altamira AMI-200. Mẫu được làm sạch bề mặt bằng dòng N_2 ở nhiệt độ 200°C trong 2 giờ. Sau khi hạ nhiệt độ về nhiệt độ phòng, quá trình khử được tiến hành với dòng khí 5% H_2 trong N_2 và tăng nhiệt độ làm việc từ nhiệt độ phòng đến 900°C với tốc độ gia nhiệt $5^\circ\text{C}/\text{phút}$ để thực hiện giai đoạn khử. Mức độ tiêu thụ H_2 được theo dõi nhờ đầu dò TCD.

2.3. Phương pháp khảo sát hoạt tính xúc tác

Hoạt tính xúc tác được khảo sát nhờ một hệ thống xúc tác tầng cố định được xây dựng tại phòng thí nghiệm. Điều kiện tổng hợp methanol được tiến hành ở nhiệt độ 250°C , áp suất 5 bar, tỷ lệ mol của dòng nguyên liệu là $\text{H}_2:\text{CO}_2 = 3:1$. Tốc độ dòng khí tổng là $150\text{ml}/\text{phút}$ với khối lượng xúc tác sử dụng là 0,5g tương đương với tốc độ thể tích GHSV (giờ^{-1}) là 36.000 giờ^{-1} . Hỗn hợp sản phẩm được phân tích trên máy sắc ký khí Agilent Technologies 6890 Plus (sử dụng đầu dò FID để phân tích CH_4 , CH_3OH và dimethyl ether) và máy sắc ký khí Agilent Technologies 7890 (sử dụng đầu dò TCD để phân tích H_2 , CO, CO_2). Hoạt tính xúc tác trong phản ứng chuyển hóa CO_2 thành methanol được đánh giá qua giá trị MTY ($\text{g}_{\text{methanol}} \cdot \text{kg}_{\text{xúc tác}}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$) và độ chọn lọc của các sản phẩm hữu

cơ. Giá trị MTY được tính là giá trị trung bình trong 10 lần rút mẫu liên tiếp (tần suất rút mẫu là 1 mẫu/1 phút) tính từ 5 giờ đến 5 giờ 10 phút. Kết quả trong nghiên cứu trước của nhóm tác giả cho thấy đối với hệ xúc tác trên cơ sở CuO-ZnO, sau khoảng 4 giờ phản ứng sẽ đạt trạng thái ổn định và giá trị MTY sẽ không thay đổi trong suốt 20 giờ phản ứng tiếp theo [12].

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Phân tích cấu trúc xúc tác bằng XRD

Kết quả phân tích XRD (Hình 1) cho thấy các pha chính của các mẫu xúc tác CZ-Ce và CZ/Ce là CeO_2 , CuO và ZnO; trên mẫu CZ/Al là CuO và ZnO. Khi phân tích kích thước tinh thể pha hoạt tính CuO qua phân tích Rietveld (Bảng 2), nhóm tác giả nhận thấy khả năng “mang” pha hoạt tính của CeO_2 kém hơn Al_2O_3 . Kích thước pha tinh thể CuO (d_{CuO}) trong mẫu CZ/Al là 27,2nm trong khi d_{CuO} của các mẫu CZ-Ce và CZ/Ce lần lượt là 34,2nm và 32,3nm. Hiệu quả của hệ xúc tác trên cơ sở Cu-Zn thường phụ thuộc rất lớn vào d_{CuO} , d_{CeO_2} càng nhỏ thì hoạt tính tổng hợp methanol càng cao [14].

Bên cạnh đó, kích thước pha tinh thể CeO_2 cũng cho thấy sự khác biệt giữa các mẫu. Nếu sự sai khác về d_{CeO_2} của 2 mẫu CZ-Ce và CZ/Ce không đáng kể (9,6nm so với 9,2nm) thì d_{CeO_2} trên chất mang (13nm) lại lớn hơn d_{CeO_2} ở các mẫu có chứa Cu, Zn. Kết quả này cho thấy việc tương tác với các pha CuO-ZnO có thể đã làm giảm khả năng kết khối của CeO_2 giúp các tinh thể CeO_2 có thể ổn định ở kích thước nhỏ hơn.

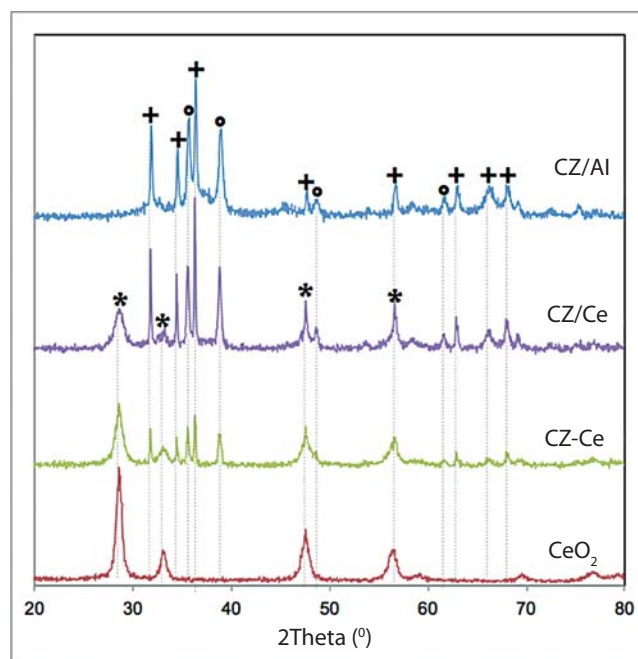
3.2. Kết quả phân tích hình thái xúc tác bằng hấp phụ N_2 và SEM-EDX

Các kết quả phân tích diện tích bề mặt riêng bằng phương pháp hấp phụ N_2 (Bảng 2) cho thấy các mẫu xúc tác có diện tích bề mặt riêng từ 54 - 88 m^2/g . Trong đó bản thân vật liệu CeO_2 có tính xốp, mẫu 100% CeO_2 có S_{BET} là 88 m^2/g . Việc kết tủa lắng đọng các pha Cu, Zn trên CeO_2 cho diện tích bề mặt cao hơn mẫu đồng kết tủa các pha Cu, Zn, Ce (S_{BET} mẫu CZ/Ce = 62 m^2/g so với mẫu CZ-Ce là 54 m^2/g). Kết quả này phù hợp với kết quả phân tích kích thước tinh thể CuO và CeO_2 , d_{CuO} và d_{CeO_2} của mẫu xúc tác CZ/Ce đều nhỏ hơn mẫu CZ-Ce. Ngoài ra, diện tích bề mặt riêng của mẫu xúc tác CZ/Al cao hơn CZ/Ce và dẫn đến khả năng phân tán pha CuO trên mẫu CZ/Al tốt hơn (d_{CuO} nhỏ hơn).

Kết quả biểu diễn các đường phân bố kích thước lỗ xốp của các mẫu xúc tác (Hình 2) cho thấy các mẫu chứa Cu, Zn đều có các lỗ xốp tập trung trong khoảng 35 - 40Å.

Đối với chất mang CeO_2 lỗ xốp chỉ tập trung ở khoảng 110Å. Qua quá trình tổng hợp các hệ xúc tác CZ/Ce hoặc CZ-Ce hoàn toàn không thấy sự hiện diện của các lỗ xốp ở khoảng 110Å. Như vậy, khả năng các pha Cu, Zn đã được phân bố trong các lỗ xốp kích thước 110Å của CeO_2 và làm giảm mạnh kích thước lỗ xốp của CeO_2 . Kết quả này cho thấy các pha CuO-ZnO đã được phân bố ngay trên CeO_2 vì nếu các pha Cu, Zn nằm tách biệt hoàn toàn so với CeO_2 thì kết quả phân bố kích thước lỗ xốp phải nhận thấy các lỗ xốp ở khoảng kích thước 110Å tương ứng với CeO_2 .

Để làm rõ hơn khả năng phân bố gần giữa các pha hoạt tính, nhóm tác giả tiếp tục đặc trưng hình thái mẫu xúc tác CZ/Al và CZ/Ce bằng phương pháp SEM-EDX (Hình 3, 4). Kết quả phân tích phân bố nguyên tố trên 2 mẫu xúc tác CZ/Al và CZ/Ce cho thấy các thành phần Cu, Zn và chất mang (Al_2O_3 hoặc CeO_2) đều được phân bố gần nhau. Ví dụ ở Hình 4, các vị trí có tâm Cu đều có Zn và Ce. Kết quả này khẳng định thêm kết luận thu được trong phần khảo sát phân bố kích thước lỗ xốp. Ngoài ra trên xúc tác CZ/Al, các tâm Cu, Zn và Al cũng được phân bố gần nhau.



Hình 1. Phổ nhiễu xạ tia X của các mẫu xúc tác
(*) CeO_2 , (+) ZnO, (°) CuO

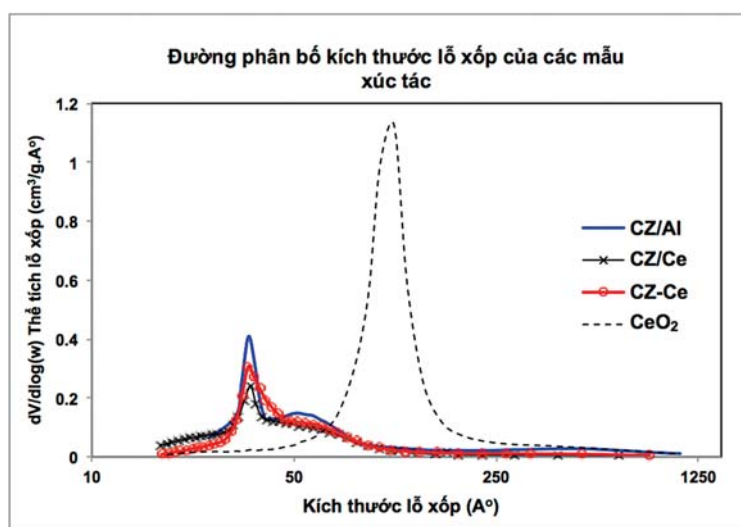
Bảng 2. Kích thước tinh thể CuO và CeO_2 trên các mẫu xúc tác và diện tích bề mặt S_{BET} tương ứng

Xúc tác	d_{CuO} (nm)	d_{CeO_2} (nm)	S_{BET} (m^2/g)
CZ/Al ^a	27,2	-	66
CZ/Ce ^a	32,3	9,2	62
CZ-Ce ^b	34,2	9,6	54
CeO_2	-	13	88

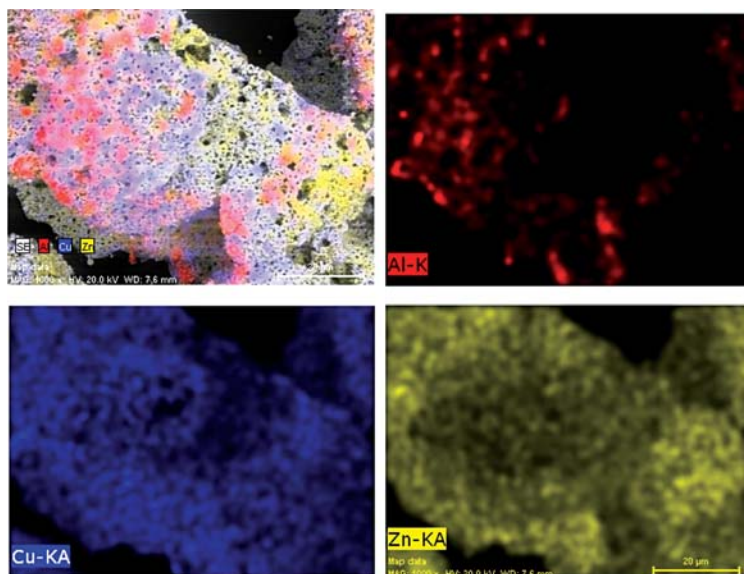
Như vậy, các phương pháp sử dụng để tổng hợp xúc tác cho thấy ưu điểm trong việc kết tủa định hướng các pha hoạt tính trên chất mang.

3.3. Hoạt tính xúc tác của các mẫu trong phản ứng tổng hợp methanol

Hoạt tính của các mẫu xúc tác trong phản ứng chuyển hóa CO_2 thành methanol thể hiện trong Bảng 3. Trong các xúc tác đã được sử dụng thì sản phẩm của quá trình tổng hợp methanol từ CO_2/H_2 chủ yếu chỉ có CH_3OH , CO (ngoài ra có một lượng rất nhỏ CH_4 nhưng độ chọn lọc thấp hơn 0,5% nên nhóm tác giả không đưa vào Bảng 3). Phản ứng được tiến hành ở nhiệt độ 250°C , áp suất 5at, khối lượng 0,5g xúc tác với tốc độ thể tích GHSV là 36.000 giờ^{-1} .



Hình 2. Đường phân bố kích thước lỗ xốp của các mẫu xúc tác và chất mang CeO_2



Hình 3. Kết quả phân tích phân bố nguyên tố (theo phương pháp SEM-EDX) trên mẫu CZ/Al thực hiện ở độ phóng đại 1000 lần

Kết quả cho thấy các hệ xúc tác chứa Cu-Zn-Ce cho hoạt tính tổng hợp cao hơn rất nhiều so với xúc tác truyền thống trên cơ sở Cu-Zn-Al. Cụ thể, lượng methanol tạo thành trên 1kg xúc tác trong 1 giờ (MTY) trên các mẫu CZ-Ce và CZ/Ce cao hơn mẫu CZ/Al từ 4,3 đến gần 4,7 lần. Ngoài ra, độ chọn lọc methanol của các xúc tác chứa Cu, Zn, Ce cũng cao hơn 5,2 - 5,7 lần so với xúc tác truyền thống CZ/Al. Kết quả này hết sức thuyết phục khi các xúc tác CZ/Ce và CZ-Ce vừa cho độ chuyển hóa CO_2 thành methanol cao hơn xúc tác truyền thống lại vừa cho độ chọn lọc tốt hơn. Hơn nữa, hệ xúc tác này đến nay vẫn chưa được phát triển trên thế giới. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng d_{CuO} trên xúc tác truyền thống nhỏ hơn d_{CuO} ở các mẫu CZ/Ce và CZ-Ce (Bảng 2). Điều này chứng tỏ d_{CuO} không phải là yếu tố duy nhất quyết định hoạt tính của các hệ xúc tác có Ce hay CuO không phải là tâm hoạt tính duy nhất cho phản ứng chuyển hóa CO_2 thành methanol. Điều này được thể hiện qua độ chọn lọc sản phẩm khi xu hướng hình thành các sản phẩm trên các xúc tác có chứa CeO_2 hoàn toàn khác biệt so với hệ xúc tác CZ/Al.

Để làm rõ nguyên nhân làm tăng hoạt tính khi biến tính với Ce, nhóm tác giả tiến hành khảo sát hoạt tính của mẫu CeO_2 . Kết quả Bảng 3 cho thấy hệ xúc tác này có hoạt tính tổng hợp methanol rất thấp nhưng cho độ chọn lọc methanol rất cao, lên đến 99,5% với 0% CO hình thành trong sản phẩm. Như vậy, với định hướng ban đầu sử dụng Ce để xúc tác cho phản ứng WGS nhằm chuyển hóa CO và H_2O thành CO_2 và H_2 đã cho thấy hiệu quả rõ rệt trong việc giảm sự hình thành sản phẩm phụ CO. Tuy nhiên, như đã trình bày trong phần 2.3, giá trị MTY trong Bảng 3 là giá trị thu được sau 5 giờ phản ứng. Việc theo dõi ảnh hưởng của thời gian phản ứng đến hoạt tính trên các hệ xúc tác chứa Ce vẫn chưa được tiến hành trên nghiên cứu trước của nhóm tác giả [12].

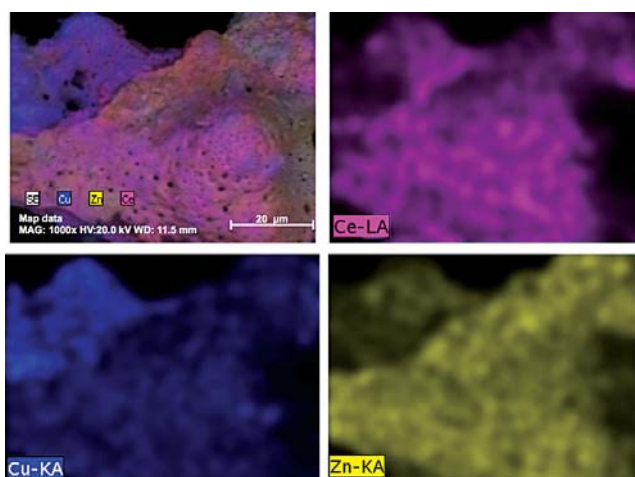
Hình 5 biểu diễn ảnh hưởng của thời gian phản ứng đến hoạt tính của các mẫu xúc tác nhằm làm rõ hơn tính chất của Ce trong hệ xúc tác. Kết quả cho thấy các mẫu có chứa Cu, Zn đều thể hiện cùng một xu hướng là hoạt tính rất ít thay đổi theo thời gian phản ứng. Tuy nhiên, kết quả ở mẫu CeO_2 hoàn toàn ngược lại. Giá trị MTY sau 10 phút đầu của CeO_2 là $\text{MTY}_{\text{CeO}_2} = 30,4$ cao hơn mẫu CZ/Al ($\text{MTY}_{\text{CZ/Al}} = 25,9$). Sau đó, giá trị này lại giảm liên tục theo thời gian và sau 5 giờ

chỉ còn $MTY = 9,4$. Kết quả này cho thấy CeO_2 cũng là pha hoạt tính cho phản ứng chuyển hóa CO_2 thành methanol nhưng hệ xúc tác này lại rất dễ bị giảm hoạt tính. Khi kết hợp thêm Ce vào hệ xúc tác chứa Cu, Zn (mẫu CZ-Ce và CZ/Ce) đã ngăn chặn được hiện tượng giảm hoạt tính này. Như vậy, có thể việc CeO_2 được tương tác với CuO và/hoặc ZnO đã giúp cho quá trình mất hoạt tính của pha CeO_2 không xảy ra. Kết quả khảo sát diện tích bề mặt BET trong Bảng 2 cho thấy việc tương tác với các pha CuO, ZnO cũng làm giảm vấn đề kết khối của CeO_2 thể hiện qua các giá trị kích thước tinh thể CeO_2 .

Đối với 2 hệ xúc tác Cu, Zn, Ce thì hệ xúc tác tổng hợp bằng phương pháp kết tủa lắng đọng pha Cu, Zn lên chất mang CeO_2 ($MTY_{CZ/Ce} = 120,9$) cho hiệu quả tổng hợp methanol cao hơn mẫu được tổng hợp bằng phương pháp đồng kết tủa ($MTY_{CZ-Ce} = 110,4$). Kết quả này có thể liên quan đến việc mẫu CZ/Ce có diện tích bề mặt riêng cao hơn cùng khả năng phân tán pha hoạt tính CuO, CeO_2 tốt hơn (thể hiện qua kích thước tinh thể d_{CuO} , d_{CeO_2} nhỏ hơn). Tuy nhiên, điều đáng lưu ý là độ chọn lọc methanol của mẫu CZ-Ce (71,1%) lại cao hơn mẫu CZ/Ce (65,5%). Kết hợp với kết quả độ chọn lọc methanol rất cao của mẫu CeO_2 (99,5%) và các kết quả phân tích kích thước pha tinh thể CeO_2 , có thể thấy d_{CeO_2} lớn lại thuận lợi hơn cho phản ứng chuyển hóa CO thành CO_2 . Điều này dẫn đến độ chọn lọc CO giảm mạnh hay độ chọn lọc methanol tăng lên.

Như vậy, độ bền hoạt tính, độ chọn lọc và độ chuyển hóa CO_2 thành methanol của các mẫu CZ-Ce và CZ/Ce có thể liên quan đến tương tác giữa Ce và pha Cu, Zn. Để làm rõ tương tác này, nhóm tác giả đã khảo sát đặc tính khử của các mẫu theo phương pháp TPR- H_2 . Một số mẫu đại diện là CuO mang trên Al_2O_3 , CZ/Ce và CZ/Al được lựa chọn để phân tích đặc tính khử (Hình 6).

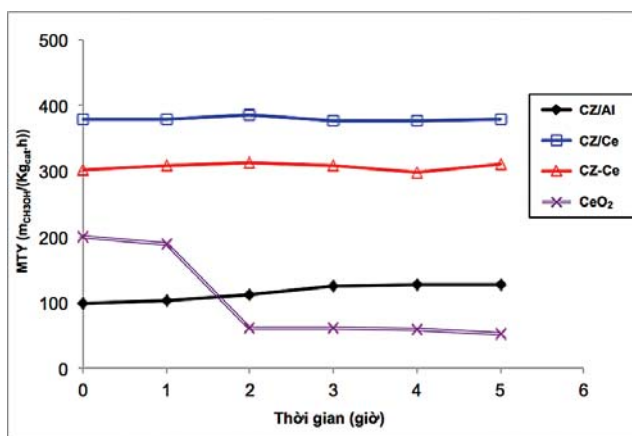
Đối với CuO và CeO_2 dạng khối (không có chất mang) quá trình khử của hai vật liệu này được đặc trưng ở đỉnh (peak) nhiệt độ duy nhất tương ứng với mỗi chất là khoảng $300^\circ C$ và $520^\circ C$ [15, 16]. Kết quả ở Hình 6 cho thấy việc mang trên chất mang đã giảm nhiệt độ của peak khử CuO xuống $270 - 280^\circ C$. Sự hiện diện của ZnO giúp tăng khả năng phân tán CuO thể hiện qua nhiệt độ peak khử CuO trên mẫu CZ/Al ở khoảng $250^\circ C$. Đặc biệt, mẫu CZ/Ce có nhiệt độ peak khử thấp hơn (chỉ ở nhiệt độ $240^\circ C$) và không thấy xuất hiện peak ở khoảng gần nhiệt độ $520^\circ C$ chứng tỏ trên các mẫu biến tính với Ce đã có sự tương tác giữa CeO_2 và CuO, dẫn đến CeO_2 và CuO đều dễ bị khử hơn. Ngoài ra, việc không thấy peak khử của CeO_2 ở khoảng nhiệt độ lân cận $520^\circ C$ có thể liên quan đến việc



Hình 4. Kết quả phân tích phân bố nguyên tố (theo phương pháp SEM-EDX) trên mẫu CZ/Ce thực hiện ở độ phóng đại 1000 lần

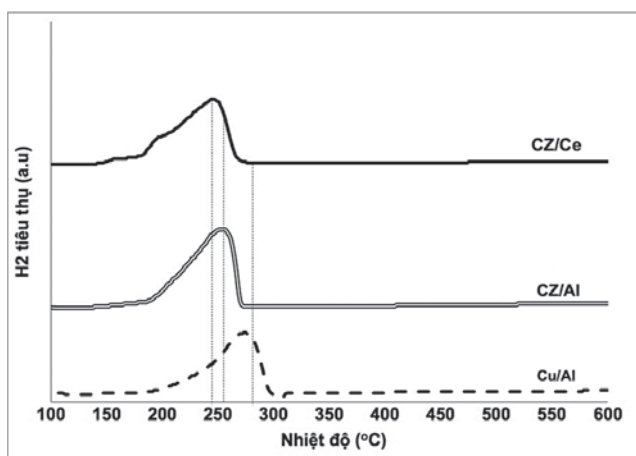
Bảng 3. Hoạt tính chuyển hóa CO_2 thành methanol và độ chọn lọc sản phẩm của các mẫu xúc tác

Xúc tác	MTY ($g_{CH_3OH} \cdot kg_{xt}^{-1} \cdot h^{-1}$)	Độ chọn lọc CH_3OH (%)	Độ chọn lọc CO (%)
CZ/Al	25,9	12,5	87,5
CZ-Ce	110,4	71,1	28,4
CZ/Ce	120,9	65,5	34,1
CeO_2	9,4	99,5	0,0



Hình 5. Ảnh hưởng của thời gian phản ứng đến hoạt tính tổng hợp methanol từ CO_2/H_2

các peak khử của CeO_2 và CuO bị chồng vào nhau [15, 17, 18]. Nhiệt độ khử của các mẫu biến tính với Ce đều thấp hơn nhiệt độ của Cu/Al và CeO_2 cho thấy đã có sự tương tác giữa CuO với CeO_2 theo dạng CuO phân tán trên CeO_2 . Các kết quả TPR- H_2 cho thấy việc biến tính với CeO_2 có thể làm tăng hoạt tính khử của CuO và tăng hiệu suất của quá trình tổng hợp. Tuy nhiên, bản thân CeO_2 cũng có hoạt tính cho phản ứng chuyển hóa CO_2 thành methanol mặc dù hệ xúc tác CeO_2 có độ bền hoạt tính thấp. Có thể việc



Hình 6. Kết quả phân tích TPR-H₂ của các mẫu CZ/Ce, Cu/Al và CZ/Al

kết hợp với CuO và/hoặc ZnO đã giúp hiện tượng mất hoạt tính của CeO₂ không xảy ra.

4. Kết luận

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã nghiên cứu phát triển hệ xúc tác trên cơ sở CuO-ZnO-CeO₂ và so sánh với hệ xúc tác truyền thống CuO-ZnO/Al₂O₃. Kết quả thu được cho thấy hệ xúc tác CZ/Ce và CZ-Ce đều có hoạt tính chuyển hóa CO₂ thành methanol cao hơn rất nhiều so với hệ xúc tác truyền thống CZ/Al. Cụ thể lượng methanol thu được cao hơn đến 4,3 - 4,7 lần và độ chọn lọc methanol cao hơn 5,2 - 5,7 lần. Kết quả thu được cho thấy việc thêm Ce đã làm giảm rất mạnh sự hình thành CO trong sản phẩm và từ đó làm tăng độ chọn lọc thành methanol. Như vậy, định hướng ban đầu của nhóm nghiên cứu trong việc sử dụng Ce làm thành phần biến tính nhằm giảm sự hình thành CO là hoàn toàn hợp lý.

Bên cạnh đó, Ce cũng là thành phần có hoạt tính cho phản ứng tổng hợp methanol từ CO₂/H₂ với độ chọn lọc methanol rất cao. Tuy nhiên, độ bền hoạt tính của xúc tác chứa 100% CeO₂ rất thấp. Theo kết quả SEM-EDX, TPR-H₂ và khảo sát độ bền hoạt tính, nhóm tác giả nhận thấy quá trình tương tác với các pha CuO, ZnO của pha Ce đã làm tăng độ bền hoạt tính của xúc tác. Việc kết tủa các pha Cu, Zn trên chất mang CeO₂ cũng cho hiệu quả cao hơn việc kết tủa đồng thời các pha Cu, Zn và Ce trong việc tổng hợp methanol. Kết quả này liên quan đến sự khác nhau về diện tích bề mặt và kích thước tinh thể của các pha CuO, CeO₂.

Cuối cùng, kích thước pha tinh thể CeO₂ lớn giúp tăng độ chọn lọc thành methanol nhưng lại làm giảm độ chuyển hóa CO₂ thành methanol. Kết quả thu được trên hệ xúc tác cho khả năng tổng hợp methanol cao nhất: xúc tác CZ/Ce có MTY = 120,9 (g_{CH₃OH}·kg_{xt}⁻¹·h⁻¹) với độ chọn

lọc methanol lên đến 75,5%; xúc tác CZ-Ce có MTY = 110,4 (g_{CH₃OH}·kg_{xt}⁻¹·h⁻¹) cho độ chọn lọc methanol cao nhất là 71,1%. Các giá trị này đạt được ở điều kiện áp suất thấp (5bar). Hiện nay, giá trị MTY trên các xúc tác công nghiệp đạt khoảng 700 - 1.000 (g_{CH₃OH}·kg_{xt}⁻¹·h⁻¹) nhưng phải thực hiện ở áp suất cao hơn rất nhiều lần (50 bar).

Như vậy, hệ xúc tác được nhóm tác giả nghiên cứu cho thấy tiềm năng ứng dụng rất lớn khi cả hoạt tính và độ chọn lọc đều cao hơn rất nhiều lần so với hệ xúc tác truyền thống trên cơ sở CuO-ZnO/Al₂O₃. Vấn đề tiếp theo cần tập trung giải quyết trước là khả năng chủ động về nguồn nguyên liệu Ce khi hiện nay tiền chất đất hiếm này vẫn phải nhập khẩu từ nước ngoài.

Tài liệu tham khảo

1. George A.Olah, Alain Goeppert, G.K.Surya Prakash. *Chemical recycling of carbon dioxide to methanol and dimethyl ether: From greenhouse gas to renewable, environmentally carbon neutral fuels and synthetic hydrocarbons*. The Journal of Organic Chemistry. 2009; 74(2): p. 487 - 498.
2. Alejandro Karelovic, Alice Bargibant, Camila Fernández, Patricio Ruiz. *Effect of the structural and morphological properties of Cu/ZnO catalysts prepared by citrate method on their activity toward methanol synthesis from CO₂ and H₂ under mild reaction conditions*. Catalysis Today. 2012; 197(1): p. 109 - 118.
3. T.H.Fleisch, R.L.Mieville. *Studies on the chemical state of Cu during methanol synthesis*. Journal of Catalysis. 1984; 90(1): p. 165 - 172.
4. S.Pradhan, A.Satyanarayana Reddy, R.N.Devi, Satyanarayana Chilukuri. *Copper-based catalysts for water gas shift reaction: Influence of support on their catalytic activity*. Catalysis Today. 2009; 141(1 - 2): p. 72 - 76.
5. X.Wang, J.A.Rodriguez, J.C.Hanson, D.Gamarra, A.Martínez-Arias, M.Fernández-García. *In situ studies of the active sites for the water gas shift reaction over Cu-CeO₂ catalysts: complex interaction between metallic copper and oxygen vacancies of ceria*. The Journal of Physical Chemistry B. 2006; 110(1): p. 428 - 434.
6. G.S.Zafiris, R.J.Gorte. *Evidence for low-temperature oxygen migration from ceria to Rh*. Journal of Catalysis. 1993; 139(2): p. 561 - 567.
7. Celestino Padeste, Noel W.Cant, David L.Trimm. *The influence of water on the reduction and reoxidation of ceria*. Catalysis Letters. 1993; 18: p. 305 - 316.

8. T.Bunluesin, R.J.Gorte, G.W.Graham. *Studies of the water-gas-shift reaction on ceria-supported Pt, Pd, and Rh: Implications for oxygen-storage properties*. Applied Catalysis B: Environmental. 1998; 15(1 - 2): p. 107 - 114.
9. S.Hilaire, X.Wang, T.Luo, R.J.Gorte, J.Wagner. *A comparative study of water-gas-shift reaction over ceria supported metallic catalysts*. Applied Catalysis A: General. 2001; 215(1 - 2): p. 271 - 278.
10. S.Hilaire, X.Wang, T.Luo, R.J.Gorte, J.Wagner. *A comparative study of water-gas-shift reaction over ceria supported metallic catalysts*. Applied Catalysis A: General. 2001; 215: p. 271 - 278.
11. Xincheng Liu, Wolfgang Ruettinger, Xiaoming Xu, Robert Farrauto. *Deactivation of Pt/CeO₂ water-gas shift catalysts due to shutdown/startup modes for fuel cell applications*. Applied Catalysis B: Environmental. 2005; 56(1 - 2): p. 69 - 75.
12. Xiucheng Zheng, Xiaoli Zhang, Xiangyu Wang, Shurong Wang, Shihua Wu. *Preparation and characterization of CuO/CeO₂ catalysts and their applications in low-temperature CO oxidation*. Applied Catalysis A: General. 2005; 295(2): p. 142 - 149.
13. Lê Phúc Nguyên, Bùi Vĩnh Tường, Hà Lưu Mạnh Quân, Vũ Thị Thanh Nguyệt, Nguyễn Phan Cẩm Giang, Đặng Thanh Tùng, Nguyễn Anh Đức. *Ảnh hưởng của điều kiện hoạt hóa xúc tác đến hiệu suất quá trình tổng hợp methanol từ hỗn hợp H₂/CO₂ ở áp suất thấp trên hệ xúc tác CuO-ZnO-Al₂O₃*. Tạp chí Hóa học. 2013; 51: trang 589 - 594.
14. K.D.M.Harris, M.Tremayne, B.M.Kariuki. *Contemporary advances in the use of powder X-Ray diffraction for structure determination*. Angewandte Chemie International Edition. 2001; 40(9): p. 1626 - 1651.
15. Son-Ki.Ihm, Young-Kwon Park, Jong-Ki Jeon, Kwang-Cheon Park, Dong-Keun Lee. *A study on methanol synthesis through CO₂ hydrogenation over copper-based catalysts*. Studies in Surface Science and Catalysis. 1998; 114: p. 505 - 508.
16. George Avgouropoulos, Theophilos Ioannides. *Selective CO oxidation over CuO-CeO₂ catalysts prepared via the urea-nitrate combustion method*. Applied Catalysis A: General. 2003; 244(1): p. 155 - 167.
17. G.Fierro, M.Lojacono, M.Inversi, P.Porta, R.Lavecchia, F.Cioci. *A study of anomalous temperature-programmed reduction profiles of Cu₂O, CuO and CuO-ZnO catalysts*. Journal of Catalysis. 1994; 148(2): p. 709 - 721.
18. Yue Li, Qi Fu, Maria Flytzani-Stephanopoulos. *Low-temperature water-gas shift reaction over Cu- and Ni-loaded cerium oxide catalysts*. Applied Catalysis B: Environmental. 2000; 27(3): p.179 - 191.
19. T.Tabakova, F.Boccuzzi, M.Manzoli, J.W.Sobczak, V.Idakiev, D.Andreeva. *A comparative study of nanosized IB/ceria catalysts for low-temperature water-gas shift reaction*. Applied Catalysis A: General. 2006; 298: p. 127 - 143.

A study to develop new catalyst CuO-ZnO-CeO₂ for methanol synthesis from H₂/CO₂ mixture

Le Phuc Nguyen, Bui Vinh Tuong, Vu Thi Thanh Nguyet, Ho Nhut Linh
 Nguyen Phan Cam Giang, Dang Thanh Tung, Nguyen Anh Duc
 Vietnam Petroleum Institute

Summary

In this study, new catalysts based on CuO-ZnO-CeO₂ were developed for the methanol synthesis from H₂/CO₂ mixture at low pressure. The catalysts were prepared by deposition of Cu-Zn over CeO₂ (CZ/Ce) or by co-precipitation of Cu, Zn and Ce (CZ-Ce). Samples were evaluated by the reaction of converting H₂/CO₂ to methanol at 5 bar, 250°C, and GHSV = 36,000h⁻¹. In addition, the catalysts were characterised by XRD, N₂ adsorption, TPR-H₂ and SEM-EDX. The methanol productivity of CZ/Ce catalyst (MTY_{CZ/Ce} = 120.9 g_{CH₃OH} kg_{cata}⁻¹.h⁻¹) is better than CZ-Ce (MTY_{CZ-Ce} = 110.4 g_{CH₃OH} kg_{cata}⁻¹.h⁻¹) but its methanol selectivity is lower (S_{CH₃OH}(CZ/Ce) = 65.5%; S_{CH₃OH}(CZ-Ce) = 71.1%). It clearly demonstrated that the activity of CZ/Ce and CZ-Ce in methanol synthesis is 4.3-4.7 times as much as traditional CuO-ZnO/Al₂O₃ catalyst. Furthermore, the methanol selectivity of the new catalyst is also higher than that of CuO-ZnO-Al₂O₃ (5.2 - 5.7 times higher). The Cu-Ce interaction (revealed by TPR-H₂) could be the active site for methanol synthesis from H₂/CO₂ mixture.

Key words: CeO₂, CuO-ZnO-CeO₂, methanol synthesis, CuO-ZnO/Al₂O₃, TPR-H₂

KHẢO SÁT ẢNH HƯỞNG CỦA ĐỘ SÂU NƯỚC ĐỐI VỚI TẢI TRỌNG SÓNG TRÔI DẠT TÁC DỤNG LÊN CÔNG TRÌNH BIỂN NỔI NEO XIÊN

TS. Nguyễn Quốc Hòa

Viện Xây dựng Công trình biển - Đại học Xây dựng

Tóm tắt

Công trình nổi có neo giữ được sử dụng rộng rãi trong công nghiệp dầu khí ở các độ sâu nước khác nhau. Neo đầu thường xuyên tại vị trí khai thác công trình nổi chịu tác dụng của tải trọng sóng trôi dạt (tải trọng sóng bậc cao) gây nên các chuyển vị lớn làm ảnh hưởng đến sự an toàn của công trình và các thiết bị. Trong nghiên cứu này, tác giả thực hiện tính toán bằng chương trình chuyên dụng Hydrostar phiên bản 6.2 (của Bureau Veritas - Cộng hòa Pháp) để khảo sát ảnh hưởng của độ sâu nước đối với tải trọng sóng trôi dạt tác dụng lên công trình nổi neo xiên.

Từ khóa: Công trình nổi có neo giữ, tải trọng sóng bậc cao, lực sóng trôi dạt dây neo xiên

1. Mở đầu

Tải trọng sóng tác dụng lên công trình nổi có neo giữ gồm tải trọng sóng bậc 1 và bậc cao. Tải trọng sóng bậc 1 là tải trọng sóng có chu kỳ bằng chu kỳ của sóng tác động. Tải trọng sóng bậc cao là tải trọng sóng phát sinh do yếu tố phi tuyến của chuyển động sóng bề mặt và chuyển động của công trình nổi. Tải trọng sóng bậc cao có thể do sóng bậc cao có chu kỳ lớn (tần số thấp) hoặc chu kỳ nhỏ (tần số cao) gây ra [6, 11, 12]. Tải trọng sóng bậc cao có chu kỳ lớn (tần số thấp) gây nên sự trôi dạt của công trình nổi, ảnh hưởng đến sự an toàn của công trình và các thiết bị của công trình nổi neo xiên.

Việc xác định chính xác tải trọng sóng tác dụng lên công trình nổi có vai trò quan trọng trong việc lựa chọn các thông số thiết kế của hệ thống neo giữ, khống chế các chuyển vị của công trình nổi là vật thể tuyệt đối rắn theo 6 bậc tự do. Do tính chất phức tạp của bài toán tương tác giữa sóng và công trình nổi nên đã có nhiều nghiên cứu về việc xác định tải trọng sóng tác dụng lên công trình nổi [2, 8, 10, 13]. Các lý thuyết tính toán chủ yếu dựa trên lý thuyết chuyển động thể của chất lỏng bao quanh công trình nổi. Tải trọng sóng được xác định bằng phép tích phân áp lực sóng lên công trình nổi trong miền chất lỏng bao quanh công trình.

Bài báo giới thiệu lý thuyết xác định tải trọng sóng bậc 1 và bậc 2 tần số thấp tác dụng lên công trình nổi và sử dụng phần mềm chuyên dụng Hydrostar để khảo sát ảnh hưởng của độ sâu nước đối với tải trọng sóng trôi dạt bậc 2.

2. Tải trọng sóng tác dụng lên công trình biển nổi

Ngoại lực tác dụng lên công trình nổi có neo giữ bao gồm lực sóng, lực dòng chảy, lực gió và lực giữ của các

dây neo. Tải trọng sóng bậc 1 và bậc 2 được xác định cho trường hợp sóng đơn tần và sóng đa tần. Tải trọng sóng tác dụng lên công trình nổi gồm tải trọng của sóng tới, sóng nhiễu xạ và sóng bức xạ. Chúng được xác định dựa trên lý thuyết chuyển động thể của nước bao quanh công trình [2, 8] và được xác định bằng phương pháp số phần tử biên [3].

2.1. Trường hợp sóng đơn tần

Sóng bề mặt bậc 1, $\eta^{(1)}(t)$ và sóng bề mặt bậc 2, $\eta^{(2)}(t)$ được xác định bởi các công thức sau:

$$\eta^{(1)}(x, y, t) = A \cos(kx - \omega t) \quad (1)$$

$$\eta^{(2)}(x, y, t) = A^2 \frac{ch \, kd}{sh^3 \, kd} \cos(2kx \cos \theta + 2ky \sin \theta - 2\omega t) \quad (2)$$

Trong đó:

A: Biên độ sóng;

k: Số sóng, $k = 2\pi/L$;

L: Chiều dài sóng;

ω : Tần số góc của sóng;

d: Độ sâu nước;

θ : Góc lan truyền sóng.

Tải trọng sóng bậc 1 và bậc 2 xác định bằng phép tích phân áp lực thủy động tác dụng lên mặt ướt của công trình nổi.

Tải trọng sóng bậc 1 được xác định theo công thức sau:

$$F_j^{(1)}(t) = \begin{cases} \rho \iint_{S_B} \frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} n_j \, dS & j = 1, 2, 3 \\ \rho \iint_{S_B} \frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} (r \times n)_j \, dS & j = 4, 5, 6 \end{cases} \quad (3)$$

Trong đó:

$\Phi^{(1)}$: Hàm thế vận tốc sóng bậc 1;

ρ : Mật độ nước bao quanh công trình nổi;

r và n : Bán kính véc tơ và pháp tuyến của mặt ướt S_B của công trình nổi.

Tải trọng sóng bậc 2 được xác định theo công thức sau:

$$\begin{aligned} F_q^{(2)} = & -\rho \iint_{S_B} \frac{\partial \Phi^{(2)}}{\partial t} n \, dS - \rho \iint_{S_B} \left[\frac{1}{2} (\nabla \Phi^{(1)})^2 \right. \\ & + (U^{(1)} + \alpha^{(1)} \times r) \frac{\partial}{\partial t} (\nabla \Phi^{(1)}) \left. \right] n \, dS \\ & + \frac{1}{2} \rho g \int_{WL} \left[\eta_r^{(1)} - (\xi_3^{(1)} + y \alpha_1^{(1)} - x \alpha_2^{(1)}) \right] N \, dl + \alpha_1^{(1)} \times F^{(1)} \\ & - \rho g A_w \left[\alpha_2^{(1)} (x_f \alpha_1^{(1)} + y_f \alpha_2^{(1)}) \right] k \end{aligned} \quad (4)$$

Trong đó:

$\eta_r^{(1)}$: Chiều cao sóng bậc 1;

n : Véc tơ pháp tuyến mặt ướt công trình nổi;

$\vec{N} = \vec{n} / \sqrt{(1 - n_3^2)}$;

k : Véc tơ đơn vị theo hướng z ;

WL : Chu tuyến đường mặt nước thân công trình nổi;

A_w : Diện tích mặt đường nước;

ξ_j, α_j : Các chuyển vị lắc của công trình nổi.

2.2. Trường hợp sóng lưỡng tần (bi-chromatic wave)

Trong trường hợp sóng lưỡng tần có liên quan đến các nhóm sóng, tải trọng sóng bậc 2 là hàm của tổ hợp từng cặp 2 con sóng.

Sóng không đều được coi là tập hợp của các con sóng hình sin dạng sóng Airy:

$$\eta(t) = \sum_{i=1}^N A_i \cos(\omega_i t + \varepsilon_i) = \text{Re} \sum_{i=1}^N A_i e^{i\omega_i t} \quad (5)$$

Trong đó:

$A_i, \omega_i, \varepsilon_i$: Biên độ, tần số và pha của sóng thành phần thứ i và ε_i là biến ngẫu nhiên phân bố đều trong khoảng $[0, 2\pi]$.

Tải trọng sóng kích động bậc 2 (gồm tải trọng của sóng tới và sóng nhiễu xạ) được xác định theo công thức sau:

$$F_{EX}^{(2)} = \text{Re} \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N \left[A_j A_k f_{jk}^+ e^{-i\omega^+ t} + A_j A_k^* f_{jk}^- e^{-i\omega^- t} \right] \quad (6)$$

$$\text{với } f_{jk}^\pm = f_{pjk}^\pm + f_{qjk}^\pm \quad (7)$$

Trong đó:

$f_{jk}^\pm$: Hàm truyền bậc 2 (QTF - Quadratic Transfer Function) của lực sóng kích động đối ứng với tổng và hiệu của các tần số sóng;

$\omega^- = \omega_m - \omega_n$: Tần số sóng bằng hiệu tần số của hai con sóng;

$\omega^+ = \omega_m + \omega_n$: Tần số sóng bằng tổng tần số của hai con sóng;

A_j và A_k : là biên độ sóng. Dấu "*" biểu thị số phức liên hợp.

Tải trọng sóng trôi dạt là tải trọng tần số thấp, liên quan đến hiệu các tần số sóng, được xác định như sau:

$$F_{EX}^{(2)} = \text{Re} \left[\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^N A_j A_k P_{ji}(\omega_j - \omega_i) e^{-i\omega^- t} + A_j A_k^* Q_{ji}(\omega_j - \omega_i) e^{-i\omega^- t} \right] \quad (8)$$

Trong đó P_{ji} và Q_{ji} tương ứng là thành phần đồng pha và ngược pha của các hàm truyền bậc 2.

Tải trọng sóng được tính toán bằng Hydrostar là tải trọng tác dụng của sóng có chiều cao đơn vị, và được thể hiện qua toán tử phản ứng đơn vị RAO (Response Amplitude Operator) theo công thức sau [4, 12]:

$$F(t) = \text{RAO} \times \eta(t) \quad (9)$$

Trong đó: $\eta(t)$: Hàm biểu diễn sóng bề mặt, phụ thuộc thời gian, theo công thức (5).

Toán tử phản ứng đơn vị RAO được xác định bằng công thức:

$$\text{RAO}(\omega) = \frac{x}{\eta_a} = \frac{F_0}{C - (m - A(\omega))\omega^2 + iB(\omega)} \quad (10)$$

Trong đó:

F_0 : Biên độ dạng phức của lực sóng kích động tuyến tính theo chiều cao sóng;

ω : Tần số dao động;

m : Ma trận khối lượng của kết cấu công trình;

$A(\omega)$: Ma trận khối lượng nước kèm, phụ thuộc tần số ω ;

C : Ma trận hệ số lực phục hồi thủy tĩnh;

η_a : Chiều cao sóng;

$B(\omega)$: Ma trận lực cản tuyến tính, phụ thuộc tần số ω .

Kết quả nghiên cứu lý thuyết và thực nghiệm [16], cho thấy khối lượng nước kèm $A(\omega)$ và ma trận lực cản $B(\omega)$ phụ thuộc vào tần số dao động ω , dạng hình học của vật thể, hệ tọa độ được chọn để tính toán và mật độ khối

lượng của chất lỏng và số trị của $A(\omega)$ tăng lên khi độ sâu nước giảm.

Ảnh hưởng của độ sâu nước đến số trị của tải trọng sóng trôi dạt theo công thức (9) được khảo sát thông qua sự thay đổi của RAO bằng phần mềm Hydrostar được trình bày dưới đây.

Sự thay đổi lực sóng nói chung, lực sóng trôi dạt nói riêng, dẫn đến sự thay đổi lực tác dụng trong dây neo và sự thay đổi trạng thái cân bằng của cả hệ công trình nổi - dây neo - neo. Hình 1 thể hiện trạng thái cân bằng tĩnh học của dây neo đơn.

Hình 1, đối với đoạn dây neo nằm treo trong nước:

- Lực ngang tác dụng lên dây neo tại điểm bất kỳ có xét đến biến dạng đàn hồi của dây khi chịu lực được xác định theo công thức sau:

$$H = AE \sqrt{\left(\frac{T}{AE} + 1\right) - \frac{2qd}{AE}} - AE \quad (11)$$

- Lực tác dụng lên dây neo theo phương đứng:

$$V = qL \quad (12)$$

- Hoành độ hình chiếu của điểm bất kỳ nằm trên dây neo:

$$X = X_B + \frac{H}{q} \text{Arc sin} \left(\frac{ql}{H} \right) + \frac{HL}{AE} \quad (13)$$

- Chiều dài dây neo nằm treo trong nước từ điểm B đến điểm bất kỳ nằm trên dây neo:

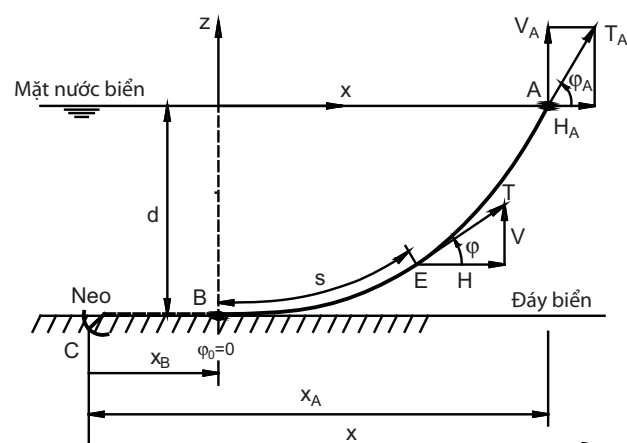
$$L = \frac{1}{q} \sqrt{T^2 - H^2} \quad (14)$$

Trong đó:

A: Diện tích mặt cắt ngang đường dây neo;

E: Module đàn hồi của vật liệu chế tạo dây neo;

T: Lực căng trong dây neo;



Hình 1. Sơ đồ cân bằng tĩnh học của dây neo đơn

q: Trọng lượng dây neo nằm trong nước trên chiều dài đơn vị;

d: Độ sâu nước;

X_B : Chiều dài dự trữ của đường dây neo.

Từ các phương trình (11) - (14) thấy rằng, nếu các đại lượng A, E, q, T không đổi, thì lực ngang H tác động lên hệ neo (do gió, dòng chảy, thủy triều và do sóng bao gồm cả sóng bậc cao gây ra lực trôi dạt) phụ thuộc vào độ sâu nước. Ở một độ sâu nước d cho trước, khi lực ngang H thay đổi dẫn đến sự thay đổi của lực căng T và chiều dài dây neo nằm trong nước L_{AC} cũng như khoảng cách X_A là các thông số cần quan tâm trong thiết kế hệ thống dây neo giữ công trình nổi.

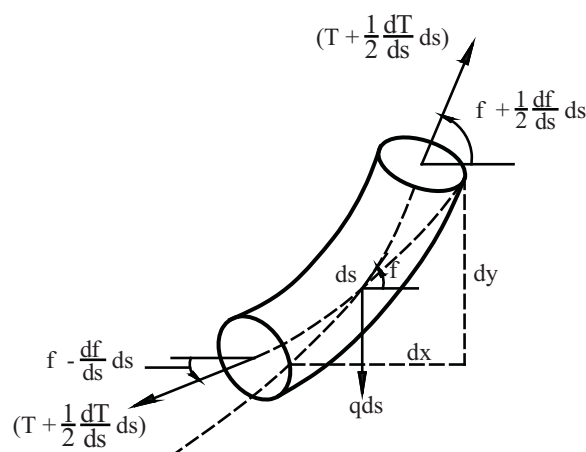
3. Ứng dụng phần mềm Hydrostar xác định tải trọng sóng tác dụng lên công trình biển nổi

Để khảo sát ảnh hưởng độ sâu nước đến số trị của tải trọng sóng trôi dạt một ví dụ tính toán cho công trình FPSO (Floating Production Storage Offloading Systems) neo xiên dạng Turret để chứa, xử lý và xuất dầu thô tại mỏ Tê Giác Trắng, thềm lục địa Việt Nam.

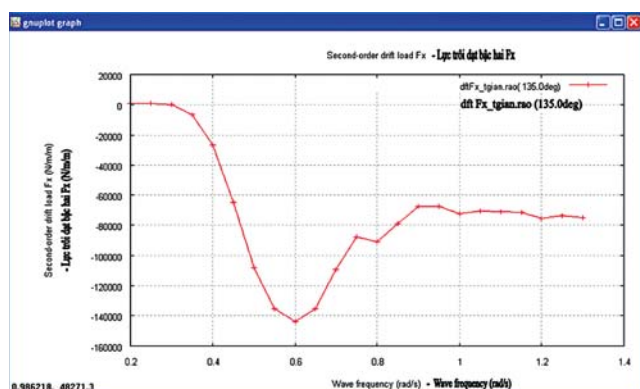
FPSO có các thông số sau:

Chiều dài lớn nhất	$L_{\max} = 274\text{m}$
Chiều dài tính toán	$L_{pp} = 264\text{m}$
Chiều rộng tàu	$B = 48\text{m}$
Chiều cao mạn tàu	$H = 23,9\text{m}$
Mớn nước:	$T = 16\text{m}$
Lượng choán nước	$D = 169.789\text{T}$
Vận tốc chuyển động của tàu	$V_{\text{tàu}} = 0,0\text{m/s}$

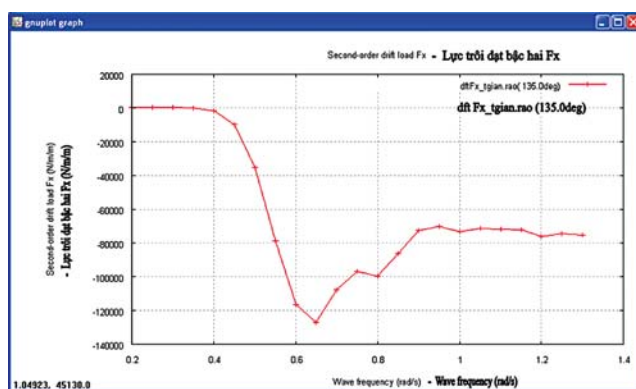
Các tính toán được thực hiện cho một hướng sóng có góc lệch với trục dọc thân tàu tính từ đuôi tàu về mũi tàu là 135° , ở các độ sâu nước 35m, 100m và 350m.



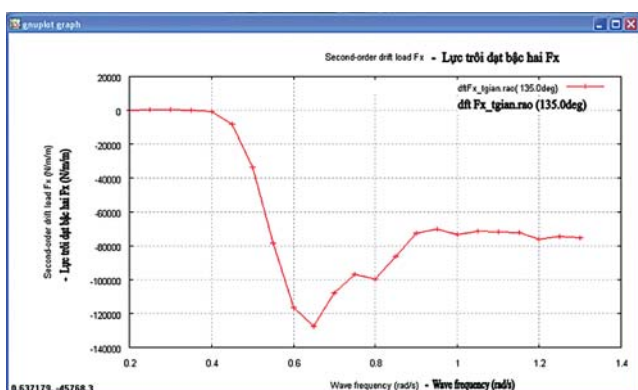
Hình 2. Lực tác dụng lên một phần tử dây neo



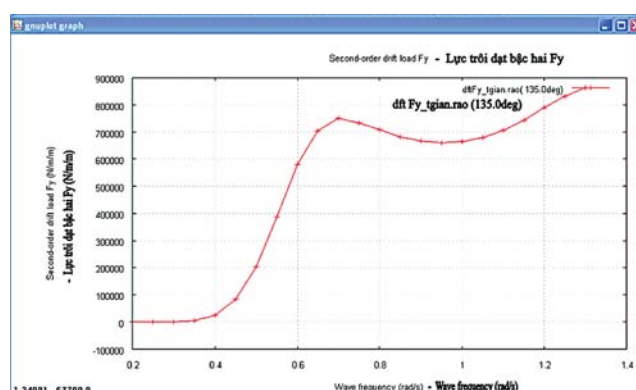
Hình 3a. Lực ngang F_x , $d = 35\text{m}$, $d/T = 2,18$



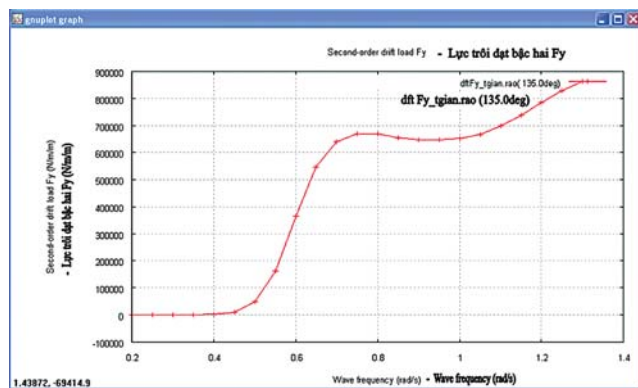
Hình 3b. Lực ngang F_x , $d = 100\text{m}$, $d/T = 6,25$



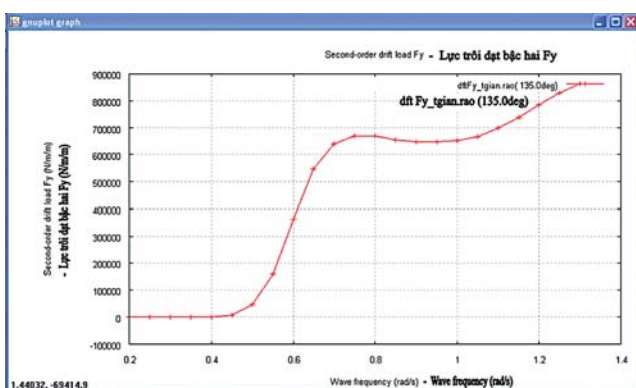
Hình 3c. Lực ngang F_x , $d = 350\text{m}$, $d/T = 21,88$



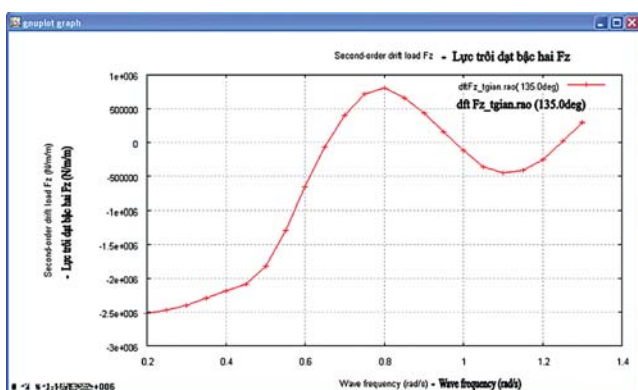
Hình 4a. Lực ngang F_y , $d = 35\text{m}$, $d/T = 2,18$



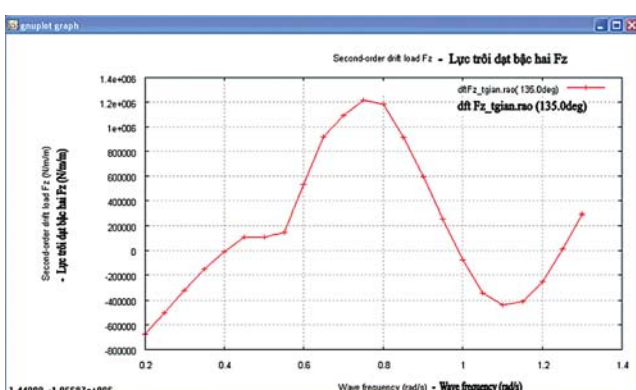
Hình 4b. Lực ngang F_y , $d = 100\text{m}$, $d/T = 6,25$



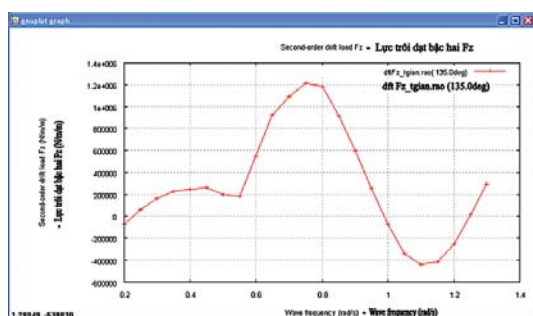
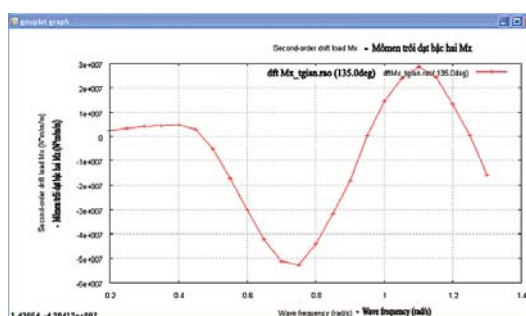
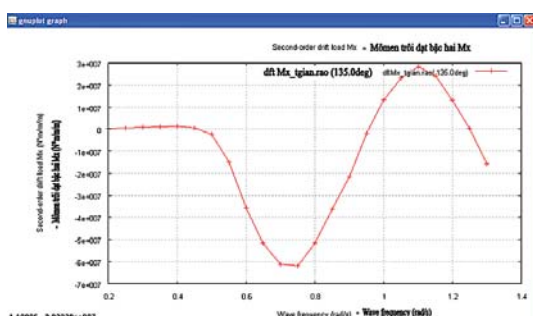
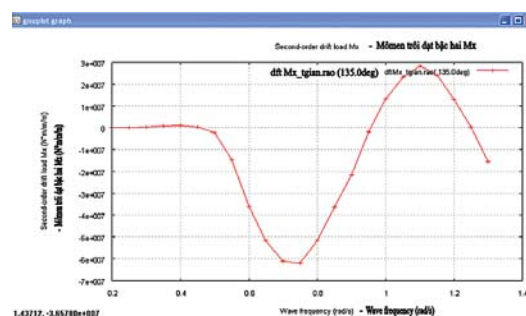
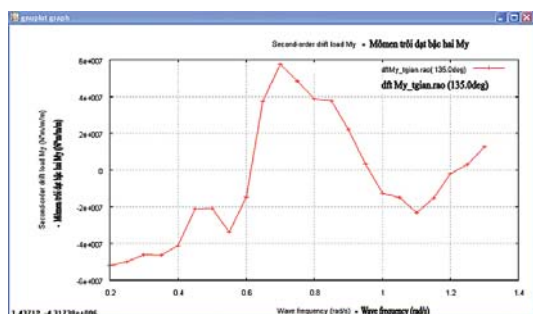
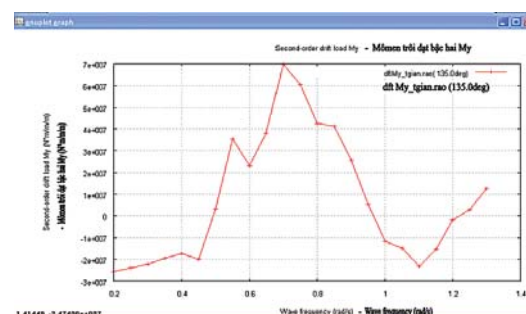
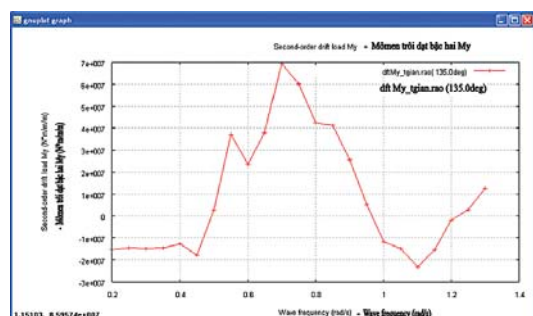
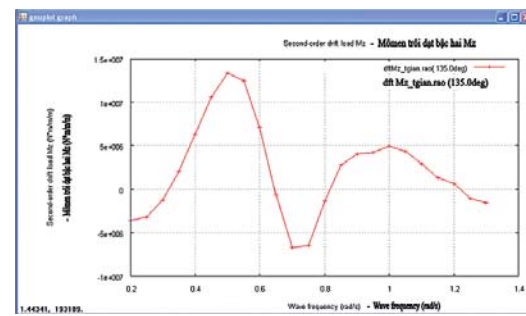
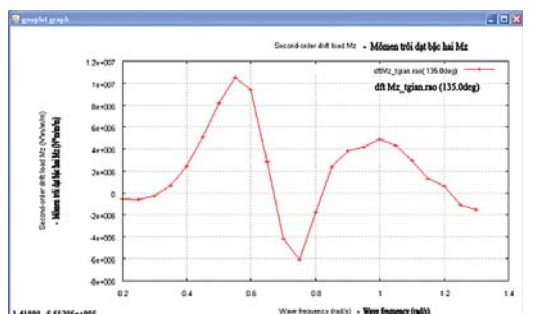
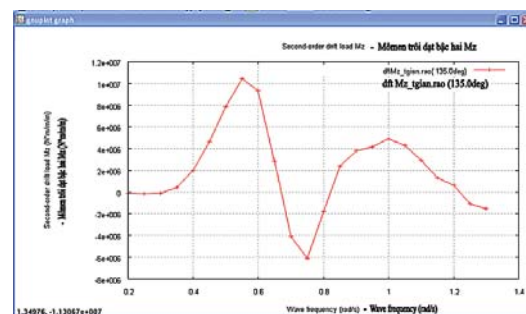
Hình 4c. Lực ngang F_y , $d = 350\text{m}$, $d/T = 21,88$



Hình 5a. Lực F_z , $d = 35\text{m}$, $d/T = 2,18$



Hình 5b. Lực F_z , $d = 100\text{m}$, $d/T = 6,25$


 Hình 5c. Lực F_z , $d = 350\text{m}$, $d/T = 21,88$

 Hình 6a. Moment M_x , $d = 35\text{m}$, $d/T = 2,18$

 Hình 6b. Moment M_x , $d = 100\text{m}$, $d/T = 6,25$

 Hình 6c. Moment M_x , $d = 350\text{m}$, $d/T = 21,88$

 Hình 7a. Moment M_y , $d = 35\text{m}$, $d/T = 2,18$

 Hình 7b. Moment M_y , $d = 100\text{m}$, $d/T = 6,25$

 Hình 7c. Moment M_y , $d = 350\text{m}$, $d/T = 21,88$

 Hình 8a. Moment xoay M_z , $d = 35\text{m}$, $d/T = 2,18$

 Hình 8b. Moment xoay M_z , $d = 100\text{m}$, $d/T = 6,25$

 Hình 8c. Moment xoay M_z , $d = 350\text{m}$, $d/T = 21,88$

Trên Hình 3 - 8 trình bày 6 thành phần tải trọng sóng trôi dạt theo 6 bậc tự do dưới dạng các toán tử phản ứng đơn vị (RAO).

Nhận xét kết quả tính toán:

- Các hình vẽ cho thấy khi độ sâu nước giảm thì tải trọng sóng trôi dạt có xu hướng tăng.
- Ở độ sâu nước nông ($d = 35\text{m}$) tải trọng sóng trôi dạt tăng đáng kể so với ở độ sâu nước $\geq 100\text{m}$

4. Kết luận

Tải trọng sóng trôi dạt thuộc loại tải trọng tần số thấp, gây nên các chuyển động lớn của công trình nổi có neo giữ. Ở các độ sâu nước không lớn tải trọng sóng trôi dạt có xu hướng tăng do đó cần có sự quan tâm trong lựa chọn các giải pháp kết cấu công trình.

Tài liệu tham khảo

1. API-Recommended practice 2SK 3rd Edition. *Design and analysis of stationkeeping systems for floating structures*. Copyright American Petroleum Institute, Provided by IHS under license with API. October 2005: 227p.
2. Bernard Molin. *Hydrodynamique des structures offshore*. Edition Technip. 2002: 415p.
3. C.A.Brebbia. *The boundary element method for engineer*. Pentech Press, London. 1980.
4. Bureau Veritas - France. *Hydrostar for experts user manual*. Distributed by Bureau Veritas. March 2011.
5. James F. Wilson. *Dynamics of offshore structures*. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. 2003: 343p.
6. Minoo H. Patel. *Compliant offshore structures*. Butterworths Publisher. 1991: 412p.
7. Minoo H. Patel. *Dynamics of offshore structures*. Butterworths Publisher. 1989: 402p.
8. N.D.P.Bartrop. *Floating structures: A guide for design and analysis*. Edited by the Centre for Marine and Petroleum Technology. 1988; 1 & 2.
9. O.M.Faltinsen. *Sea loads on ships and offshore structures*. Cambridge University Press. 1991: 328p.
10. J.A.Pinkster. *Low frequency second order wave exciting forces on floating structures*. H. Veenman en Zonen B.V. - Wageningen, the Netherlands. October 1980.
11. Subrata K. Chakrabarti. *Handbook of Offshore Engineering*. Elsevier Science Publisher. 2006; 1 & 2: 1274p.
12. Subrata K. Chakrabarti. *Hydrodynamics of offshore structures*. Elsevier Science Publisher. 1986.
13. Van Oortmerssen G. *The motions of a moored ship in waves, a dissertation for the degree of doctor of philosophy*. Netherlands Ship Model Basin Wageningen, the Netherlands. 1976; 510: 134p.
14. Xiaobo CHEN. *Approximation on the quadratic transfer function of low-frequency loads*. Proceeding of 7th BOSS '94, MIT. 1994; 2: p. 208 - 302.
15. Yong Bai. *Marine structural design*. Elsevier Science Publisher. 2003: 634p.
16. Короткин А.И. Присоединённые Массы Судна: Справочник, Изд. Судостроение, Ленинград, СССР. 1986: 312с.

Study of the influence of water depth on wave drift load acting on offshore floating structures with catenary mooring lines

Nguyen Quoc Hoa

Institute of Offshore

Construction Engineering National University of Civil Engineering

Summary

Floating moored structures are widely used in the petroleum industry at different water depths. Permanently moored in the exploitation place, floating structures are subject to wave drift loads (higher order wave loads) causing large displacements and affecting the safety of the facility and equipment. In this article, the author made calculations with the specialised HydroSTAR software of Bureau Veritas (France) to investigate the influence of water depth on the wave drift load acting on the floating structures with catenary mooring lines.

Key words: Floating moored structures, higher order wave loads, wave drift load, catenary mooring.

ĐÀO TẠO CHUYÊN SÂU TẠI VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

TS. Nguyễn Hồng Minh, ThS. Nguyễn Thị Lan Oanh, KS. Trần Thị Vui
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Đào tạo chuyên sâu ngành kỹ thuật công nghệ cao như dầu khí thường được các cơ sở, đơn vị đào tạo của nước ngoài tổ chức. Trong giai đoạn 2009 - 2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên đã cử 614 lượt cán bộ đi đào tạo sau đại học, hơn 3.800 lượt cán bộ tham dự các khóa đào tạo chuyên sâu ở trong và ngoài nước [3]. Đa số những khóa học này có chất lượng cao, nội dung và cách thức truyền đạt theo tiêu chuẩn và thông lệ quốc tế của công nghiệp dầu khí thế giới, góp phần quan trọng trong công tác phát triển nguồn nhân lực của Petrovietnam trong thời gian qua.

Tuy nhiên, song song với chất lượng quốc tế, các khóa học trên cũng cần chi phí rất cao: từ 3 - 5 nghìn USD/1 người/1 khóa học ngắn hạn (3 - 5 ngày); hàng chục nghìn USD/1 người/1 năm đào tạo sau đại học hay một khóa học theo công việc (OJT) kéo dài 2 - 3 tháng... Đây là một trong những nguyên nhân hạn chế việc đẩy mạnh công tác đào tạo và phát triển nhân lực chất lượng cao trên quy mô lớn hơn. Đặc biệt, cùng với sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam, các khóa đào tạo chuyên sâu ngày càng phải gắn với thực tế hoạt động dầu khí ở Việt Nam chứ không đơn thuần dựa trên tài liệu quốc tế. Các ví dụ minh họa, bài tập thực hành, bài tập tình huống, đối tượng nghiên cứu, công nghệ áp dụng, kỹ năng cần rèn luyện... phải được thiết kế từ số liệu thực tế trong nước và trên cơ sở các vấn đề nảy sinh từ thực tiễn hoạt động dầu khí ở Việt Nam.

Trên thực tế, Viện Dầu khí Việt Nam đã bước đầu tổ chức đào tạo chuyên sâu nhưng quy mô còn nhỏ, hình thức chưa đa dạng, chưa phát huy hết tiềm lực. Vì vậy, nhóm tác giả cho rằng cần phải nghiên cứu, thử nghiệm và xây dựng một mô hình đào tạo chuyên sâu ở Viện Dầu khí Việt Nam, nhằm khai thác thế mạnh của Viện, lấp dần khoảng trống giữa đào tạo ở nước ngoài và đòi hỏi thực tiễn của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Từ khóa: Đào tạo chuyên sâu, phát triển nguồn nhân lực

1. Giới thiệu

“Đào tạo chuyên sâu” là khái niệm được sử dụng khá phổ biến, nhưng nội hàm của nó chưa được phân tích và định nghĩa một cách hoàn chỉnh, thấu đáo. Theo quan điểm của nhóm tác giả, đào tạo chuyên sâu là đào tạo ở trình độ trên cơ bản, cho các cán bộ đã có kinh nghiệm làm việc trong một lĩnh vực chuyên ngành không dưới 5 năm, nhằm xây dựng đội ngũ cán bộ quản lý, chuyên môn kỹ thuật có trình độ cao, vừa có lý luận, vừa có thực tiễn, đáp ứng tốt nhu cầu nhân lực của Ngành.

Như vậy, đầu vào của đào tạo chuyên sâu phải là cán bộ, chuyên viên có trình độ đại học trở lên. Nội dung đào tạo phải mang tính “chuyên”, tức là đi vào những lĩnh vực chuyên ngành cụ thể và “sâu” tức là nâng cao hơn so với đào tạo đại học và đặc biệt phải gắn chặt với thực tiễn. Đầu ra là cán bộ quản lý, chuyên môn trình độ cao, có thể trở thành những chuyên gia đầu Ngành, có kiến thức chuyên sâu và cập nhật về thành tựu và xu hướng phát

triển khoa học - công nghệ (KH-CN), có phương pháp luận khoa học và tư duy sáng tạo, có bề dày kinh nghiệm và hiểu biết thực tiễn sâu sắc, có khả năng quy tụ, đoàn kết, phát huy được đội ngũ cán bộ KH-CN trong cùng lĩnh vực để giải quyết các nhiệm vụ tổng hợp, phức tạp do thực tiễn hoạt động sản xuất, kinh doanh đặt ra. Vì vậy, đào tạo chuyên sâu phải chú trọng cả đào tạo hàn lâm và đào tạo cập nhật, nâng cao, thực hành, kỹ năng. Xuất phát từ quan điểm đó, đào tạo chuyên sâu phải theo cả 2 loại hình: đào tạo sau đại học (đào tạo thạc sỹ, tiến sỹ) và đào tạo chuyên sâu ngắn hạn (khóa học tập trung 1 - 2 tháng; tham quan, thực tập ở nước ngoài, đào tạo theo công việc...).

Mô hình đào tạo và phát triển nhân lực dầu khí [1] chia đào tạo phát triển nghề nghiệp thành các giai đoạn: đào tạo trước và sau tuyển dụng; đào tạo định hướng nghề nghiệp; đào tạo kiến thức và kỹ năng cơ bản; đào tạo kiến thức và kỹ năng nâng cao. Trong mô hình này, đào tạo chuyên sâu chính là giai đoạn đào tạo kiến thức và kỹ năng nâng cao, với nhiệm vụ xây dựng đội ngũ cán

bộ quản lý, chuyên môn trình độ cao. Theo cách tổng hợp, phân loại hiện nay của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đào tạo chuyên sâu có nội hàm cơ bản tương tự như đào tạo chuyên sâu định hướng phát triển chuyên gia [3]. Với nhiệm vụ như thế, đào tạo chuyên sâu cần phải có vị trí, vai trò quan trọng trong toàn bộ công tác đào tạo và phát triển nguồn nhân lực của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Công tác đào tạo và phát triển nguồn nhân lực là một chức năng quan trọng trong toàn bộ chu trình quản trị nguồn nhân lực. Trong một ngành kỹ thuật cao như dầu khí, trong xu thế hội nhập cao, đào tạo và phát triển nguồn nhân lực đóng vai trò hết sức quan trọng trong chiến lược phát triển của doanh nghiệp. Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025 đều khẳng định rõ đào tạo và phát triển nguồn nhân lực là một trong những giải pháp then chốt phục vụ chiến lược phát triển [2, 4]. Trong toàn bộ nhóm giải pháp về con người này, đào tạo chuyên sâu được coi là trọng tâm, nhất là đối với đơn vị nghiên cứu, tư vấn, dịch vụ khoa học - kỹ thuật trong một ngành công nghệ cao như Viện Dầu khí Việt Nam.

Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có 3 đơn vị hoạt động trong lĩnh vực đào tạo. Trường Cao đẳng Nghề Dầu khí với hệ thống thiết bị thực hành, mô phỏng hoạt động các công trình dầu khí khá phong phú sẽ có thế mạnh trong đào tạo công nhân kỹ thuật và đội ngũ vận hành các công trình dầu khí. Trường Đại học Dầu khí Việt Nam với đội ngũ giảng viên có trình độ, nhưng còn mỏng, sẽ tập trung vào đào tạo hàn lâm theo hệ đại học, cung cấp đội ngũ kỹ sư trẻ phục vụ nhu cầu nhân lực theo diện rộng của Ngành. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), đơn vị nghiên cứu khoa học có lực lượng cán bộ nghiên cứu khoa học nắm sâu lý thuyết và giàu kinh nghiệm thực tiễn, trang thiết bị hiện đại, số liệu thực tiễn phong phú sẽ là cơ sở quan trọng để đẩy mạnh công tác đào tạo chuyên sâu cho toàn Ngành.

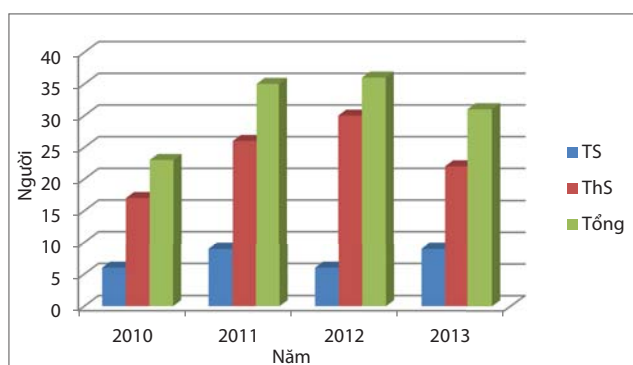
2. Công tác đào tạo chuyên sâu của Viện Dầu khí Việt Nam

Nhận thức được vai trò, vị trí của đào tạo chuyên sâu như nêu trên, trước hết Viện Dầu khí Việt Nam đã tập trung đào tạo cho chính cán bộ nghiên cứu của mình. Trong giai đoạn 2010 - 2013, được sự quan tâm hỗ trợ của Tập đoàn, Viện đã cử 125 lượt người tham gia đào tạo sau đại học, trong đó 30 lượt người tham gia đào tạo tiến sĩ (TS), 95 lượt người tham gia đào tạo thạc sĩ (ThS), vượt kế hoạch mà Đề án đào tạo đưa ra là 66 lượt TS, ThS đến năm 2015 (Hình 1).

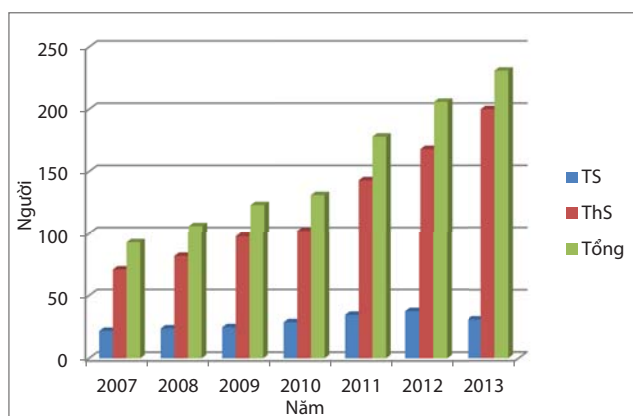
Nhìn chung, số lượng đào tạo sau đại học có xu hướng tăng hàng năm (Hình 1), đạt mức 5,4% trên tổng số CBNV Viện vào năm 2012. Trong số được cử đi đào tạo, có 29 cán bộ đã hoàn thành đào tạo thạc sĩ, trở về Viện công tác và phát huy tốt vai trò trong công việc của đơn vị. Cùng với công tác tuyển dụng, đào tạo sau đại học giúp đưa tỷ lệ cán bộ có trình độ trên đại học của Viện từ 123 người (chiếm 19,9% trong tổng CBNV của Viện trong năm 2009) đến 231 người (chiếm 36,4%) trong năm 2013 (Hình 2).

Trong số 125 lượt người đào tạo sau đại học có 107 lượt trong nước, 18 lượt ở nước ngoài. Tuy nhiên, số lượt đào tạo tiến sĩ còn chưa tương xứng với tốc độ tăng trưởng và yêu cầu của thực tiễn; tỷ trọng đào tạo ở nước ngoài còn khiêm tốn.

Về đào tạo chuyên sâu ngắn hạn, từ năm 2010 đến nay, Viện Dầu khí Việt Nam đã cử 336 lượt người tham gia đào tạo các khóa chuyên sâu khác nhau. Nhìn chung, số lượt đào tạo cũng như kinh phí ngày càng tăng. Phần lớn các khóa chuyên sâu nói trên do cơ sở đào tạo, nghiên cứu, sản xuất ở nước ngoài tổ chức, hoặc mời giảng viên nước ngoài đến Việt Nam giảng dạy. Đặc biệt, trong năm 2012 đã có 117



Hình 1. Số lượng cán bộ nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam tham gia đào tạo sau đại học 2010 - 2013



Hình 2. Số lượng cán bộ nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam có trình độ trên đại học

lượt người tham gia đào tạo ngắn hạn chuyên sâu, trong đó có các khóa học: về công nghệ khoan, địa vật lý (4 - 10 tuần ở Nhật Bản); về phát triển mỏ (4 tuần, ở Hà Lan); về địa chất mỏ và nâng cao hệ số thu hồi dầu (2 tuần, ở Azerbaijan); quản lý nghiên cứu phát triển, phân tích mẫu lõi, bảo vệ catot (2 tuần, ở Mỹ); SCAL OJT (1 tuần, ở Anh)... Nhiều khóa học được tổ chức theo phương thức mời chuyên gia nước ngoài để giảng dạy tại Viện, như quản lý dự án thăm dò - khai thác (IHRDC); ứng dụng công nghệ nano trong khai thác dầu khí (Azerbaijan); bào tử phần (Anh)...

Bên cạnh đó, Viện cũng có nhiều biện pháp đẩy mạnh tự đào tạo thông qua hình thức kèm cặp, tham gia các dự án quốc tế, giao đề tài cấp Viện, cấp trung tâm cho các cán bộ trẻ, tổ chức các hội thảo thanh niên, cử cán bộ tham gia dự và trình bày tại các hội nghị, hội thảo có tính chất quốc tế được tổ chức ở Việt Nam và các nước trong khu vực. Các hình thức đào tạo này cũng đóng góp đáng kể cho việc nâng cao chất lượng nguồn nhân lực của Viện Dầu khí Việt Nam trong thời gian qua.

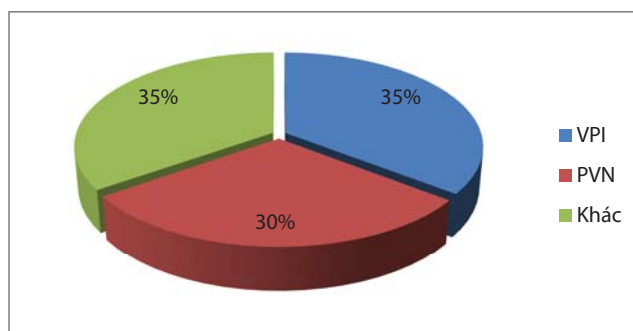
Công tác đào tạo chuyên sâu ngắn hạn cho Viện được đẩy mạnh trước hết xuất phát từ nhận thức về vị trí, vai trò của công tác này trong sự phát triển bền vững của Ngành; Viện phải là trụ cột quan trọng trong công tác đào tạo phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao cho toàn Tập đoàn. Trong thời gian qua, Tập đoàn đã có sự hỗ trợ hết sức quan trọng thông qua việc mời các chuyên gia cao cấp từ một số cơ sở đào tạo có uy tín sang Việt Nam giảng dạy hay tạo điều kiện cử cán bộ của Viện sang những cơ sở đào tạo có uy tín của các đối tác; phần khác do bản thân Viện tích cực đa dạng hóa nguồn kinh phí đào tạo từ các dự án/thỏa thuận hợp tác quốc tế, do các công ty dầu khí nước ngoài tài trợ, từ cơ sở đào tạo, từ các hợp đồng chuyển giao công nghệ, mua sắm, nâng cấp thiết bị...

Viện có nhiều cố gắng lồng ghép đào tạo cán bộ của Viện vào các lớp đào tạo do Viện tổ chức cho các đơn vị bên ngoài, như một giải pháp đa dạng hóa và huy động nguồn nội lực cho đào tạo. Một số khóa đào tạo theo kế hoạch là cử cán bộ ra nước ngoài học đã được thay bằng việc mời chuyên gia nước ngoài đến Viện giảng dạy, vừa giảm chi phí, vừa tạo điều kiện tăng số lượng học viên có thể tham gia. Nhờ các biện pháp trên, Viện đã khá thành công trong huy động mọi nguồn nội lực của Viện, đóng góp tới 35% giá trị thực hiện bằng kinh phí tự có và tự thực hiện (Hình 3). Đa dạng hóa hình thức đào tạo, trong đó chú trọng tới đào tạo theo công việc, tham quan thực tập tại cơ sở nước ngoài (CoreLab, UOP, JGC C&C, Fugro Robertson...) đã mang lại hiệu quả nhờ gắn chặt đào tạo với thực tiễn và chuyên biệt hóa nội dung đào tạo theo nhu cầu người học.

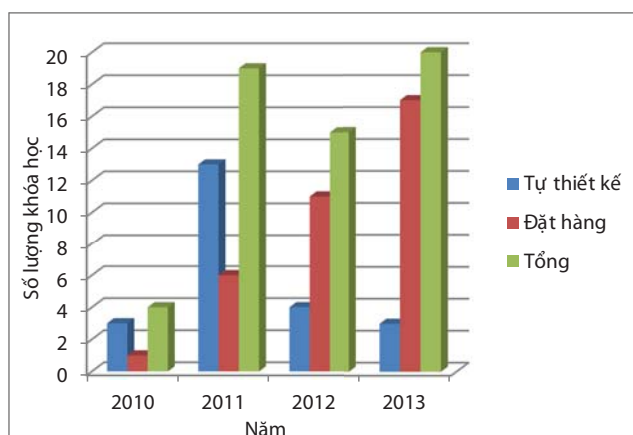
Bên cạnh đào tạo cho cán bộ nghiên cứu của mình, Viện cũng rất chú trọng tăng cường công tác đào tạo nhân lực chất lượng cao phục vụ cho toàn Ngành.

Có hai hướng để triển khai đào tạo sau đại học: liên kết với một cơ sở đào tạo có uy tín và xây dựng năng lực đủ để được cấp phép đào tạo. Theo hướng thứ nhất, Viện đã và đang hợp tác đào tạo cao học chuyên ngành Thăm dò Địa hệ thống và Công nghệ dầu khí (Geosystem Exploration and Petroleum Geoengineering-GEPEG) với Viện Công nghệ châu Á (AIT) bằng việc tham gia Hội đồng trường, phối hợp khảo sát, thiết kế chương trình, cử giảng viên tham gia giảng dạy, trình bày. Theo hướng thứ hai, sau khi được Bộ Giáo dục và Đào tạo cho phép, Viện đã tổ chức đào tạo tiến sĩ chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí từ năm 2013: tuyển sinh 5 nghiên cứu sinh; xây dựng giáo trình; phê duyệt đề tài và chương trình đào tạo riêng cho từng nghiên cứu sinh. Trong năm 2014, Viện dự kiến sẽ tiếp tục tuyển 6 nghiên cứu sinh cho chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí.

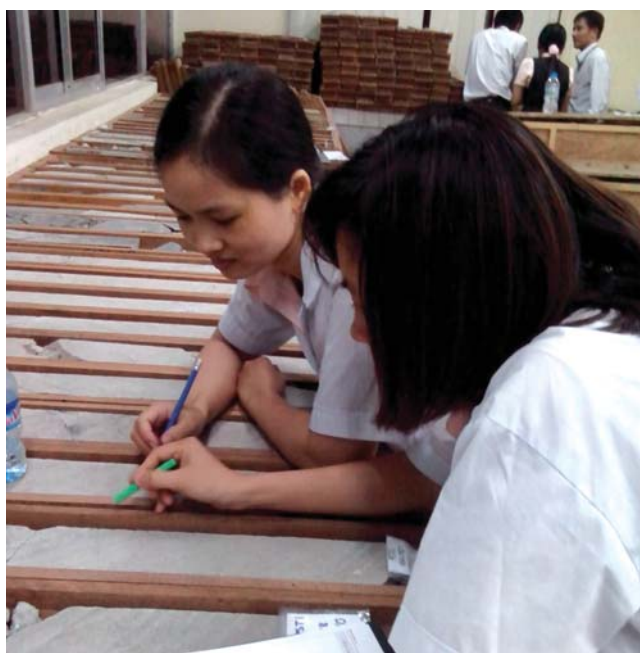
Về đào tạo chuyên sâu ngắn hạn, trong giai đoạn 2010 - 2013, Viện đã tổ chức được 160 khóa đào tạo ở nhiều lĩnh vực. Trong đó có 58 khóa là đào tạo chuyên sâu, có nội dung nâng cao, giảng viên có kinh nghiệm và trình



Hình 3. Cơ cấu kinh phí dành cho công tác đào tạo chuyên sâu cho cán bộ Viện (2010 - 2013)



Hình 4. Số lượng các khóa đào tạo chuyên sâu theo loại hình



Hình 5. Thực hành mô tả mẫu lõi tại khóa học “Core Description & Depositional Environment”, 8 - 19/7/2013, do Viện Dầu khí Việt Nam phối hợp với Corelab UK tổ chức

độ chuyên môn cao, với khoảng 1.100 số lượt học viên là các kỹ sư, nghiên cứu viên có kinh nghiệm.

Các khóa đào tạo chuyên sâu do Viện tổ chức có thể chia thành 2 loại:

- Tự thiết kế: Viện tự thiết kế nội dung trên cơ sở khảo sát nhu cầu chung của các đơn vị; quảng bá chiêu sinh trong toàn Ngành, có thể tổ chức nhiều lần; giảng viên là các chuyên gia của Viện hoặc mời từ các đơn vị trong và ngoài nước;
- Đặt hàng: Tập đoàn yêu cầu nội dung, mời giảng viên/đơn vị đào tạo có uy tín của nước ngoài hoặc Viện xây dựng theo đặt hàng, xuất phát từ yêu cầu riêng của các đơn vị; Viện cung cấp giảng viên hoặc trợ giảng, thiết bị thực hành, phần mềm chuyên dụng, chuẩn bị số liệu thực tế phục vụ bài tập.

Hình 4 cho thấy số lượng các khóa theo đặt hàng hoặc được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao trong giai đoạn 2010 - 2013 có xu hướng tăng, chứng tỏ thực tế nhu cầu đào tạo chuyên sâu của các đơn vị ngày càng gắn chặt với thực tế sản xuất, kinh doanh; các khóa đào tạo của Viện đang được triển khai đúng hướng. Các khóa đào tạo đặt hàng gần đây cho thấy xu thế ngày càng mang tính tổng hợp hơn, thể hiện bản chất liên ngành phức tạp của công nghệ và kỹ thuật dầu khí.

Về phương pháp giảng dạy, các khóa học kết hợp lý thuyết và thực hành, có bài tập nhóm, bài tập tình huống

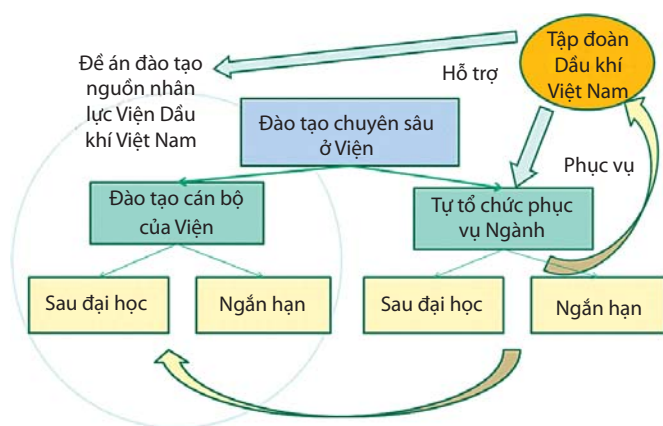
trên số liệu thực gắn với điều kiện Việt Nam, kết hợp rèn luyện tư duy khoa học với kỹ năng chuyên môn, kỹ năng trình bày, làm việc nhóm... được các học viên đánh giá cao và rất tích cực, hào hứng khi học (Hình 5).

Với đội ngũ chuyên gia có nhiều kinh nghiệm, biết kết hợp đào tạo với nghiên cứu, gắn tri thức tổng hợp với thực tiễn sản xuất kinh doanh; cơ sở vật chất, hệ thống trang thiết bị, phần mềm chuyên dụng tiên tiến, số liệu thực tiễn phong phú... Viện đã thiết kế, triển khai các khóa đào tạo chuyên sâu có sự khác biệt rõ rệt so với các khóa đào tạo tương tự do các đơn vị khác tổ chức. So với những khóa học đã được các cơ sở đào tạo nước ngoài thiết kế theo chuẩn mực cao của thế giới, Viện Dầu khí Việt Nam vẫn tạo thêm giá trị mới thông qua việc chuẩn bị bài tập trên số liệu thực tế, cung cấp chuyên gia làm công tác trợ giảng... Thực chất, đây là cầu nối quan trọng giữa người học và giảng viên, giữa khoa học và ứng dụng, giữa lý thuyết chung của thế giới và thực tiễn Việt Nam.

3. Trao đổi và thảo luận

Tổng hợp các hoạt động đào tạo chuyên sâu như đã trình bày, có thể thấy đặc điểm mô hình đào tạo chuyên sâu của Viện là gắn với nghiên cứu khoa học và hoạt động sản xuất, kinh doanh. Trong mô hình này, song song với việc cử cán bộ của Viện đến các cơ sở trong và ngoài nước để đào tạo, Viện huy động mọi nguồn lực của Viện, trong và ngoài Ngành để tổ chức triển khai đào tạo tiến sỹ cũng như trực tiếp tổ chức các khóa đào tạo chuyên sâu ngắn hạn phục vụ nhu cầu phát triển nhân lực chung trong toàn Tập đoàn. Sự gắn kết thể hiện trong việc mời và khuyến khích những nhà khoa học hàng đầu, các chuyên gia có kinh nghiệm thực tiễn tham gia giảng dạy, soạn giáo trình, xây dựng kho học liệu; đưa những thành tựu khoa học mới, những công nghệ tiên tiến vào nội dung đào tạo chuyên sâu; thiết kế nội dung, chương trình đào tạo xuất phát từ nhu cầu sản xuất kinh doanh; đưa các tình huống và số liệu thực tế vào bài tập, bài thực hành... Đây cũng chính là định hướng xây dựng Học viện Dầu khí Việt Nam trên nền tảng gắn kết 3 khối chức năng Nghiên cứu - Đào tạo - Ứng dụng.

Trên Hình 6 có thể thấy rõ mối liên hệ giữa các bộ phận trong mô hình đào tạo chuyên sâu tại Viện Dầu khí Việt Nam. Việc tăng cường tự đào tạo chuyên sâu (sử dụng tiềm năng khoa học công nghệ của Viện và bên ngoài) là hết sức quan trọng, vừa phục vụ cho nhu cầu phát triển nhân lực của Viện, vừa góp phần thực hiện chiến lược phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao của toàn Tập đoàn. Đồng thời, tự đào tạo chuyên sâu lại tác



Hình 6. Mối liên hệ trong mô hình đào tạo chuyên sâu tại Viện Dầu khí Việt Nam

động trở lại giúp xây dựng được đội ngũ vừa là giảng viên vừa là nghiên cứu viên chất lượng cao, phục vụ đặc lực cho việc nâng cao chất lượng nghiên cứu.

Trên cơ sở “Đề án đào tạo nguồn nhân lực Viện Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2009 - 2015, định hướng đến năm 2025” [5] đã được phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặc biệt chú trọng đào tạo sau đại học tại các cơ sở nước ngoài. Tập đoàn cũng đang hỗ trợ tổ chức một số khóa chuyên sâu ngắn hạn cho Viện và các đơn vị thành viên, đặc biệt những khóa cần mời các cơ sở đào tạo uy tín mà Tập đoàn có mối quan hệ chiến lược, chuyên gia có trình độ cao của nước ngoài đến giảng dạy ở Việt Nam.

Tổng kết công tác đào tạo chuyên sâu theo mô hình thử nghiệm nêu trên cho thấy: sự hỗ trợ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đối với công tác đào tạo chuyên sâu, đặc biệt trong đào tạo sau đại học ở nước ngoài là hết sức quan trọng. Mối quan hệ chiến lược của Tập đoàn với một số tập đoàn dầu khí lớn và cơ sở đào tạo uy tín trên thế giới là thuận lợi quan trọng cho việc cử cán bộ đi đào tạo ở nước ngoài. Bên cạnh đó, việc Tập đoàn hỗ trợ mời giảng viên là các chuyên gia cấp cao của nước ngoài cho một số khóa đào tạo ngắn hạn thực sự đóng vai trò quan trọng trong việc nâng tầm chất lượng đào tạo chuyên sâu, góp phần đào tạo các giảng viên trong nước dần ngang tầm các giảng viên quốc tế.

Các khóa học dưới hình thức mời các chuyên gia giỏi của một số cơ sở đào tạo nước ngoài có uy tín đến giảng cho cán bộ của các đơn vị trong Tập đoàn, kết hợp với đội ngũ trợ giảng là chuyên gia giàu kinh nghiệm của Viện, vừa có khả năng nghiên cứu, vừa có trình độ ngoại ngữ, kỹ năng truyền đạt tốt, kết hợp bài giảng lý thuyết với bài tập thực hành, bài tập tình huống trên số liệu thực... được triển khai trong thời gian qua, đã thực sự là những hình mẫu về đào tạo chuyên sâu ngắn hạn chất lượng cao.

Mở rộng hợp tác, liên kết, hợp tác với các cơ sở nghiên cứu, đào tạo ngoài nước, như: Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS), Đại học Dầu khí Azerbaijan, Tổng công ty Dầu mỏ và Kim loại Nhật Bản (JOGMEC), Đại học Kyoto, Trung tâm Hợp tác Dầu khí Nhật Bản (JCCP), Viện Công nghệ châu Á (AIT), các công ty Shell, Idemitsu, Corelabs, UOP, IHRDC... cùng với việc huy động nguồn lực tự có phục vụ đào tạo chuyên sâu, Viện Dầu khí Việt Nam đã thành công trong mô hình đa dạng hóa nguồn kinh phí - giải pháp quan trọng để tranh thủ chia sẻ kinh nghiệm, chuyển giao công nghệ, hội nhập quốc tế để nâng cao hơn nữa hiệu quả của công tác đào tạo.

4. Kết luận và đề xuất

Mô hình trên cho thấy đây là hướng đi đúng của Viện Dầu khí Việt Nam, tạo giá trị gia tăng và sự khác biệt cho công tác đào tạo chuyên sâu, nhằm phát huy thế mạnh của đội ngũ chuyên gia, hệ thống phòng thí nghiệm, hệ thống phần mềm chuyên dụng, dữ liệu thực tế phong phú phục vụ bài tập thực hành, bài tập tình huống phù hợp với điều kiện Việt Nam. Mô hình này đã có những thành công đáng kể, phục vụ tốt cho chiến lược phát triển của Viện và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, giảm tỷ lệ gửi cán bộ ra nước ngoài đào tạo, bước đầu tạo sự kết nối quan trọng giữa đào tạo chuyên sâu và đòi hỏi thực tiễn của Việt Nam.

Mặc dù đạt được những kết quả nhất định, song đây mới chỉ là bước đầu, chưa phát huy hết tiềm năng. Cần tiếp tục có những sự hỗ trợ chính sách, cơ chế, có những giải pháp về tổ chức, triển khai, con người... để khai thác tốt hơn tiềm năng này.

Để đẩy mạnh công tác đào tạo chuyên sâu, Viện Dầu khí Việt Nam cần tiếp tục thực hiện các giải pháp đã phát huy hiệu quả trong thời gian qua, đồng thời cần xây dựng một hệ thống học liệu bài bản. Hệ thống học liệu này phải bao trùm toàn bộ các lĩnh vực, bao gồm các giáo trình cơ bản và nâng cao, tài liệu tham khảo, bài trình bày, kèm những bộ số liệu mẫu, ví dụ minh họa, bài tập tình huống... gắn liền với thực tiễn hoạt động dầu khí ở Việt Nam. Một hệ thống học liệu đầy đủ như vậy sẽ phục vụ cho cả đào tạo tiến sĩ, đào tạo ngắn hạn nâng cao và tự đào tạo của cán bộ nhân viên trong Ngành. Để thực hiện kế hoạch này, Viện cần huy động tối đa nội lực của mình, đồng thời cần có sự hỗ trợ tích cực từ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị trong Ngành.

Để có thể huy động tối đa tiềm lực cho đào tạo, nhằm mục tiêu phát triển lâu dài và bền vững, ở quy mô cấp Tập

đoàn cần có cơ chế khuyến khích các chuyên gia trong toàn ngành tham gia giảng dạy, lấy Viện Dầu khí Việt Nam làm nơi hội tụ các nguồn lực dành cho đào tạo chuyên sâu. Đào tạo tiến sỹ tại Viện Dầu khí Việt Nam, tuy mới bắt đầu, nhưng đang hướng tới mục tiêu xây dựng thành một chương trình đào tạo có uy tín. Đề nghị Tập đoàn có chính sách học bổng, hỗ trợ, khuyến khích, tạo điều kiện để cán bộ trong Ngành trở thành nghiên cứu sinh chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí tại Viện Dầu khí Việt Nam.

Hiện nay, đào tạo chuyên sâu ở Viện Dầu khí Việt Nam đang được thực hiện trong khuôn khổ chức năng của một Ban nên còn những hạn chế trong việc đẩy mạnh hơn công tác tự đào tạo chuyên sâu như: chưa phát huy hết tính năng động, sáng tạo; tính chủ động, tích cực chưa cao; chưa thực sự bám sát thị trường, nhu cầu thực tiễn của đơn vị sản xuất; chưa quan tâm đến những giải pháp lâu dài, nhằm nâng cao năng lực giảng dạy, xây dựng thương hiệu... Do đó, xây dựng một trung tâm đào tạo tại Viện Dầu khí Việt Nam, lấy đào tạo chuyên sâu làm hoạt động cốt lõi, là một giải pháp tổ chức quan trọng.

Với những giải pháp trước mắt và trung hạn đã nêu, có thể sẽ khơi dậy mạnh mẽ hơn tiềm năng còn chưa phát

huy hết, tăng cường số lượng, chất lượng hoạt động đào tạo, đáp ứng nhu cầu đào tạo chuyên sâu ngày càng cao của toàn Ngành.

Tài liệu tham khảo

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Chiến lược đào tạo và phát triển nhân lực giai đoạn 2009 - 2015 và định hướng đến 2025*. 2009.
2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Chiến lược tăng tốc phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025*. 2011.
3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Hội nghị công tác đào tạo và phát triển nhân lực năm 2013*. Tp. Vũng Tàu. 21/8/2013.
4. Viện Dầu khí Việt Nam. *Chiến lược phát triển Viện Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025*. 2007.
5. Viện Dầu khí Việt Nam. *Đề án đào tạo nguồn nhân lực Viện Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2009 - 2015, định hướng đến năm 2025*. 2009.

Specialised and advanced training at Vietnam Petroleum Institute

Nguyen Hong Minh, Nguyen Thi Lan Oanh, Tran Thi Vui
Vietnam Petroleum Institute

Summary

During the 2009 - 2012 period, the Vietnam Oil and Gas Group and its subsidiaries sent 614 staff to participate in postgraduate programmes and more than 3800 staff to attend specialised and advanced training courses, mainly abroad. This specialised and advanced training has substantially contributed to the human resource development of the Group during the past years. However, the number of staff receiving this kind of training is still far below the practical need due to the high costs of overseas training. On the other hand, there are actual gaps between international programmes' content and practical problems of the oil and gas industry in Vietnam that need to be filled up. The Vietnam Petroleum Institute (VPI), with experts highly qualified in academic research as well as in practical problem solving, modern laboratory facilities and technical softwares, real data and case studies from the oil and gas activities in Vietnam, is in a good position to fill these gaps. In recent years, VPI has been devoting its efforts to develop its own training capabilities to provide doctoral programmes in petroleum engineering and a series of specialised and advanced short courses focusing on current issues of the Vietnam oil and gas industry. This training model serves dual purposes: develop human resources for the industry and for VPI itself. This paper examines the case study of specialised and advanced training at VPI and comes to the conclusion that this training model is a good way to release the potential of VPI. Some suggestions have been made to bring this model to a higher level for the sustainable development of VPI as well as the whole industry.

Key words: Specialised and advanced training, human resource development

CÁC KHÓA ĐÀO TẠO

DO VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM DỰ KIẾN TỔ CHỨC TRONG NĂM 2014

TT	Khóa đào tạo	Mã khóa học	Thời lượng dự kiến	Địa điểm
A	ĐÀO TẠO TIẾN SĨ			
	Chuyên ngành: KỸ THUẬT DẦU KHÍ - Khóa II	62 52 06 04	3 năm	HN
B	ĐÀO TẠO NGẮN HẠN			
I	Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí			
1	Phân tích minh giải địa vật lý giếng khoan và tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_4025	4 ngày	HN
2	Trang bị kiến thức về Địa chất - Địa vật lý cơ bản/nâng cao	EXP_1007	3 ngày	HCM/HN
3	Minh giải cấu trúc địa chất (thực địa tuyến Lạng Sơn - Lộc Bình - Mẫu Sơn)	EXP_4032	5 ngày	HN
4	Phân tích khe nứt và đứt gãy (thực địa tuyến Đồ Sơn, Hải Phòng)	EXP_4005	5 ngày	HN
5	Tướng thạch học và môi trường trầm tích (thực địa tuyến Cát Bà)	EXP_3003	7 ngày	HN
6	Địa tầng phân tập (thực địa)	EXP_3001	5 ngày	HN
7	Các phương pháp thăm dò dầu khí	EXP_1001	5 ngày	HN
8	Công nghệ khai thác dầu khí nâng cao	EXP_2009	3 ngày	HN
9	Hệ thống dầu khí và các điều kiện hình thành các tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ	EXP_2012	5 ngày	HN
10	Minh giải tài liệu địa chấn cơ bản	EXP_2015	5 ngày	HN
11	Minh giải tài liệu địa chấn nâng cao	EXP_2015	5 ngày	HN
12	Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí cơ bản	EXP_1002	3 ngày	HN
13	Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí nâng cao	EXP_2010	4 ngày	HN
14	Đảm bảo dòng chảy	EXP_4030_E	5 ngày	HN
15	Phân tích thử vỉa	EXP_4031_E	5 ngày	HN
16	Minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan nâng cao	EXP_2016	5 ngày	HN/HCM
17	Phân tích liên kết xác định ranh giới địa tầng và các vỉa sản phẩm bằng các tổ hợp địa vật lý	EXP_2022	5 ngày	HN
18	Xử lý minh giải trong lát cắt trầm tích chứa khí - condensate	EXP_2014	5 ngày	HN
19	Xử lý và phân tích AVO, nghiên cứu thuộc tính địa chấn Inversion	EXP_4027	5 ngày	HN
20	Phân tích mẫu lõi/PVT	PRD_2007	2 ngày	HCM
21	Phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan và biện luận tham số tính toán được trong tính trữ lượng/tiềm năng	EXP_2025	5 ngày	HN/HCM
22	Minh giải tài liệu địa chấn trong tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_2026	5 ngày	HN/HCM
23	Ứng dụng địa tầng phân tập và địa chấn địa tầng trong đánh giá tiềm năng dầu khí	EXP_2027	5 ngày	HN/HCM
24	Giới thiệu phần mềm Petrel trong lĩnh vực địa chất và địa vật lý	EXP_2028	5 ngày	HN
II	Lĩnh vực lọc hóa dầu và chế biến dầu khí			
25	Các quá trình lọc hóa dầu	DWN_1002	3 ngày	HCM
26	Nhiên liệu sinh học	DWN_1005	3 ngày	HCM
III	Lĩnh vực an toàn môi trường dầu khí			
27	Quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM
28	Hướng dẫn các văn bản pháp luật về an toàn sức khỏe môi trường dầu khí	HSE_1003	2 ngày	HN/HCM
29	Nhận diện và quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM/HN
30	Xử lý sự cố dầu tràn trong hoạt động dầu khí	HSE_2003	3 ngày	HCM
31	Giám sát môi trường lao động dầu khí	HSE_1005	2 ngày	HCM
32	Kiểm soát chất thải rắn và chất thải nguy hại trong công nghiệp dầu khí	HSE_1004	2 ngày	HCM
33	Kỹ thuật quan trắc môi trường	HSE_1006	2 ngày	HN
IV	Lĩnh vực kinh tế - quản lý dầu khí			
34	Hợp đồng dầu khí và đánh giá dự án đầu tư thượng nguồn	EBA_3002	5 ngày	HN
35	Pháp luật về ngoại thương và cơ chế giải quyết tranh chấp thương mại bằng trọng tài	EBA_2014	6 ngày	HN
36	Quản lý dự án dầu khí	EBA_1006	5 ngày	HN
37	Quản lý rủi ro doanh nghiệp	EBA_1007	5 ngày	HN/HCM
38	Bồi dưỡng kiến thức cho Kiểm soát viên và Ban Kiểm soát	EBA_2004	5 ngày	HN
V	Tiếng Anh			
39	Tiếng Anh chuyên ngành dầu khí	ENG_5002	60 giờ	HN
40	Tiếng Anh theo chuẩn TOEIC (450 - 500 điểm)	ENG_1001_I	60 giờ	HN
41	Tiếng Anh theo chuẩn TOEFL	ENG_2001	60 giờ	HN
42	Tiếng Anh theo chuẩn IELTS (đạt mức 5.0)	ENG_3001_I	60 giờ	HN
VI	Lĩnh vực khác			
43	Ăn mòn và bảo vệ kim loại trong các công trình dầu khí (cơ bản)	MDS_1001	2 ngày	HN/HCM
44	Phương pháp tổng trở điện hóa xác định tốc độ ăn mòn	MDS_1002	3 ngày	HN
45	Dầu khí đại cương/Đào tạo nhập ngành	INT_1001	2 ngày	HN/HCM
46	Kỹ năng viết và trình bày trong nghiên cứu khoa học	SSK_1006	3 ngày	HN/HCM
47	Nghiệp vụ đấu thầu	SSK_1014	2 ngày	HN/HCM
48	Nâng cao năng lực kiểm soát viên nội bộ	SSK_2002	5 ngày	HN/HCM
49	Bồi dưỡng kỹ năng quản lý cho lãnh đạo cấp trung	SSK_1004	7 ngày	HN
50	Đào tạo nhận thức và diễn giải các yêu cầu của tiêu chuẩn TCVN/ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1007	2 ngày	HN/HCM
51	Đào tạo đánh giá nội bộ theo ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1011	2 ngày	HN/HCM

KHUYNH HƯỚNG THĂM DÒ DẦU KHÍ TRONG TƯƠNG LAI

Tóm tắt

Đa số các nhà khoa học đều khẳng định nền văn minh nhân loại trong thế kỷ XXI vẫn chủ yếu dựa vào nguồn năng lượng dầu khí do nhu cầu năng lượng không ngừng tăng và khả năng tìm kiếm các nguồn năng lượng thay thế, xét cả về quy mô, công nghệ và hiệu quả kinh tế còn khiêm tốn. Xuất phát từ tình hình địa chất, kinh tế - xã hội và chính trị, mỗi quốc gia trên thế giới có chiến lược tìm kiếm, thăm dò dầu khí rất khác nhau nhưng đều dựa trên tiềm năng địa chất, công nghệ - nhân lực - tài chính và nhu cầu năng lượng trong từng giai đoạn cụ thể, trong đó tiềm năng địa chất đóng vai trò quan trọng hàng đầu. Thăm dò dầu khí vùng nước sâu sẽ là khuynh hướng tất yếu trong các năm tới. Tuy nhiên, các nhà khoa học dầu khí vẫn còn 2 luồng ý kiến khác nhau, hoặc chuyển sang thăm dò dầu khí ở vùng Bắc Cực, hoặc thăm dò lại các bồn trũng trên đất liền cũng như vùng biển nông với những công nghệ mới và các quan điểm mới.

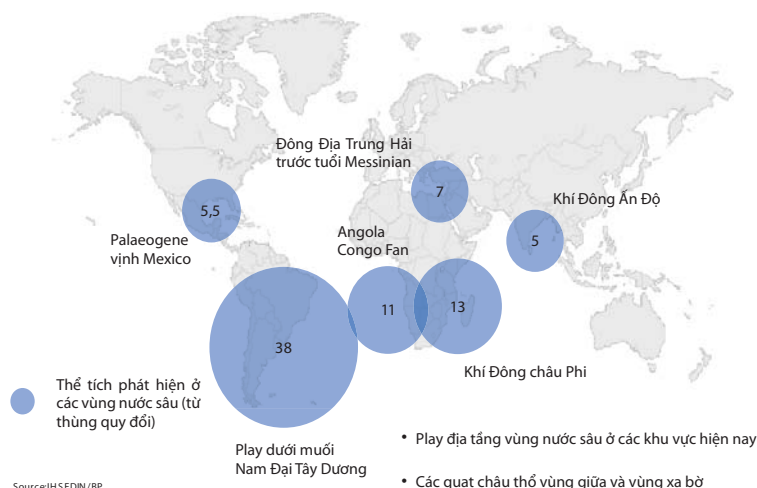
Bài viết giới thiệu các ý kiến của TS. Michael Daly trong Lễ kỷ niệm 100 năm thành lập Đại học London cho thấy tiềm năng dầu khí thế giới còn tương đối nhiều; do đó phải tăng cường thăm dò lại các vùng dầu cũ (matured) cũng như các vùng dầu mới, các nguồn dầu khí phi truyền thống... bằng các công nghệ hiện đại, góp phần đẩy lùi thời điểm cạn kiệt dầu khí.

1. Thực trạng của ngành dầu khí thế giới

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), nguồn dầu khí truyền thống trên thế giới đã được phát hiện đến năm 2010 đạt 4,5 nghìn tỷ thùng dầu quy đổi (tương đương 600 tỷ tấn dầu quy đổi). Các phát hiện lớn nhất được ghi nhận là Kirkuk (1927) 26 tỷ thùng; các phát hiện ở Venezuela, Iran, Kuwait (1936 - 1940); mỏ Ghawar (1948) 176 tỷ thùng; North Field (1971) 193 tỷ thùng; Troll (1979) 10 tỷ thùng; Qatar Arch (1992) 103 tỷ thùng; Yoloten (2004) 67 tỷ thùng... Các nguồn dầu khí truyền thống chờ đợi được phát hiện trong thời gian tới khoảng 1 nghìn tỷ thùng. Ngày 8/10/2013, Tân Hoa Xã công bố các nghiên cứu mới nhất của Hội đồng Năng lượng Thế giới (WEC) cho biết trong lòng đất toàn thế giới còn khoảng 223 tỷ tấn dầu quy đổi (khoảng 1.672 tỷ thùng).

Trong thập kỷ qua, các play quan trọng có trữ lượng trên 3 tỷ thùng dầu quy đổi mới được phát hiện gồm: Paleogen vịnh Mexico (5,5 tỷ thùng); Pre-Messinian Đông Địa Trung Hải (7 tỷ thùng), khí Đông Ấn Độ (5 tỷ thùng); quạt ngầm Congo - Angola (11 tỷ thùng); khí Đông châu Phi (13 tỷ thùng); play trước muối (pre-salt) Nam Đại Tây Dương (38 tỷ thùng). Các phát hiện này chủ yếu đều thuộc vùng nước sâu (ngoại trừ khí Đông Ấn Độ) và đều là những nơi mà trước đó đã có phát hiện dầu khí trong vùng nước nông hoặc không có giá trị kinh tế.

Phát hiện lớn nhất đang nhen lên hy vọng đẩy lùi thời gian cạn kiệt dầu khí sang thế kỷ 22 là nguồn dầu khí trong các thành tạo trước muối. Đây là những thành tạo chứa dầu khí rất sâu, nơi nguồn đá sinh dầu (đá mẹ) thuộc các kỷ địa chất trung đại và cổ đại còn chưa được hiểu biết đầy đủ. Ngành dầu khí thế giới dựa vào phát hiện này để làm tiền đề khoa học cho các kế hoạch thăm dò đang tiến hành ở Nam Đại Tây Dương và những nơi khác. Các phát hiện khí trên vùng châu thổ cổ Đông Phi; play khí Krishna Godavari Đông Ấn Độ; quạt ngầm Congo Tây Phi và quạt ngầm trước cửa sông Nile (Đông Bắc Phi) đều là kết quả thăm dò ngoài khơi. Các hệ thống châu thổ trẻ là đối tượng của các phát hiện khí đốt lớn ở Ấn Độ và Israel hiện nay.



Hình 1. Các play dầu khí mới phát hiện ở vùng nước sâu trong thập kỷ qua

Bảng 1. Phân bố tài nguyên dầu khí truyền thống thế giới

Khu vực	Dầu thô				Khí đốt			
	Trữ lượng thu hồi xác minh còn lại (tỷ thùng)	Tỷ lệ (%)	Trữ lượng chưa phát hiện (tỷ thùng)	Tỷ lệ (%)	Trữ lượng thu hồi xác minh còn lại (nghìn tỷ m ³)	Tỷ lệ (%)	Trữ lượng chưa phát hiện (nghìn tỷ m ³)	Tỷ lệ (%)
Bắc Mỹ	102	5,6	138,4	9,6	9,2	4,9	22,2	10,4
Mỹ La tinh	285	15,7	92,1	6,4	8,1	4,3	14,2	6,6
Châu Âu	18	1,0	119,7	8,3	4,6	2,4	16,5	7,7
Liên Xô cũ	167	9,2	354,3	24,5	58,5	31,2	77,4	36,2
Trung Đông	1.020	56,1	503,9	34,8	76,2	40,6	55,9	26,1
Châu Á	169	9,3	134,3	9,3	14,8	7,9	13,7	6,4
Châu Á - Thái Bình Dương	56	3,1	104,5	7,2	16,2	8,7	14,1	6,6
Tổng	1.817	100,0	1.447,2	100,0	187,5	100,0	214,0	100,0

Nguồn: IEA và BP [1]

Từ những dữ kiện trên, các chuyên gia dự báo khuynh hướng thăm dò dầu khí trong tương lai ở vùng nước sâu sẽ là: (1) tìm kiếm các nguồn đá mẹ ở sâu hơn so với hiện nay hoặc (2) tiếp tục tìm kiếm các bất ngờ trong các châu thổ cổ. Điểm tựa của các lựa chọn này là hiệu quả công nghệ thăm dò địa vật lý (nhất là địa chấn) ngày càng được nâng cao và có chi phí thấp hơn nhờ sự tiến bộ vượt bậc của khoa học kỹ thuật, đặc biệt trong kỹ thuật phát - thu sóng, xử lý số liệu, khai thác thông tin, minh giải địa chất - môi trường - cơ lý đá chứa từ các dữ liệu địa vật lý tổng hợp, xác định các chỉ số phát hiện trực tiếp dầu khí trong các play. Với các kinh nghiệm đã có, các nhà khoa học dầu khí cho rằng trữ lượng dầu khí tiềm năng và trữ lượng thu hồi sẽ tăng đáng kể, đủ sức bù đắp phần lớn mức suy giảm trữ lượng của các play đang khai thác nhưng với tốc độ tăng không cao và sau đó sẽ giảm do các yếu tố tự nhiên và kinh tế chi phối.

Vậy nguồn dầu khí còn lại nằm ở đâu và tìm kiếm thăm dò sẽ đi theo hướng nào?

Các nhà khoa học dầu khí [1] cho rằng, xuất phát từ tình hình địa chất, kinh tế - xã hội và chính trị của mỗi nước, các nhân tố chi phối định hướng chiến lược tìm kiếm thăm dò dầu khí của mỗi tập đoàn, mỗi quốc gia trong thời gian tới rất khác nhau. Tuy nhiên, các nhân tố cơ bản nhất mà ngành dầu khí thế giới dựa vào để lập kế hoạch phát triển tiếp theo được chấp nhận tương đối thống nhất là tiềm năng địa chất, công nghệ - nhân lực - tài chính và nhu cầu năng lượng trong từng giai đoạn cụ thể trong đó tiềm năng địa chất đóng vai trò quan trọng hàng đầu.

- Về phương diện phân bố địa lý, công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí đã được tiến hành trên đất

liền, thêm lục địa và bước đầu trên vùng biển sâu. Trên đất liền hầu như tất cả các bồn trũng trầm tích có tiềm năng dầu khí đã được thăm dò và đánh giá tương đối rõ ràng ngoại trừ các bồn trũng ở các vùng được gọi là xa xôi, khó khăn (stranded) như cận sa mạc, sa mạc, taiga, băng giá..., những vùng có chi phí thăm dò quá cao, chưa phù hợp với yêu cầu kinh tế thị trường năng lượng. Trên thêm lục địa, hoạt động dầu khí cũng qua giai đoạn thăm dò sơ bộ, nhiều nơi đã đi vào giai đoạn chi tiết và bán chi tiết, nhất là các thêm lục địa của các quốc gia phát triển. Các hoạt động thăm dò ở vùng biển sâu trên 300m nước cũng đã được tiến hành trên 40 năm, nhưng mạnh nhất vào khoảng 20 năm gần đây, với các kết quả đầy khích lệ như ở vịnh Mexico, biển Nam Mỹ, biển Tây châu Phi và gần đây nhất là Tây Ấn Độ Dương, Đông Ấn Độ - địa bàn còn để mở.

- Về độ sâu thăm dò, phần lớn nằm trong khoảng 4.500m trở lại.

- Về đối tượng, chủ yếu là các cấu tạo lỗi kinh điển với các phức tạp khác nhau còn đối tượng phi cấu tạo tuy được đánh giá rất cao nhưng gần như chưa đưa vào mục tiêu kế hoạch. Trong 10 năm gần đây, với các kết quả làm thay đổi vị trí của ngành dầu khí Bắc Mỹ, các đối tượng dầu khí phi truyền thống đã có sức hút mạnh, trở thành chủ đề ưa thích trong lĩnh vực hoạt động thượng nguồn hiện nay ở phần lớn các quốc gia trên thế giới.

2. Khuynh hướng chuyển sang thăm dò, khai thác dầu khí vùng Bắc Cực

Các thông tin địa chất về phần thêm lục địa bị băng bao phủ bán vĩnh cửu và vĩnh cửu ở Bắc bán cầu chủ yếu là

từ các đề án nghiên cứu khoa học cơ bản và thực tế chưa được thăm dò. Có đến 10% các con sông trên lục địa đổ vào Bắc Cực. Một số con sông đã tạo ra những hệ thống châu thổ Đệ tam rộng lớn, trong đó nổi tiếng nhất là các bồn trũng tích đối diện với các sông Mackenzie (Canada), Lena (Liên bang Nga). Quan trọng nhất là các bồn Tây Siberia và Timan Pechora, chìm dưới bề Kara đóng băng. Cùng với khoảng 60% rìa lục địa Bắc Cực nằm trong các vùng nước của Liên bang Nga nên trữ lượng dầu khí sẽ được phát hiện (YTF) của Liên bang Nga trong các play Bắc Cực chiếm ưu thế tuyệt đối. Tiếp theo là phần kéo dài về hướng Bắc của bể Kara, bể Barent và thềm lục địa ngoài khơi Alaska thuộc Mỹ.

Gần đây Liên bang Nga đã cấp giấy phép thăm dò một số vùng nằm ở biên giới phía Bắc đất liền và kế hoạch khoan thăm dò sẽ bắt đầu trong năm 2014. Như vậy có thể nói Liên bang Nga là nước đi đầu trong thăm dò các play dầu khí Bắc Cực.

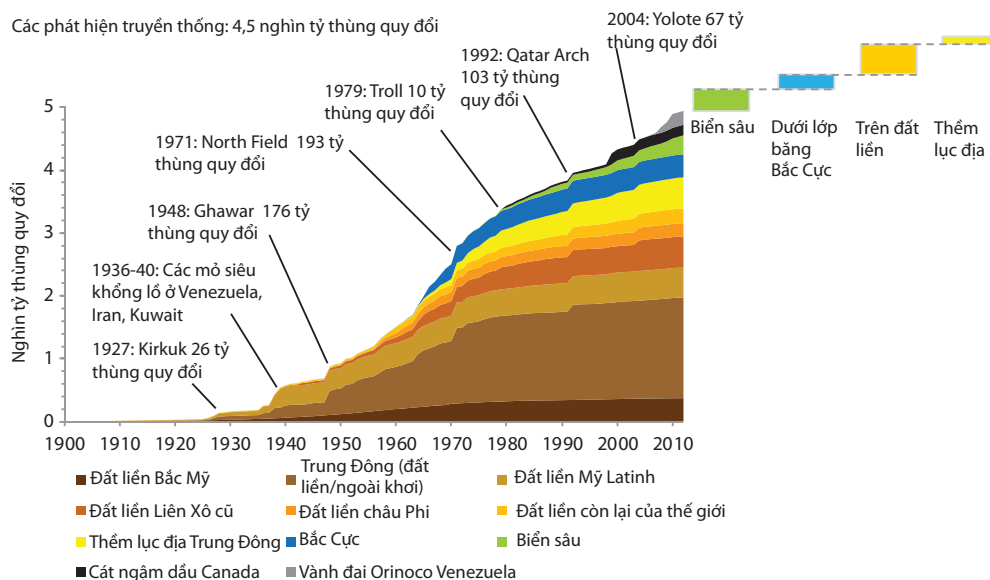
Điều băn khoăn về các đề án thăm dò vùng đất hứa này là các pha thăm dò trên các vùng cụ thể được tiến hành như thế nào bởi phần lớn trữ lượng dầu khí ở đây đều nằm trong vùng khó khăn nên chi phí thăm dò rất lớn, trữ lượng dù được phát hiện cũng sẽ phải xếp vào loại không kinh tế.

Trữ lượng dầu khí sẽ được phát hiện ở Bắc Cực như sau: Đông Bắc Greenland (31 tỷ thùng dầu quy đổi); Baffin (17 tỷ thùng); Trung Beaufort (7 tỷ thùng); Alaska, biển Beaufort, sườn Bắc Chukchi (72 tỷ thùng); Đông Siberia (0,1 tỷ thùng), Laptev (10 tỷ thùng); Bắc Kara (5 tỷ thùng); Nam Kara (127 tỷ

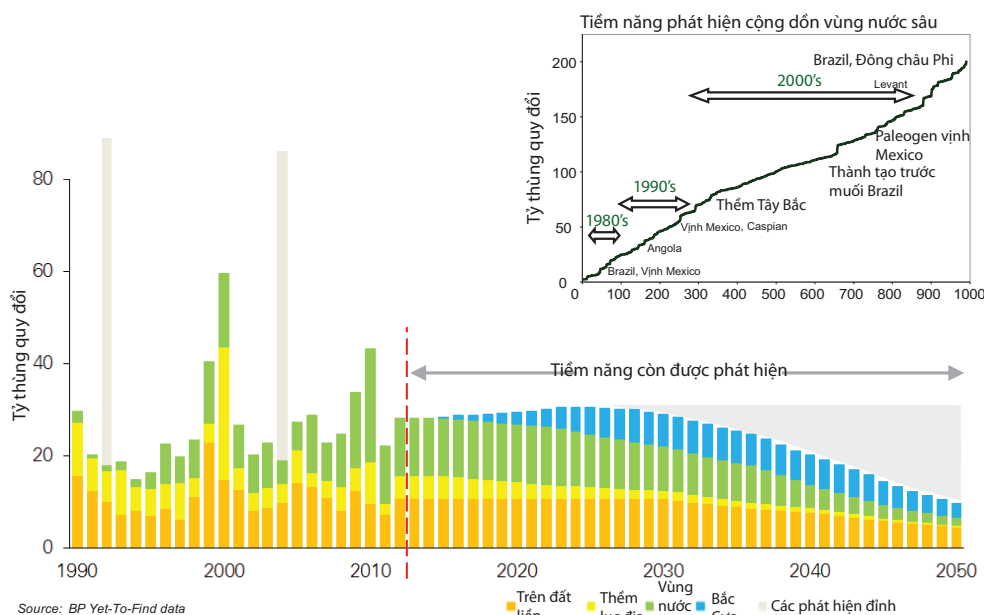
thùng); Bắc Barents (7 tỷ thùng); Lofoten (7 tỷ thùng); Biển Barents (62 tỷ thùng). Như vậy, biển Kara có tiềm năng dầu khí lớn nhất Bắc Cực.

Trong số các vùng nói trên, biển Laptev (Liên bang Nga) và vùng biển sâu Beaufort (Canada) còn chưa được khẳng định giá trị rõ ràng. Bồn trũng biển Laptev là một bồn trũng rift, sâu hơn 10km, băng vĩnh cửu phủ đến 9 - 10 tháng/năm. Tuổi địa chất còn chưa chắc chắn nhưng nguồn đá mẹ Mesozoic phân bố mang tính khu vực đã được xác minh. Có thể đến năm 2020, Liên doanh Rosneft - ExxonMobil sẽ có những số liệu chứng minh.

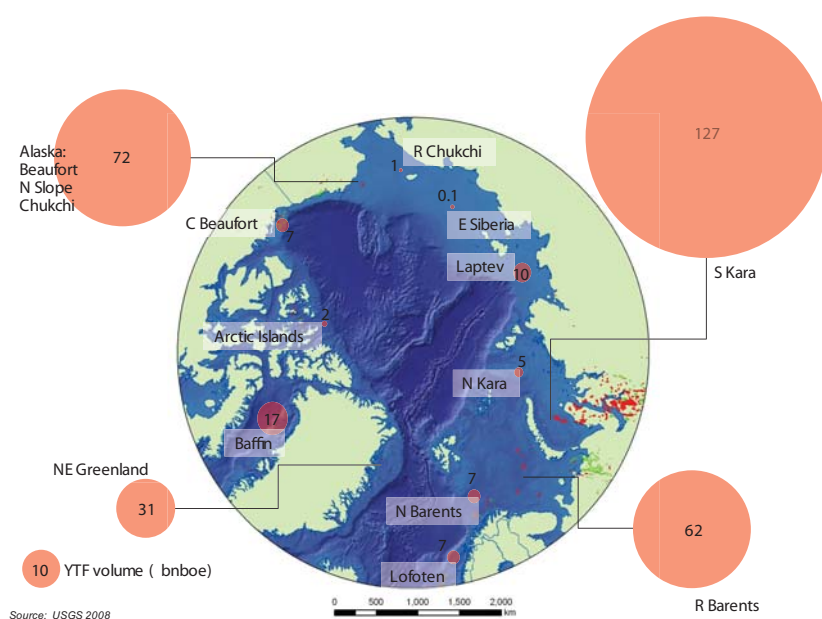
Thềm lục địa biển sâu Beaufort ở phía Bắc Canada



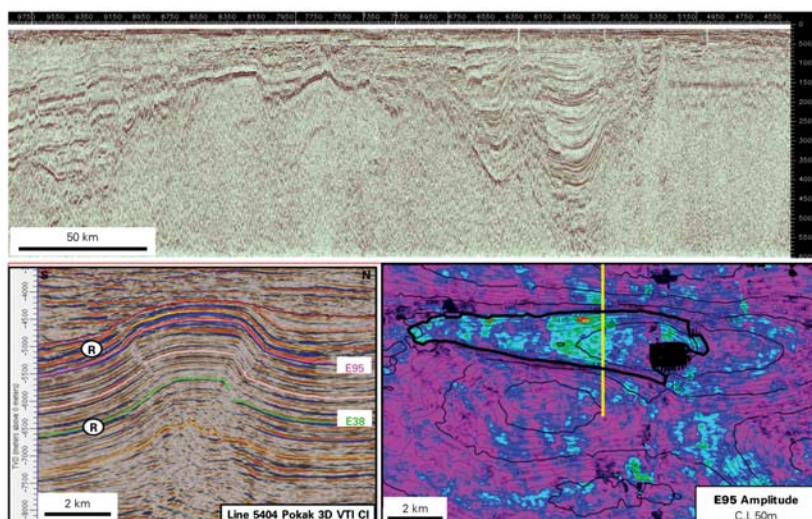
Hình 2. Tài nguyên dầu khí thế giới đã và sẽ được phát hiện



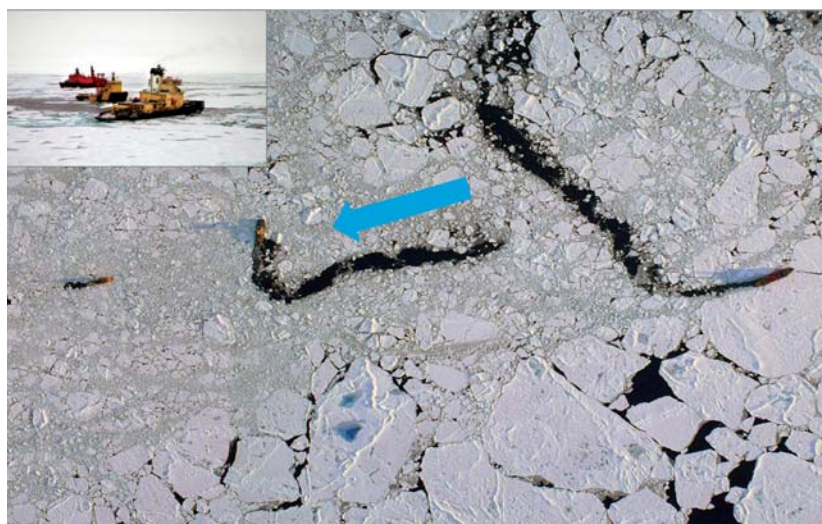
Hình 3. Hoạt động thăm dò dầu khí trong quá khứ và dự báo tương lai



Hình 4. Các bồn trũng dầu khí còn phải được phát hiện ở Bắc Cực



Hình 5. Các bể dầu khí biên ở Bắc Cực chưa được thăm định có triển vọng lớn



Hình 6. Vấn đề quản lý các khối băng Bắc Cực

có 9 tháng/năm bị băng bán vĩnh cửu bao phủ và đến nay một số nơi đã được tiến hành đo địa chấn 3D. Trên lát cắt địa chấn đã gặp một cấu tạo bậc 1 của nệm delta Mackenzie từ bồn trũng Bắc Cực cắm vào, hình ảnh rõ ràng và biên độ sóng thể hiện rất tốt, mặt tiếp xúc hydrocarbon/nước đường như được thể hiện trên đó. Như vậy, về địa chất có lẽ khá thuận lợi về tiềm năng dầu khí, kể cả vùng nằm ngoài bể Kara.

Vấn đề cần phải giải quyết là nghiên cứu lớp băng, nhiệt độ thấp và thiếu ánh sáng ban ngày (6 tháng/năm). Để thăm dò vùng này rõ ràng cần mất nhiều thời gian và rất tốn kém. Năm 2004, đoàn khảo sát thám hiểm đã đến được gờ nâng Lomonosov, rất gần với Địa Cực Bắc. Hai tàu phá băng đã được dùng để bảo vệ công việc khoan giếng. Một tàu phá băng lớn của Liên bang Nga bảo đảm cho an ninh tàu khoan chống lại sự xâm nhập của các núi băng vào khu vực làm việc và tàu phá băng Oden của Thụy Điển làm nhiệm vụ quản lý băng, đóng vai trò bảo vệ tuyến hai. Do đó, nghiên cứu vùng Bắc Cực cần phải có sự hợp tác quốc tế với sự điều hành rất chặt chẽ.

Việc thăm dò, khai thác dầu khí Bắc Cực phải được sự đồng thuận của mọi quốc gia thông qua đối thoại dân chủ, khoa học, có trách nhiệm với tương lai nhiều thế hệ mai sau chứ không phải chỉ của những quốc gia có biên giới tiếp giáp với các bồn trũng Bắc Cực. Đây chính là khó khăn lớn nhất đối với các công ty dầu mỏ quốc tế muốn đầu tư khai thác tài nguyên ở vùng này.

3. Thăm dò lại các bồn trũng trên đất liền và vùng biển nông

Trong khi chờ đợi kết quả thảo luận của các nhà khoa học và các nhà cầm quyền về vấn đề khai thác tài nguyên ở Bắc Cực thì khuynh hướng nói chung là nên tập trung tái thăm dò các vùng trên đất liền, biển nông, biển sâu truyền thống với các công nghệ mới và những

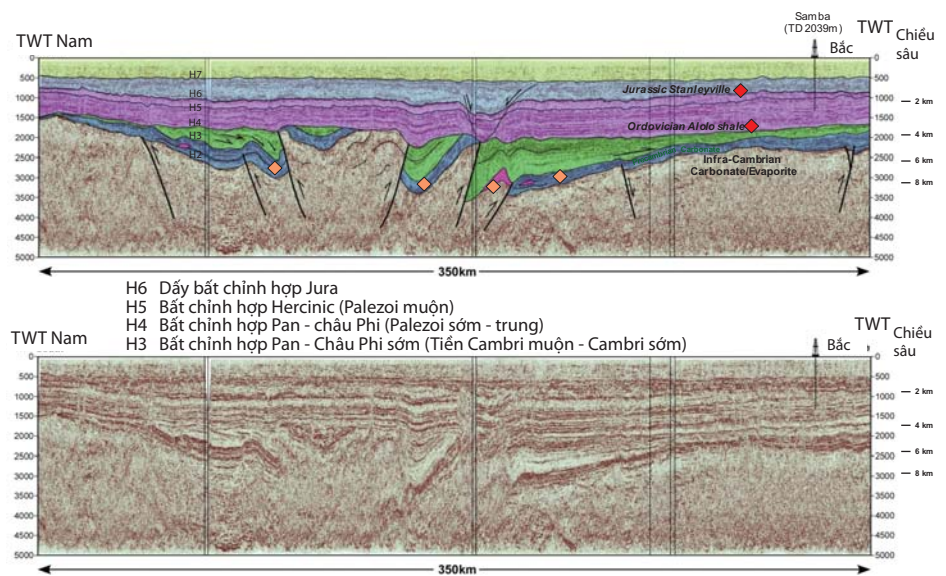
quan điểm mới.

Ví dụ cho khuynh hướng trên là những nỗ lực khảo sát đang được tiến hành ở vùng hạ-Sahara, nơi mà các bồn trầm tích Cratonic cổ có tuổi và diện phân bố tương tự với vùng thượng-Sahara. Trên diện tích 1,2 triệu km² của Congo, nơi có 2.900km địa chấn 2D và 4 giếng khoan thăm dò tới độ sâu 4.000m đã được thực hiện. Tuy nhiên, các tuyến địa chấn chủ yếu đều được phân bố dọc các con sông lớn, còn vùng rừng rậm xích đạo thì vô cùng hiếm. Trên lát cắt địa chấn, các nhà địa vật lý đã tìm thấy các bồn trầm tích tồn tại từ Cambri, trầm tích bị biến dạng, uốn nếp và bị chôn vùi trong Cambri muộn, tạo ra một bất chỉnh hợp với các trầm tích Paleozoi và Đệ tam nằm trên. Các bồn trầm tích trên đất liền ở Congo và ở Angola còn có nhiều đặc điểm tương đồng với các bồn trầm tích carbonate chứa muối, được xem là đối tượng dầu khí quan trọng ở Oman, nơi đã khai thác được 5 tỷ thùng dầu và dự báo còn khoảng 15 tỷ thùng nữa. Ở Algeria đã có hàng vạn km địa chấn 2D, hàng nghìn km² địa chấn 3D và rất nhiều giếng khoan thăm dò, khai thác.

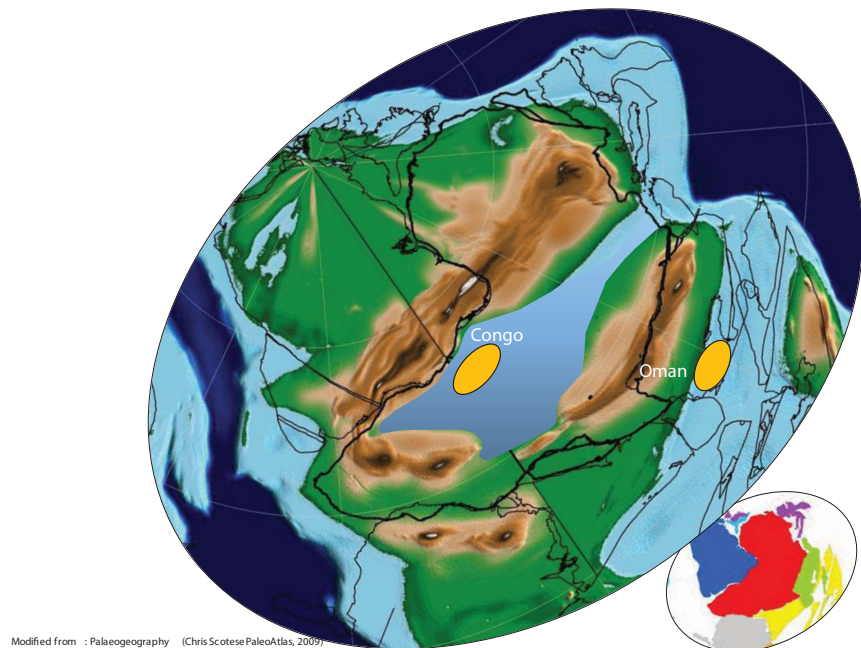
Ở Bắc Mỹ, ngoài đối tượng dầu khí phi truyền thống rất giàu tiềm năng thì các đối tượng triển vọng Jura ở độ sâu từ 10.000ft đến trên 30.000ft gần như chưa được thăm dò hoặc chỉ mới ở bước thăm dò sơ bộ. Ở vùng vịnh Mexico, các tầng chứa triển vọng dưới muối cũng ở trong trạng thái tương tự. Tuy tiềm năng của các đối tượng này chưa được xác định rõ ràng nhưng bài học rút ra từ quá trình thăm dò dầu khí phi truyền thống đã được giới khoa học - kỹ thuật Mỹ quan tâm. Một ví dụ thường được nêu trên các diễn đàn địa chất dầu khí là thành tạo Bakken ở bồn trũng Williston thuộc bang Bắc Dakota. Dầu khí được khai thác từ thành tạo này lần đầu tiên từ những năm 20 đến những năm 50 của thế kỷ XX vẫn được xem là có giá

trị công nghiệp thấp. Đến năm 1987, giếng khoan ngang đầu tiên mới được tiến hành. Sau thời điểm đó, công nghệ phá vỡ vỉa đa tầng được áp dụng và ngày càng hoàn thiện đã làm thay đổi độ thấm của đá chứa rắn chắc (trước đó xem là không triển vọng). Từ đó đã dẫn đến cuộc cách mạng cả về kỹ thuật lẫn tư duy về các đối tượng dầu khí phi truyền thống trong 10 năm qua, góp phần chặn đứng hiện trạng suy thoái sản lượng nội địa mà còn mở đường dần dần khôi phục lại vị trí hàng đầu của ngành dầu khí Mỹ trên thị trường thế giới.

Một ví dụ khác là việc đánh giá lại play conglomeratic Pennsylvania, quạt châu thổ (fan delta) ở bồn trũng

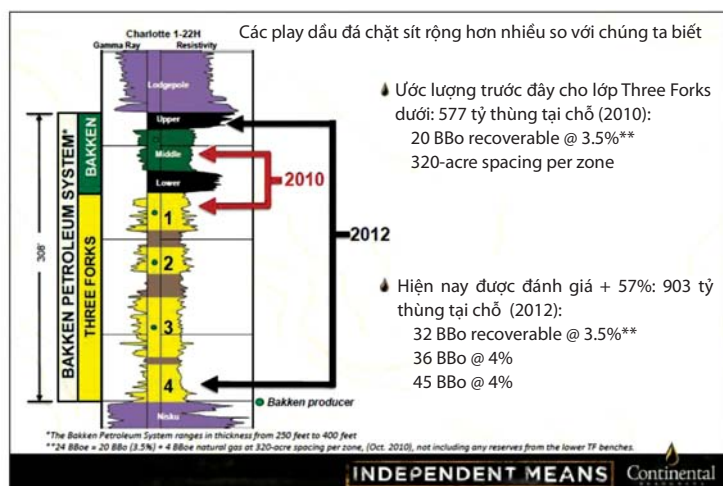


Hình 7. Các bồn trũng chưa được thăm dò ở Congo

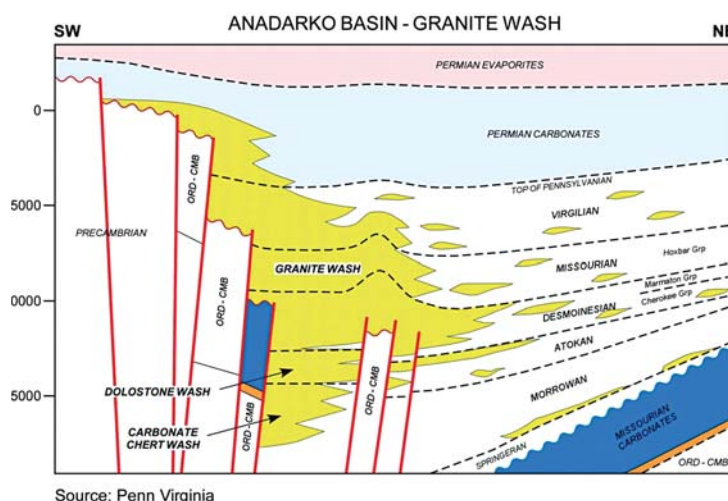


Hình 8. Phân bố biển trước kỷ Cambri nổi giữa Oman và Congo

Anadarko, được biết dưới tên gọi mang tính cục bộ địa phương Granite Wash. Thành phần vụn thô của play này xuất xứ từ khối nâng Wichita Mountain. Có đến 90.000 giếng khoan thẳng đứng trong bồn trũng Anadarko và 4.500 công trình hoàn thiện giếng tại Granite Wash. Mật độ thăm dò cao này đã đưa đến những cơ hội phát hiện lớn đồng thời cũng nói lên sự khó khăn của hoạt động thăm dò trong một vùng địa chất phức tạp. Dầu khí trong play truyền thống đã được khai thác từ thành tạo Desmoinesian vào những năm 50 của thế kỷ trước. Tuy nhiên các giếng khoan ngang và phá vỡ vỉa đa tầng đã làm thay đổi giá trị các phần trước đó được xem là không kinh tế hoặc chỉ đạt giá trị biên của Granite Wash, biến một play tầm thường sang một play có giá trị cao ở Mỹ. IHS ước lượng ở đây có khoảng 500 nghìn tỷ ft³ khí và 20 tỷ thùng dầu chưa được khai thác. Cuộc cách mạng tìm dầu trong đá chặt sít xuất hiện sau khi cuộc cách mạng tìm khí phiến sét đã thành công chứng minh rằng hiểu biết về khoa học dầu khí kinh điển còn có khoảng cách khá xa so với thực tiễn đa dạng của lòng đất.



Hình 9. Thành tạo Bakken ở Mỹ



Hình 10. Công tác thăm dò phục vụ gia tăng trữ lượng dầu khí

Khi biết khá rõ những tầng đá mẹ, các tầng đá chắn ở tất cả các bồn trũng dầu khí và khi hiểu được rằng đó cũng là tầng đá chứa chứ không phải chỉ là tầng sinh, tầng chắn dầu khí thì đối tượng tìm kiếm thăm dò được mở rộng rất nhiều. Tư duy này cùng với hai ví dụ như đã nêu phần trên cho thấy việc nghiên cứu, phát hiện các cơ hội thăm dò, khai thác những đối tượng tiềm năng còn chưa biết trong những nơi đã quen thuộc song song với các đối tượng ở những vùng đất mới xem là mục tiêu hiện thực của mọi công ty dầu khí quốc tế hay quốc gia trong tương lai.

Các dự báo cho rằng trong các tầng chứa carbonate ở Trung Đông còn có trữ lượng dầu khí tại chỗ (HCIP - hydrocarbon in place) trên 1.200 tỷ thùng và xem đó là nguồn dầu trong đá chặt sít còn phải được thăm dò - khai thác hoặc tăng cường thu hồi dầu. Nguồn trữ lượng địa chất này sẽ được thăm dò bằng các kỹ thuật hiện có nhưng đã được nâng cấp, biến đổi, khác với khi sử dụng cho dầu khí truyền thống. Sự hiểu biết địa chất khu

vực và các hệ thống play vẫn là cơ sở khoa học cho các hoạt động này, song các thuộc tính cơ học và vật lý của đá cũng như hàm lượng sét và điều kiện, lịch sử trầm tích là những tham số dẫn đường cho các hoạt động đó. Các phương pháp tìm kiếm trực tiếp, sử dụng thiết bị đo đặc, xử lý hiện đại kết hợp với trí tuệ thông minh trong minh giải tài liệu có cơ hội góp phần tăng hiệu quả, hạ giá thành, hạn chế lãng phí trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò cần được các nhà quản lý quan tâm đúng mức trong lúc sử dụng các phương tiện, phương pháp chủ lực đặt tiền. Và công tác thăm dò thích hợp kết hợp chặt chẽ với tăng cường thu hồi dầu sẽ đem hiệu quả kinh tế lớn cho ngành dầu khí.

4. Khuynh hướng tương lai của hoạt động thăm dò dầu khí

- Trên đất liền, đối tượng là các tầng chứa, bể chứa chưa được khám phá ở các độ sâu từ nông đến cực sâu, đặc biệt là các đối tượng dầu khí truyền thống trong các bể phi cấu tạo, ở tất cả các bồn trũng dầu khí đã biết lẫn những bể ở vùng xa xôi, khó khăn.

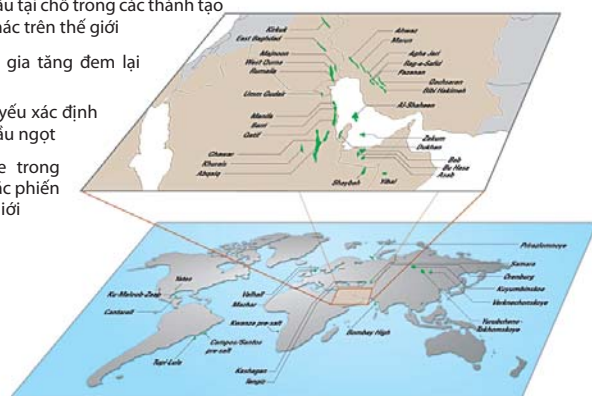
- Tiếp tục tăng cường thăm dò vùng nước sâu song song với tìm kiếm, thăm dò kỹ các đối tượng chưa được phát hiện trong vùng nước nông.

- Tăng cường thăm dò các đối tượng dầu khí phi truyền thống, bao gồm dầu/khí phiến sét và



Hình 11. Các play đá me

- 1.200 tỷ thùng dầu tại chỗ quy đổi (boe) còn lại trong carbonate ở Trung Đông
- 300 tỷ boe dầu tại chỗ trong các thành tạo carbonate khác trên thế giới
- Mỗi 1% EOR gia tăng đem lại 15 tỷ boe
- Tiêu chí chủ yếu xác định các nguồn dầu ngọt
- 1.380 tỷ boe trong đá clastic hoặc phiến sét trên thế giới



Hình 12. Kết hợp hoạt động thăm dò và tăng cường thu hồi dầu

dầu/khí chứa trong đá chặt sét nói chung, khí than, dầu cực nặng, các loại bitume, hydrate.

- Nghiên cứu, điều tra cơ bản và chuẩn bị mọi điều kiện để thăm dò các bồn trũng ở Bắc Cực.

- Các công ty hội đủ các tiềm lực công nghệ, nhân lực và tài chính hướng hoạt động của mình vào các khu vực có tiềm năng lớn nhưng gắn với các khó khăn đa dạng mà các công ty khác không có điều kiện để vượt qua. Các công ty nhỏ yếu liên doanh, liên kết với nhau cũng như với các công ty lớn để mở rộng phạm vi sản xuất kinh doanh tạo nguồn thu, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng cho quốc gia.

Như vậy, dù tiềm năng dầu khí còn tiếp tục được tìm ra lớn đến bao nhiêu thì dầu khí vẫn là một tài nguyên hữu hạn, sớm hay muộn đều sẽ phải cạn kiệt. Do đó nhiệm vụ hàng đầu của các công ty dầu khí là kéo dài tối đa đời sống hiệu dụng của các mỏ đã biết, bổ sung liên tục trữ lượng để bù sản lượng khai thác, đảm bảo nhu cầu năng lượng cho đến khi tìm ra và làm chủ được những nguồn nhiên liệu mới, thay thế cho dầu khí. Lạc quan, thiết thực và thận trọng trong công tác quy hoạch dài hạn... là chìa khóa để ngành dầu khí hoàn thành nhiệm vụ lịch sử nói trên.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn

(dịch và giới thiệu từ tham luận "Future trends in oil and gas exploration" của TS. Michael Daly)

Future oil and gas exploration trends

Summary

Most scientists believe that the human civilisation in the 21st century continues to rely on petroleum as the main source of energy as the demand for energy will be ever increasing and the capabilities of finding alternate energy sources will still be modest, both in terms of scope and technology as well as in terms of economic efficiency. From their geological, socio-economic and political conditions, the countries in the world will have their own strategies for oil and gas exploration which are very different but all will depend on the geological, technological, human resource and financial potentials as well as the energy demand in the specific stages, with the geological potential playing the most vital role. Petroleum exploration in deep waters will be an inevitable trend in the coming years. Two other trends are also emerging, which are a move to the unexplored Arctic frontier, and a re-exploration of onshore basins and the shallow waters using new technology and new ideas. The article introduces Dr. Michael Daly's presentation at the centenary of Oil Technology at the Imperial College London which suggested that the world's oil and gas potential is still fairly abundant, thus it is important to strengthen re-exploration of matured areas as well as exploration of new areas and unconventional petroleum resources with the help of modern technologies, thus slowing down the time of petroleum depletion.

Tran Ngoc Toan

translated and introduced Dr. Michael Daly's presentation

Danh mục các sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam năm 2013

Kể từ khi Quy chế quản lý hoạt động sáng kiến, sáng chế của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được ban hành, phong trào thi đua lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất nhằm tiết kiệm chi phí, nâng cao hiệu suất lao động và hiệu quả sản xuất kinh doanh của các đơn vị thành viên trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày càng được đẩy mạnh.

Năm 2013, toàn Tập đoàn có 302 sáng kiến cấp cơ sở được đơn vị công nhận trong tổng số gần 400 giải pháp đăng ký. Trong đó, có 270 sáng kiến cấp cơ sở đã được áp dụng vào thực tế sản xuất kinh doanh, mang lại số tiền làm lợi tạm tính trên 1.700 tỷ đồng ngay trong năm đầu tiên áp dụng. Trong tổng số 302 sáng kiến cấp cơ sở đã được công nhận, có 33 sáng kiến có khả năng áp dụng nhân rộng trong toàn Tập đoàn và 26 giải pháp đề nghị công nhận là Sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Tại kỳ họp cuối năm 2013, Hội đồng Sáng kiến Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xem xét, thẩm định và đề nghị Tổng giám đốc Tập đoàn công nhận 12/26 giải pháp là Sáng kiến cấp Tập đoàn năm 2013. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu danh sách 12 giải pháp đã được Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ký quyết định công nhận là Sáng kiến cấp Tập đoàn năm 2013.

TT	Tên giải pháp	Người chủ trì	Chức danh	Đơn vị
1	Giải pháp thay thế phương án sửa chữa đường ống xuất khí mỏ Chim Sáo, Lô 12-W	Ông Lê Ngọc Sơn	Trưởng Ban Khai thác Dầu khí	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		TS. Đỗ Văn Hậu	Tổng giám đốc	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		Ông Nguyễn Vũ Trường Sơn	Phó Tổng giám đốc	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		TS. Nguyễn Quốc Thập	Phó Tổng giám đốc	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		TS. Nguyễn Xuân Hòa	Phó Trưởng Ban Khai thác Dầu khí	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		Bà Lã Thúy Hằng	Chuyên viên Ban Khai thác Dầu khí	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		TS. Phạm Xuân Phúc	Phó trưởng Phòng Phát triển mỏ, Ban Khai thác Dầu khí	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
2	Phương án fast track đường ống Nam Côn Sơn 2 để thu gom khí từ mỏ Đại Hùng và Thiên Ưng về mỏ Bạch Hổ	Ông Từ Thành Nghĩa	Tổng giám đốc	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"
		Ông Cao Tùng Sơn	Phó Tổng giám đốc	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"
		Ông Lê Việt Dũng	Viện phó Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí Biển	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"
		Bà Lê Thị Kim Thoa	Viện phó Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí Biển	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"
		TS. Nguyễn Kim Anh	Phó Trưởng Ban Khí	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		Ông Nguyễn Ngọc Hoàn	Phó Trưởng Ban Khai thác Dầu khí	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		TSKH. Nguyễn Thúc Khăng	Phó Tổng giám đốc	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"
3	Giải pháp nghiên cứu, đánh giá, hoàn thiện lộ trình và thực hiện triển khai giải pháp tối ưu hóa và tinh chỉnh tổng thể các vòng điều khiển cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Ông Lương Thái Hà	Phó Trưởng Phòng Kỹ thuật	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
		TS. Hà Dũng Quân	Phó Trưởng Ban Khoa học Công nghệ	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		Ông Nguyễn Văn Thắng	Trưởng Phòng, Ban Khoa học Công nghệ	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
		Ông Andrew Blanche	Chuyên gia	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
		Ông Phạm Hữu Sâm	Kỹ sư	Công ty TNHH MTV Lọc hóa Dầu Bình Sơn

TT	Tên giải pháp	Người chủ trì	Chức danh	Đơn vị
4	Tăng độ cứng hạt urea và cải tạo hệ thống phun bọc sử dụng hóa chất VHCKK2000 thành hệ thống châm hóa chất UFC85 vào dịch urea nóng chảy	Ông Từ Cường	Phó Tổng giám đốc, Giám đốc Nhà máy Đạm Phú Mỹ	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP
		Ông Lê Văn Minh	Phó Giám đốc Nhà máy Đạm Phú Mỹ	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP
		Ông Nguyễn Quang Sơn	Trưởng Phòng Hỗ trợ sản xuất, Nhà máy Đạm Phú Mỹ	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP
		Ông Nguyễn Trí Thiện	Chuyên gia Nhà Máy Đạm Phú Mỹ	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP
5	Sử dụng tàu định vị động học DP2 thi công ống dẫn dầu cho trạm rót dầu không bến - FSO	Ông Đỗ Văn Phúc	Giám đốc Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa các công trình khai thác dầu khí	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		Ông Nguyễn Hữu Tuyển	Nguyên Tổng giám đốc	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		TSKH. Nguyễn Thúc Kháng	Phó Tổng giám đốc	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		Ông Trần Ngọc Lý	Giám đốc Xí nghiệp Vận tải biển và Công tác lặn	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		Ông Đỗ Văn Hùng	Giám đốc Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa các công trình khai thác dầu khí	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
6	Giải pháp thu hồi hoàn toàn dầu thải nhẹ tại phân xưởng CDU của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Ông Đào Xuân Giỏi	Quản đốc cụm phân xưởng CDU-KTU-FG	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
		Ông Nguyễn Nhanh	Trưởng ca quản lý chung Cụm phân xưởng CDU-KTU-FG	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
		Ông Phan Minh Thành	Kỹ sư giám sát vận hành Cụm phân xưởng CDU-KTU-FG	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
		Ông Nguyễn Minh Cảnh	Kỹ sư công nghệ cụm phân xưởng CDU-KTU-FG	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
7	Nghiên cứu, thiết kế, chế tạo "Ranina Clamp" phục vụ việc gắn cố định Magnet Maker trên đường ống biển	Ông Nguyễn Thanh Bá	Quản đốc	Công ty Dịch vụ Khí
		Ông Hoàng Văn Quang	Giám đốc	Công ty Dịch vụ Khí
		Ông Nguyễn Minh Tuấn	Phó Giám đốc	Công ty Dịch vụ Khí
		Ông Đặng Đình Tám	Công nhân	Công ty Dịch vụ Khí
		Ông Nguyễn Anh Kiệt	Phó Quản đốc	Công ty Dịch vụ Khí
		Ông Hồ Xuân Lâm	Phó Quản đốc	Công ty Dịch vụ Khí
		Và những người khác		Công ty Dịch vụ Khí
8	Áp dụng phương pháp cuốn chiếu kết hợp kiểm soát chất lượng dòng lưu chất công nghệ trong quá trình thực hiện bảo dưỡng kiểm định định kỳ các bồn chứa sản phẩm condensate nhằm tránh dừng sản xuất toàn bộ Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn	Ông Nguyễn Thanh Ngoãn	Kỹ sư vận hành	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Đỗ Khang Ninh	Tổng giám đốc	Tổng công ty Khí Việt Nam
		Ông Hoàng Minh	Giám đốc	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Nguyễn Quốc Huy	Phó Tổng giám đốc	Tổng công ty Khí Việt Nam
		Ông Lê Ngươn Lộ	Trưởng nhóm Kỹ thuật sản xuất	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Phạm Văn Thành	Phụ trách bảo trì Nhà máy	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn

TT	Tên giải pháp	Người chủ trì	Chức danh	Đơn vị
	Côn Sơn trong 10 ngày	Ông Phan Ngọc Cửa	Cố vấn sản xuất	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Nguyễn Việt Hà	Kỹ sư cơ khí	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
9	Tính toán Thiết kế, Lắp đặt và Lập trình hệ thống điều khiển ESD tạo các chức năng "TRIP VOTING" cho các tín hiệu bảo vệ hệ thống công nghệ Nhà máy Nam Côn Sơn (trong điều kiện nhà máy đang vận hành bình thường)	Ông Hoàng Minh	Giám đốc	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Lê Đình Châu	Trưởng phòng Vận hành	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Phạm Nghiêm Việt	Trưởng nhóm Kỹ thuật bảo dưỡng	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Bùi Bảo Bình	Kỹ sư	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
		Ông Đinh Tiến Định	Kỹ sư	Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn
10	Thay đổi biện pháp thi công hệ cử vẫy Lassen IV bằng hệ ván khuôn định hình chế tạo sẵn của tấm bê tông Massconcrete - Hạng mục cửa nhận nước	Ông Nguyễn Huy Hòa	Ủy viên HĐQT	Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam
		Ông Nguyễn Tất Thắng	Phó giám đốc	Công ty CP Thi công Cơ giới và Lắp máy Dầu khí (PVC-ME)
		Ông Vũ Minh Khang	Giám đốc	Công ty CP Kết cấu và Đường ống PME1
		Ông Nguyễn Xuân Vinh	Phó Chỉ huy trưởng	Công ty CP Thi công Cơ giới và Lắp máy Dầu khí (PVC-ME)
11	Dùng khí H ₂ từ phân xưởng LCO-HDT để duy trì quá trình sweeping xúc tác phân xưởng SRU trong trường hợp phân xưởng CCR/NHT bị sự cố	Ông Lê Trọng Khải	Kỹ sư	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
		Ông Lê Quốc Việt	Kỹ sư	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
		Ông Mạch Quang Tùng	Kỹ sư	Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
12	Tận dụng nhiệt lượng của nước thải từ dầu để gia nhiệt cho dầu trong bể công nghệ trong quá trình xử lý dầu trên tàu Chí Linh	Ông Trần Anh Minh	Chuyên viên Ban tàu dầu	Xí nghiệp Khai thác Dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		Ông Nguyễn Quốc Dũng	Đội trưởng, Tàu Chí Linh	Xí nghiệp khai thác Dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		Ông Khvatov C.D.	Phó Ban Tàu dầu	Xí nghiệp khai thác Dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		Ông Đỗ Thanh Chính	Trưởng Ban Tàu dầu	Xí nghiệp khai thác Dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
		Ông Nguyễn Công Lâm	Đại phó, Tàu Chí Linh	Xí nghiệp khai thác Dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Nguyễn Việt Hưng

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH TRONG NĂM 2013

Trong năm 2013, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu đã hoàn thành 53 Đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng Xét duyệt Nghiệm thu cấp Tập đoàn nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục 53 Đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu đã hoàn thành và được nghiệm thu từ ngày 1/1 - 31/12/2013. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
I LĨNH VỰC TÌM KIẾM THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ					
1	Xử lý tài liệu 3D mỏ Cá Ngừ Vàng nhằm thử nghiệm công nghệ xác định các vùng nứt nẻ bằng công nghệ do RANS giới thiệu	Nguyễn Văn Phòng	EPC/VPI	PAC/VPI/EPC	2843/BB-DKVN, 26/4/2013
2	Nghiên cứu thiết lập các hệ dung dịch khoan phù hợp với các điều kiện địa chất khác nhau của Việt Nam	Nguyễn Văn Ngộ	DMC	PAC/VPI	3377/BB-DKVN, 22/5/2013
3	Quy định phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và lập báo cáo trữ lượng dầu khí	Ngô Thường San	Hội Dầu khí Việt Nam	VPA/PAC	5726/BB-DKVN, 14/8/2013
4	Xây dựng Atlas hóa thạch và thạch học của bể Nam Côn Sơn	Bùi Thị Ngọc Phương	VPI-Labs	VPI-Labs/VPI/PAC	5387/BB-DKVN, 20/8/2013
5	Thu thập tài liệu bể An Châu, Miền vông Hà Nội (ngoài diện tích PSC shale gas) và bể Than Quảng Ninh phục vụ nghiên cứu chung giữa Tập đoàn và Công ty ENI về tiềm năng dầu khí phi truyền thống tại các bể trầm tích trên đất liền Việt Nam	Nguyễn Hữu Nam	PVEP Sông Hồng	PAC	6494/BB-DKVN, 11/9/2013
6	Thu thập tài liệu phục vụ nghiên cứu chung giữa Tập đoàn và Công ty ENI về tiềm năng dầu khí phi truyền thống tại các bể trầm tích trên đất liền Việt Nam bao gồm: Đồng bằng sông Cửu Long, khu vực Bản Đôn, khu vực Nông Sơn và khu vực Tây Bắc Bộ (Điện Biên Đông)	Nguyễn Thanh Tùng	EPC/VPI	EPC/VPI/PAC	9674/BB-DKVN, 31/12/2013
7	Đánh giá tổng hợp hệ thống dầu khí Lô Kossor, Uzbekistan	Trịnh Xuân Cường	EPC/VPI	EPC/VPI/PAC	7320/BB-DKVN, 10/10/2013
8	Nghiên cứu địa chất và đánh giá sơ bộ tiềm năng khí than trầm tích Đệ tam khu vực đồng bằng An Nhơn - Bình Định	Hoàng Anh Tuấn	EPC/VPI	EPC/VPI/PAC	8530/BB-DKVN, 25/11/2013
9	Đánh giá tình trạng công tác phát triển mỏ ở Việt Nam và đề xuất giải pháp để nâng cao hiệu quả của công tác quản lý, giám sát phát triển mỏ	Lê Quốc Trung	EPC/VPI	EPC/VPI/PAC	5502/BB-DKVN, 07/8/2013
10	Hỗ trợ Tập đoàn trong việc quản lý khai thác các mỏ dầu khí trong nước	Nguyễn Hữu Trung	VPI	EPC/VPI	5818/BB-DKVN, 19/8/2013
II LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ					
1	Nghiên cứu thu hồi, xử lý và tái chế cặn dầu thải trong công nghiệp dầu khí nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế và bảo vệ môi trường	Đinh Thị Ngọc	BKHN	PAC/VPI/BKHN	359/BB-DKVN, 14/1/2013
2	Nghiên cứu và hoàn thiện công nghệ sản xuất biodiesel trong pha lỏng từ các loại mỡ thải và dầu vi tảo, sử dụng hệ xúc tác tiên tiến - bazơ rắn	Nguyễn Khánh Diệu Hồng	BKHN	PAC/VPI/BKHN	359/BB-DKVN, 14/1/2013

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả n/c	Biên bản họp nghiệm thu
4	Khảo sát đánh giá phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình tuần hoàn Propylene và xác định các thông số tối ưu để giả lập xúc tác FCC cân bằng của các nhà máy lọc dầu	Nguyễn Hoài Thu	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	358/BB-DKVN, 14/1/2013
5	Nghiên cứu quá trình thu hồi kim loại hoặc tái sử dụng các loại xúc tác, chất hấp phụ thải ở các nhà máy lọc hóa dầu của Việt Nam	Đặng Thanh Tùng	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
6	Đánh giá những ảnh hưởng và đề xuất giải pháp thích hợp trong vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau khi thành phần và tính chất khí nguyên liệu thay đổi	Trần Vĩnh Lộc	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
7	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống cơ sở dữ liệu về tính chất dầu thô Việt Nam - Tập 17: Đại Hùng thương mại, Chim Sáo, Tê Giác Trắng	Đinh Thị Quỳnh Như	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
8	Phân tích đánh giá chất lượng mẫu condensate mỏ Lan Đỏ	Trần Thị Mai	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
9	Nghiên cứu tối ưu hóa tổ hợp phụ gia cho xăng pha ethanol E10, đánh giá hiệu quả kinh tế kỹ thuật so với tổ hợp phụ gia nhập ngoại	Phan Trọng Hiếu	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
10	Nghiên cứu tổng hợp chất phá nhũ (Deoiler) để xử lý nước nhiễm dầu trong công nghiệp khai thác dầu khí	Nguyễn Hồng Quân	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	2401/BB-DKVN, 8/4/2013
11	Nghiên cứu khả năng sử dụng chất ức chế bay hơi nhằm chống ăn mòn cho các thiết bị cho ngành dầu khí	Phan Công Thành	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	2401/BB-DKVN, 8/4/2013
12	Nghiên cứu tổng hợp Biopolymer Scleroglucan sử dụng cho bơm ép thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ	Cù Thị Việt Nga	VPI/EPC	PAC/VPI/ EPC	2402/BB-DKVN, 8/4/2013
13	Nghiên cứu tổng hợp phụ gia làm giảm độ đông đặc của dầu thô nhiều parafin mỏ Bạch Hổ, phù hợp với điều kiện Việt Nam	Đào Thị Hải Hà	VPI/EPC	PAC/VPI/ EPC	2402/BB-DKVN, 8/4/2013
14	Chế tạo hệ xúc tác siêu acid thế hệ mới trên cơ sở oxide kim loại chuyển tiếp được phân tán nanoplatin ứng dụng làm xúc tác cho quá trình isome hóa	Lê Thanh Sơn	KHTN	PAC/VPI/ KHTN	4574/BB-DKVN, 14/7/2013
15	Chế tạo hệ xúc tác siêu acid thế hệ mới trên cơ sở vật liệu chứa Zn, Al, Ti, Zr dùng cho quá trình ester chéo hóa dầu mỡ động thực vật phi thực phẩm để chế tạo nhiên liệu B5	Trần Thị Như Mai	KHTN	PAC/VPI/ KHTN	4574/BB-DKVN, 14/7/2013
16	Nghiên cứu thử nghiệm lượng nhiên liệu LPG/diesel trên một số tuyến xe buýt tại Hà Nội để đánh giá khả năng sử dụng đại trà lượng nhiên liệu LPG/diesel (giai đoạn 2)	Đào Văn Tuấn	CTAT/VPI	PAC/VPI/ CTAT	4982/BB-DKVN, 18/7/2013
17	Nghiên cứu khả năng đa dạng hóa sản phẩm để nâng cao hiệu quả của Nhà máy Đạm Cà Mau	Phan Gia Tiểu Cẩm	PVPro/VPI	PAC/VPI/ PVPro	5282/BB-DKVN, 30/7/2013
18	Đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí	Trần Nam Thanh	PVPro/VPI	PAC/VPI/ PVPro	8706/BB-DKVN, 2/12/2013
19	Tối ưu hóa công nghệ sản xuất cồn biến tính hiện có để nâng cao hiệu quả kinh tế và giảm giá thành sản xuất. Giai đoạn 1: Tiết kiệm hơi nước cho Nhà máy Bioethanol Dung Quất	Nguyễn Đình Việt	PVPro/VPI	PAC/VPI/ PVPro	8706/BB-DKVN, 2/12/2013
20	Nghiên cứu ứng dụng công nghệ ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong các giếng gaslift sản lượng thấp bằng phương pháp hấp phụ PPD (hạ điểm đông đặc) lên bề mặt đá vôi	Đỗ Quang Thịnh	CTAT/VPI	PAC/VPI/ CTAT	9016/BB-DKVN, 11/12/2013

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả n/c	Biên bản họp nghiệm thu
21	Nghiên cứu ứng dụng chế phẩm làm tăng hiệu quả lên men ethanol sử dụng nguyên liệu sẵn trong các nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu	Nguyễn Quỳnh Anh	CTAT/VPI	PAC/VPI/CTAT	6897/BB-DKVN, 30/9/2013
22	Nghiên cứu tổng hợp chất hoạt động bề mặt không ion sử dụng cho tăng cường thu hồi và trong các xử lý kích thích vỉa dầu khí từ các nguồn phenol thu hồi ở Việt Nam	Tạ Quang Minh	CTAT/VPI	PAC/VPI/CTAT	9016/BB-DKVN, 11/12/2013
23	Nghiên cứu khả năng sản xuất PLA (Poly Lactic Acid) đi từ nguồn sẵn, có tính đến khả năng tích hợp với nhà máy sản xuất ethanol ở Việt Nam	Nguyễn Thị Mai Lê	CTAT/VPI	PAC/VPI/CTAT	7943/BB-DKVN, 4/11/2013
24	Nghiên cứu xây dựng hướng dẫn quản lý, kiểm soát ăn mòn cho các công trình chế biến dầu khí	Nguyễn Xuân Trường	CTAT/VPI	PAC/VPI/CTAT	6897/BB-DKVN, 30/9/2013
25	Nghiên cứu tổ hợp các chất khử nhũ (demulsifiers) để tách nước và muối khỏi dầu thô nhằm đảm bảo yêu cầu về chất lượng dầu thô trong quá trình khai thác	Lê Thái Sơn	CTAT/VPI	PAC/VPI/CTAT	7943/BB-DKVN, 4/11/2013
26	Nghiên cứu ứng dụng các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt cho tăng cường thu hồi dầu vỉa cát kết tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ	Hoàng Linh	EPC/VPI	PAC/VPI/EPC	7943/BB-DKVN, 4/11/2013
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Nghiên cứu ứng dụng công nghệ điện hóa xử lý nước thải nhiễm dầu	Lê Thống Nhất	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2060/BB-DKVN, 26/3/2013
2	Xây dựng chuẩn sức khỏe cho người làm việc trên các công trình dầu khí ngoài khơi biển Việt Nam	Trương Thông	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2060/BB-DKVN, 26/3/2013
3	Rà soát, cập nhật Quy chế Bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan	Dương Đình Nam	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3216/BB-DKVN, 15/5/2013
4	Rà soát, cập nhật Quy chế Quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí	Võ Văn Hạnh	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3216/BB-DKVN, 15/5/2013
5	Nghiên cứu xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường phục vụ ứng phó sự cố tràn dầu cho các sông thuộc địa bàn khu vực phía Nam và Tây Nam tỉnh Đồng Nai	Phạm Hồng Ngọc	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4980/BB-DKVN, 18/7/2013
6	Xây dựng hướng dẫn đào tạo cán bộ an toàn sức khỏe môi trường cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Trương Anh Tuấn	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4980/BB-DKVN, 18/7/2013
7	Nghiên cứu xây dựng thang chuẩn phân loại mức độ độc trong pha nước của các hóa chất dựa trên kết quả kiểm định với đối tượng ấu trùng Atermi nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường trong các hoạt động dầu khí biển Việt Nam	Dương Trường Giang	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	9294/BB-DKVN, 23/12/2013
8	Xây dựng Hướng dẫn kiểm soát về an toàn sức khỏe môi trường đối với các nhà cung cấp dịch vụ trong hoạt động dầu khí ở Việt Nam	Võ Văn Hạnh	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	9294/BB-DKVN, 23/12/2013
9	Nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn thực hiện các quy định đảm bảo an toàn vận hành cho các kho cảng xuất, nhập dầu khí và các sản phẩm dầu khí	Nguyễn Văn Quế	PVEIC/PVTSR	PAC/PVEIC/PVTSR	9293/BB-DKVN, 23/12/2013
IV LĨNH VỰC ĐIỆN					
1	Nghiên cứu, lựa chọn giải pháp nối lưới và hoạt động hỗn hợp turbine gió - nguồn phụ trợ vào lưới điện Quốc gia và độc lập nhằm đảm bảo hoạt động ổn định, hiệu quả các dự án điện gió của PVN	Võ Quang Thái	CTAT/VPI	PAC/VPI/CTAT	6448/BB-DKVN, 16/9/2013

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả n/c	Biên bản họp nghiệm thu
2	Nghiên cứu đề xuất phương thức tổ chức công tác bảo dưỡng sửa chữa các Nhà máy Nhiệt điện than của PVN	Đoàn Thành Đạt	CTAT/VPI	PAC/VPI/CTAT	7343/BB-DKVN, 10/10/2013
3	Nghiên cứu thị trường than trong nước và quốc tế, đề xuất các phương án cung cấp than cho các nhà máy nhiệt điện và nhà máy ethanol của PVN	Nguyễn Thành Luân	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	6449/BB-DKVN, 10/9/2013
4	Nghiên cứu các giải pháp giảm giá thành sản xuất điện gió tại Việt Nam	Lê Việt Trung	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	7344/BB-DKVN, 10/10/2013
V LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ					
1	Xây dựng cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý các hợp đồng dầu khí trong nước	Đoàn Văn Thuận	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4682/BB-DKVN, 3/7/2013
2	Nghiên cứu kinh nghiệm thế giới về kết nối đường ống và vấn đề thu hồi vốn đầu tư trong việc xây dựng đường ống kết nối ở Việt Nam	Nguyễn Thị Thanh Lê	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	5812/BB-DKVN, 19/8/2013
3	Nghiên cứu cơ sở lý luận về việc áp dụng cơ chế trộn giá khí của PVN khi có hoạt động nhập khẩu LNG	Trần Thị Liên Phương	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	5812/BB-DKVN, 19/8/2013
4	Tổng kết đánh giá hiệu quả đầu tư các dự án nhà máy điện khí của PVN	Phan Thị Mỹ Hạnh	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	9616/BB-DKVN, 30/12/2013
VI LĨNH VỰC KHÁC					
1	Xây dựng bảng thời hạn bảo quản hồ sơ, tài liệu Ngành Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Đăng Long	PAC/VPI	PAC	4036/BB-DKVN, 14/6/2013

Phạm Văn Huy

Ghi chú:

VPI Viện Dầu khí Việt Nam

EPC Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)

PVPro Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)

VPI-Labs Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (thuộc VPI)

CTAT Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)

CPSE Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)

EMC Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)

PAC Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)

VPA Hội Dầu khí Việt Nam

DMC Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP

BKHN Đại học Bách khoa Hà Nội

KHTN Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội

PVEIC Tổng công ty Công nghệ Năng lượng Dầu khí Việt Nam

PVTSR Công ty TNHH MTV Kiểm định Kỹ thuật An toàn Dầu khí Việt Nam (thuộc PVEIC)



TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM

Bứt phá

Trong năm 2013, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã gia tăng số lượng nghiên cứu có giá trị phục vụ hoạt động dầu khí, góp phần quan trọng vào sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Năm 2014 được chọn là năm bứt phá của Trí tuệ Dầu khí Việt Nam, với việc tiếp tục triển khai các giải pháp đột phá để nâng cao chất lượng các đề tài/nhiệm vụ, lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm, phấn đấu vượt 5% tổng doanh thu năm 2014 Tập đoàn giao.



Lãnh đạo Viện Dầu khí Việt Nam giới thiệu với Tổng giám đốc Zarubezhneft hoạt động của Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí. Ảnh: Như Trang

Đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học

Theo TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, trong năm 2013, VPI đã tích cực triển khai thực hiện 212 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học; thẩm định, nhận xét 8 báo cáo RAR và 11 báo cáo FDP. Cụ thể trong lĩnh vực cốt lõi, VPI đạt được kết quả đáng ghi nhận về nghiên cứu môi trường trầm tích, cổ địa lý tướng đá, xây dựng mô hình 2D/3D hệ thống dầu khí cho các khu vực thuộc bể Nam Côn Sơn, Sông Hồng; ứng dụng thuộc tính địa chấn nhằm xác định các đới nứt nẻ trong đá móng; xây dựng Atlas hóa thạch, thạch học bể Nam Côn Sơn; nghiên cứu ứng dụng chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu vỉa cát kết tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ; quản lý khai thác mỏ dầu khí.

Trong lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí, VPI đã tập trung nghiên cứu, tư vấn nâng cao hiệu quả vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất. Tư vấn lập báo cáo khả thi: hệ thống phối trộn xăng E3/E5 cho BSR, đa dạng hóa sản phẩm Đạm Cà Mau,

nâng công suất phân xưởng NH_3 Đạm Phú Mỹ và xây dựng NPK công nghệ hóa học, sản xuất PLA từ sản tích hợp với Nhà máy ethanol; Tư vấn chiến lược, quy hoạch: đánh giá xếp hạng các dự án chế biến sâu khí, xây dựng phần mềm đánh giá lựa chọn định hướng sản xuất hóa dầu; Ứng dụng công nghệ/sản phẩm: công nghệ điện hóa để xử lý nước thải nhiễm dầu, E10, lưỡng nhiên liệu LPG/Diesel; Phát triển công nghệ/sản phẩm mới: sản xuất thử nghiệm hóa chất phục vụ khai thác (deoiler, demulsifier, PPD), vật liệu hấp phụ alumina, xúc tác/công nghệ chuyển hóa CO_2 thành methanol, công nghệ sản xuất bio-oil từ biomass và công nghệ nuôi trồng tảo.

Bên cạnh đó, VPI đã nghiên cứu giải pháp xử lý H_2S , đánh giá hao hụt hydrocarbon do bay hơi tại các công trình trên mỏ dầu khí; nghiên cứu ứng dụng chất ức chế bay hơi chống ăn mòn thiết bị; xây dựng quy trình quản lý, kiểm soát ăn mòn công trình chế biến dầu khí; mô hình bảo dưỡng, sửa chữa nhà máy nhiệt điện than; nghiên cứu áp dụng công nghệ GTL với nguồn khí thiên nhiên của Việt Nam; nghiên cứu kinh tế kỹ thuật khai thác - thu gom

- xử lý và đưa vào sử dụng khí giàu CO₂. VPI cũng xây dựng cơ sở dữ liệu, phần mềm quản lý hợp đồng dầu khí trong nước; nghiên cứu mô hình tổ chức quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực E&P; nghiên cứu áp dụng cơ chế trộn giá khí, kết nối đường ống; nghiên cứu giải pháp giảm giá thành đầu tư dự án điện gió; nghiên cứu thị trường khí, xây dựng định mức. Lĩnh vực an toàn - sức khỏe - môi trường, VPI đã xây dựng chuẩn sức khỏe cho người lao động làm việc ngoài khơi; Xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường phục vụ ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Đồng Nai; quản lý môi trường, quản lý an toàn, khảo sát và giám sát môi trường...

Trong lĩnh vực dịch vụ khoa học công nghệ, VPI đã thực hiện công tác phân tích mẫu thường xuyên, 155 hợp đồng dịch vụ/nghiên cứu cho các công ty, liên doanh dầu khí trong và ngoài nước. Bên cạnh đó, VPI tổ chức thành công Hội nghị Khoa học Công nghệ "Trí tuệ Dầu khí Việt Nam - Hội nhập và Phát triển bền vững" kỷ niệm 35 năm thành lập Viện Dầu khí Việt Nam; hoàn thành Đề án thành lập Học viện Dầu khí Việt Nam, trình các cơ quan quản lý thẩm định, phê duyệt; tổ chức tuyển sinh, đào tạo Tiến sỹ Kỹ thuật Dầu khí Khóa I; mở 39 khóa đào tạo ngắn hạn; cung cấp vật tư, hóa chất, hóa phẩm dầu khí cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; thực hiện các nhiệm vụ thường xuyên cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam... Tổng doanh thu của VPI năm 2013 ước đạt 515,52 tỷ đồng.

Lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm

Theo kế hoạch năm 2014, Viện Dầu khí Việt Nam phấn đấu nâng cao chất lượng, đảm bảo tiến độ của 111 đề tài/nhiệm vụ chuyển tiếp; ký mới 84 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học; tập trung xây dựng kế hoạch nghiên cứu khoa học gắn liền với hoạt động sản xuất



Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: CTV

SẢN PHẨM ĐẶC TRƯNG CỦA VPI

- ❖ Được cấp 5 Giấy chứng nhận đăng ký nhãn hiệu sản phẩm: Số 199620: Dầu bôi trơn cho dung dịch khoan (VPI-Lub) Số 199640: Chất phá nhũ cho dầu thô (TL 289) Số 205170: Chất lỏng thủy lực (CTAT-HW 525) Số 205256: Anode hy sinh nhôm chống ăn mòn các công trình thép trong nước, đất (VPI-AI 11) Số 205257: Tổ hợp phụ gia cho nhiên liệu sinh học (VPI-G)
- ❖ Được cấp 1 Giấy chứng nhận đăng ký quyền tác giả: Số 4611/2013/QTG: Phần mềm lựa chọn và đề xuất dự án sản xuất các sản phẩm hóa dầu
- ❖ Được chấp nhận 1 Đơn đăng ký sáng chế, 1 giải pháp hữu ích: Hỗn hợp chất biến tính dùng cho xăng sinh học và xăng sinh học chứa hỗn hợp chất biến tính này; Phương pháp chụp cắt lớp độ phân giải cao trên mẫu lõi

kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, nâng cao chất lượng các đề tài/nhiệm vụ, lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm, phần đầu doanh thu năm 2014 vượt 5% kế hoạch được giao.

Trong đó, VPI tập trung nghiên cứu dài hạn về cấu trúc địa chất, cổ địa lý, tướng đá và môi trường trầm tích, cơ chế địa nhiệt nhằm phục vụ công tác tìm kiếm bẫy phi cấu tạo và đánh giá tiềm năng dầu khí; nghiên cứu về tài nguyên dầu khí phi truyền thống (khí hydrate, khí than, dầu khí trong đá chặt sít); nghiên cứu các giải pháp EOR, IOR; nghiên cứu, làm chủ công nghệ thăm dò, khai thác trong các đối tượng đá móng nứt nẻ. Đồng thời, hỗ trợ công tác quản lý và sản xuất kinh doanh của Tập đoàn: đánh giá kết quả thăm dò, khai thác; giải pháp gia tăng trữ lượng, quản lý khai thác và sử dụng hiệu quả các nguồn khí giàu CO₂; khai thác, vận chuyển, nâng cấp, chế biến dầu nặng.

Bên cạnh đó, VPI tiếp tục tư vấn Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cập nhật, điều chỉnh chiến lược, quy hoạch lĩnh vực chế biến dầu khí; tư vấn các giải pháp nâng cao hiệu quả của các nhà máy chế biến dầu khí/nhiên liệu sinh học theo hướng tiết kiệm năng lượng, tối ưu vận hành, tối ưu nguyên liệu đầu vào/sản phẩm đầu ra, đa dạng hóa hướng sử dụng ethanol, tích hợp lọc - hóa dầu; thực hiện các nghiên cứu theo chương trình dài hạn về nhiên liệu sinh học và chế biến sâu khí, tập trung vào nguồn khí giàu CO₂. Dự kiến, VPI sẽ bắt đầu tự thiết kế và xây dựng các hệ pilot phục vụ nghiên cứu khoa học, tham gia một phần nội dung thiết kế cơ sở trong các dự án đầu tư; sản xuất thử nghiệm các loại hóa chất, phụ gia, xúc tác phục vụ các hoạt động cốt lõi của Tập đoàn.

Ngọc Linh



VIETSOVPETRO VƯỢT QUA THÁCH THỨC

Khai thác hiệu quả hệ thống công nghệ hiện có

Với sự nỗ lực và quyết tâm cao của tập thể lao động Việt Nam - Liên bang Nga, Vietsovpetro đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, về đích sớm kế hoạch doanh thu bán dầu (ngày 10/10/2013), nộp ngân sách Nhà nước (ngày 20/9/2013), cung cấp khí vào bờ, khoan và xây dựng công trình biển (cuối tháng 11/2013), sản lượng khai thác dầu thô (ngày 21/12/2013). Đặc biệt, Liên doanh tiếp tục khai thác an toàn và hiệu quả hệ thống công nghệ hiện có, đồng thời triển khai các giải

pháp để tận thu tài nguyên dầu khí tại hai mỏ Bạch Hổ và Rồng. Vietsovpetro đã thực hiện công tác tận thăm dò ở Lô 09-1; thực hiện khoan thăm dò 17.414m, kết thúc thi công 6 giếng, gia tăng trữ lượng (địa chất/thu hồi) đạt 18,0/4,33 triệu tấn.

Trong năm 2013, Vietsovpetro đã đảm bảo khai thác an toàn trên 5,56 triệu tấn dầu thô (vượt mức 165.688 tấn so với kế hoạch được giao); thu gom và cung cấp vào bờ 1,42 tỷ m³ khí. Trong năm qua, Vietsovpetro đã đưa vào khai thác 28 giếng mới, trong đó có một số giếng cho sản lượng cao; đã mở lại và đưa vào khai thác thử dài hạn giếng

Với việc thực hiện đồng bộ các giải pháp về quản lý - tổ chức - kỹ thuật, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" đã khai thác an toàn trên 5,56 triệu tấn dầu thô, vượt mức 165.688 tấn so với kế hoạch được giao. Kết quả này đánh dấu sự nỗ lực rất lớn của tập thể lao động Việt Nam - Liên bang Nga khi việc tổ chức thực hiện nhiệm vụ thăm dò và khai thác dầu khí gặp nhiều khó khăn, tầng móng mỏ Bạch Hổ tiếp tục ngập nước nhanh, các khu vực mới và giếng mới đưa vào khai thác có sản lượng thấp và không ổn định...

10B/RC1 trên cơ sở đó để khảo sát đánh giá, lập phương án khai thác khí và condensate tại khu vực Đông Bắc mỏ Rồng. Doanh thu bán dầu năm 2013 của Vietsovetro đạt 4,75 tỷ USD (128,4% kế hoạch), nộp ngân sách Nhà nước 2,42 tỷ USD (143% kế hoạch), lợi nhuận phía Việt Nam đạt 470,2 triệu USD (128,4% kế hoạch).

Bên cạnh đó, Vietsovetro tập trung cung cấp dịch vụ dầu khí chất lượng cao mà Liên doanh có thể mạnh hoặc thực hiện các dự án trọng điểm theo chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Về chế tạo xây lắp công trình biển, Vietsovetro đã hoàn thành chế tạo, lắp đặt các chân đế giàn Thăng Long, Đông Đô cho Lam Sơn JOC; hoàn thành chế tạo và lắp đặt giàn Sư Tử Vàng Đông Bắc cho Cuu Long JOC; tiếp tục thực hiện hợp đồng EPC mở rộng thu gom khí đồng hành và gaslift mỏ Rồng - Đồi Mồi cho PV GAS; triển khai dự án sửa chữa, nâng cấp các công trình P3, P4 cho Bộ Quốc phòng. Về vận hành khai thác mỏ, Vietsovetro tiếp tục vận hành khai thác an toàn các mỏ Cá Ngừ Vàng (Hoan Vu JOC), mỏ Đồi Mồi (VRJ), mỏ Tê Giác Trắng (Hoang Long JOC); ký mới và thực hiện hợp đồng vận hành các mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen (Thang Long JOC)... Tổng doanh thu từ hoạt động dịch vụ cho bên ngoài trong năm 2013 của Vietsovetro ước đạt trên 212 triệu USD.

Trong công tác nghiên cứu khoa học, Vietsovetro đã hoàn thành theo kế hoạch của Hội đồng 41; soạn thảo, bảo vệ và được cấp có thẩm quyền phê duyệt các đề tài quan trọng: tính toán trữ lượng, kế hoạch phát triển mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Nam Bạch Hổ, Nam Rồng - Đồi Mồi; Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng các mỏ Bạch Hổ, Nam Rồng - Đồi Mồi; luận chứng kinh tế kỹ thuật xây dựng BK-17, BK-16. Về công tác thiết kế, Vietsovetro đã hoàn thành khối lượng theo kế hoạch năm và các nhiệm vụ đột xuất đảm bảo công tác xây dựng mới và sửa chữa, nâng cấp, hoàn cải hệ thống các công trình phục

vụ khai thác dầu khí tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng; đồng thời tham gia tích cực công tác chuẩn bị đầu tư và thiết kế các hạng mục cho dự án phát triển mỏ khí Thiên Ưng.

Tiếp tục mở rộng vùng hoạt động

Năm 2014 dự báo việc tổ chức thực hiện nhiệm vụ thăm dò và khai thác dầu khí vẫn còn nhiều khó khăn, tầng móng mỏ Bạch Hổ tiếp tục ngập nước nhanh, các khu vực mới và giếng mới đưa vào khai thác có sản lượng thấp và không ổn định... Với bản lĩnh kinh nghiệm và quyết tâm vượt thách thức của tập thể lao động Việt Nam - Liên bang Nga, Vietsovetro phấn đấu hoàn thành kế hoạch khai thác 5,1 triệu tấn dầu thô, thu gom và cung cấp vào bờ 295 triệu m³ khí đồng hành từ Lô 09-1.

Theo kế hoạch, Vietsovetro sẽ khoan 16.960m khoan thăm dò tại Lô 09-1, kết thúc thi công 5 giếng và đảm bảo gia tăng trữ lượng địa chất/thu hồi là 13,28/4,0 triệu tấn dầu quy đổi. Liên doanh sẽ triển khai 85.340m khoan khai thác, kết thúc thi công 21 giếng, sửa chữa lớn 67 lượt giếng khoan. Đồng thời, Liên doanh đảm bảo tiến độ thi công lắp đặt và đưa giàn BK-16 mỏ Bạch Hổ vào khai thác trong Quý III/2014; lắp đặt 16km đường ống ngầm; rải 29,5km cáp điện ngầm; làm thủ tục đầu tư xây dựng sớm giàn RC-8; thực hiện phát triển khai thác mỏ khí - condensate ở khu vực Đông Bắc Rồng...

Để đạt mục tiêu này, Vietsovetro tiếp tục mở rộng vùng hoạt động: kiểm soát chặt chẽ để đảm bảo tiến độ phát triển khai thác mỏ khí Thiên Ưng (Lô 04-3); chuẩn bị cơ sở để khoan giếng thăm dò thứ hai (Lô 04-1); triển khai khoan giếng CT-2X (Lô 09-3/12) từ tháng 3/2014... Liên doanh cũng tiếp tục công tác nghiên cứu triển vọng dầu khí và tính khả thi của việc đầu tư các lô mở tại Việt Nam, tại Liên bang Nga và các nước thứ ba. Vietsovetro tập trung khai thác an toàn và hiệu quả các dự án hiện có, đầu tư mạnh mẽ cho khoa học, công nghệ để đảm bảo hiệu quả cao nhất nguồn tài nguyên dầu khí phục vụ phát triển đất nước.

Qua 1/3 thế kỷ xây dựng và phát triển, Vietsovetro đã tìm ra dầu khí và khai thác với sản lượng lớn, góp phần quan trọng, tích cực vào sự phát triển chung của nền kinh tế Việt Nam và Liên bang Nga. Kể từ khi khai thác mỏ đến nay, Vietsovetro đã khai thác 208 triệu tấn dầu thô và cung cấp vào bờ trên 26,3 tỷ m³ khí đồng hành.

Nguyễn Thanh



PVEP sẽ đưa 9 mỏ mới VÀO KHAI THÁC TRONG NĂM 2014

Khai thác 4,92 triệu tấn dầu quy đổi

Trong năm 2013, PVEP đã tích cực thực hiện các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở trong và ngoài nước; thực hiện 25 giếng khoan thăm dò - thăm lượng; gia tăng trữ lượng đạt 13,52 triệu tấn dầu quy đổi, đạt 108% kế hoạch năm. Hiện PVEP có trên 20 dự án/mỏ đang trong giai đoạn phát triển và khai thác, trong đó 5 mỏ mới có dòng dầu đầu tiên năm 2013 là Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng (Lô 15-2/01), mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc (Lô 15-1), mỏ West Desaru (Lô PM304), mỏ Dorado (Lô 67 - Peru). Sản lượng khai thác của PVEP năm 2013 đạt 4,92 triệu tấn quy dầu (bằng 104% kế hoạch năm), trong đó có 3,61 triệu tấn dầu và condensate, 1,313 tỷ m³ khí.

Việc hoàn thành đưa 3 mỏ ở trong nước vào khai thác đúng kế hoạch, trong đó mỏ Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng có đóng góp đáng kể vào việc hoàn thành sản lượng khai thác của PVEP. Dự án Sư Tử Vàng Đông Bắc đạt kỷ lục về tiến độ First oil sau 12 tháng triển khai, đảm bảo chất lượng và chi phí được kiểm soát... Ở nước ngoài, dòng dầu đầu tiên từ dự án Lô 67 Peru đã đánh dấu mốc đặc biệt quan trọng trong hoạt động thăm dò khai thác dầu khí

ở nước ngoài của PVEP. Đồng thời, PVEP cũng đang tập trung nguồn lực cho quản lý và triển khai dự án Lô 433a & 416b và các dự án phát triển mỏ khác nhằm đạt mốc dòng dầu thương mại kỳ vọng cũng như duy trì và nâng cao sản lượng khai thác cho PVEP trong năm 2014, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia.

Trong lĩnh vực nghiên cứu khoa học, PVEP đã thông qua Chương trình nghiên cứu khoa học công nghệ năm 2013 - 2014 gồm 14 đề tài, tập trung vào một số lĩnh vực nghiên cứu khoa học cần ưu tiên là công tác thăm dò theo khu vực trọng điểm; nghiên cứu và sử dụng có chọn lọc các công nghệ tiên tiến để nâng cao hệ số thu hồi dầu, công nghệ khoan khai thác nước sâu, mỏ cận biên. PVEP cũng đề xuất các nghiên cứu trong các lĩnh vực địa chất - địa vật lý, công nghệ mỏ, khai thác và kinh tế đối với dầu nặng mỏ Junin 2 nhằm xác định trữ lượng thu hồi, tối ưu quy mô đầu tư và nâng cao hiệu quả khai thác cho dự án.

Trong năm 2013, PVEP đã công nhận 4 sáng kiến cấp Tổng công ty với tổng số tiền làm lợi ước tính là 51.827.450 USD gồm: "Cải hoán hệ thống xử lý nước giàn ĐH-01 nhằm giảm thời gian nung dầu trên FSO", "Hệ thống định



Năm 2013, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã nỗ lực vượt qua thách thức để hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính như doanh thu, lợi nhuận, nộp ngân sách Nhà nước. Đặc biệt, PVEP đã về đích trước kế hoạch 14 ngày ở sản lượng khai thác dầu khí - chỉ tiêu luôn là thách thức và khó khăn nhất, qua đó tiếp tục khẳng định vai trò đơn vị chủ lực của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

vị phao CALM mỏ Đại Hùng bằng hệ thống DGPS”, “Giải pháp công nghệ - kỹ thuật phục hồi khai thác giếng 5P mỏ Đại Hùng” và “Chế tạo, thay mới các bộ treo Umbilical cho các giếng 1P, 4X trên giàn DH-01”.

Đưa 9 mỏ mới vào khai thác trong năm 2014

Nhiệm vụ trọng tâm của PVEP trong năm 2014 là tiếp tục đẩy mạnh công tác thăm dò thăm lượng tại các lô do PVEP tự điều hành, điều hành chung và tham gia góp vốn ở trong và ngoài nước. PVEP đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng (phần PVEP) đạt 17 - 22 triệu tấn dầu quy đổi; sản lượng khai thác dầu và condensate đạt 3,845 triệu tấn quy đổi, khai thác khí đạt 1,349 tỷ m³. Dự kiến, PVEP sẽ đưa 9 mỏ/khu vực mới vào khai thác gồm: Thăng Long, Đông Đô, Sư Tử Nâu, SVSW-6X, Kim Cương (Diamond), Dừa, dự án HCG- EOR, Cendor mở rộng (Pha 2), BRS.

Để thực hiện kế hoạch trên, PVEP tập trung kiểm soát chặt chẽ tiến độ và chi phí thực hiện các công tác tìm kiếm thăm dò, đặc biệt là khoan thăm dò - thăm lượng; phối hợp xây dựng và tối ưu chiến lược thăm dò các dự án nhằm đảm bảo tối ưu và hiệu quả sử dụng giàn khoan và các dịch vụ khoan. PVEP tăng cường chất lượng nghiên cứu, thực hiện hợp tác nghiên cứu địa chất, địa vật lý giữa các đơn vị của Tổng công ty với các đơn vị khác trong Tập đoàn tại từng dự án nhằm tối ưu mục tiêu cũng như vị trí các giếng khoan thăm dò -

thăm lượng; đa dạng hóa phương thức tiếp cận cơ hội/tài sản dầu khí; ưu tiên cho mua trữ lượng/mỏ mới để gia tăng trữ lượng và đảm bảo mục tiêu sản lượng theo chiến lược đã đặt ra.

Đồng thời, PVEP chủ động phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các nhà điều hành triển khai các giải pháp cụ thể duy trì, gia tăng sản lượng khai thác đối với từng dự án. Cụ thể, khoan và đưa các giếng khai thác/bơm ép đúng kế hoạch; nghiên cứu và lựa chọn các giải pháp can thiệp giếng để gia tăng sản lượng giếng khai thác; nghiên cứu động thái ngập nước và lắng đọng condensate trong lòng giếng nhằm đưa ra giải pháp can thiệp giếng kịp thời và hạn chế ảnh hưởng đến hoạt động khai thác ở mức thấp nhất... Bên cạnh đó, PVEP sẽ triển khai đồng bộ các giải pháp, đặc biệt nâng cao năng lực quản lý và sức cạnh tranh trên thị trường dầu khí quốc tế, tích cực nắm bắt các cơ hội đầu tư nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác; đẩy mạnh công tác nghiên cứu, áp dụng các công nghệ tiên tiến nhất vào công tác thăm dò và khai thác dầu khí để triển khai hiệu quả hơn các mục tiêu đã đề ra.

Sự nhất trí đồng lòng, dám nghĩ dám làm của tập thể cán bộ, công nhân viên sẽ là đòn bẩy giúp con tàu PVEP vượt qua mọi thử thách, vững tay chèo trước những con sóng lớn, thẳng tiến trên hành trình vươn ra biển lớn, đi tìm tài nguyên làm giàu cho đất nước.

Mạnh Hòa

PV GAS: PHÁT TRIỂN VỮNG CHẮC ngành công nghiệp khí Việt Nam

Ngành công nghiệp khí Việt Nam tiếp tục được tập trung đầu tư, phát triển theo hướng tăng tốc, đột phá, đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả và bền vững trên nền tảng công nghệ tiên tiến nhất, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực cho đất nước, đảm bảo nguồn cung ổn định, lâu dài về khí và các sản phẩm khí.



Cán bộ, kỹ sư PV GAS đảm bảo vận hành an toàn, hiệu quả, ổn định các công trình khí với hệ số tin cậy cao. Ảnh: PV GAS

Đạt doanh thu trên 65 nghìn tỷ đồng

Năm 2013 ghi nhận những dấu ấn mới trong sự nghiệp xây dựng và phát triển ngành công nghiệp khí mà Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) là đơn vị chủ đạo. Mặc dù gặp nhiều khó khăn nhưng PV GAS vẫn hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch đề ra, nhiều chỉ tiêu chính đã về đích trước kế hoạch từ 2 - 5 tháng. Tổng doanh thu của PV GAS đạt trên 65 nghìn tỷ đồng, bằng 118% kế hoạch; Lợi nhuận trước thuế đạt gần 15 nghìn tỷ đồng, bằng 153% kế hoạch; Lợi nhuận sau thuế đạt gần 12 nghìn tỷ đồng, bằng 153% kế hoạch; Nộp ngân sách Nhà nước đạt trên 5.200 tỷ đồng, bằng 147% kế hoạch; Tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên vốn điều lệ, đạt 60%. Doanh thu của PV GAS chiếm 10% doanh thu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và chiếm 2% GDP cả nước.

Năm 2013, công tác đầu tư xây dựng được PV GAS triển khai tích cực, bám sát kế hoạch và đảm bảo nguồn vốn cho dự án. Một số dự án lớn, quan trọng đã được Tổng công ty đưa vào sử dụng/điều chỉnh và triển khai theo phương án hiệu quả hơn. Trong đó, việc hoàn thành và đưa dự án Kho LPG lạnh Thị Vải vào hoạt động an toàn từ đầu năm 2013, góp phần quan trọng trong việc kinh doanh LPG của PV GAS. Tổng công ty cũng đưa vào hoạt

động dự án Mở rộng hệ thống thu gom khí mỏ Rồng - Đồi Mồi, góp phần quan trọng trong việc thu gom lượng khí còn dư của mỏ đưa vào bờ, hạn chế phải đốt bỏ khí ngoài khơi và gia tăng nguồn cung khí cho các hộ tiêu thụ...

Để có được thành công trên, Lãnh đạo PV GAS cho biết Tổng công ty đã nhận được sự chỉ đạo sâu sát từ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, sự phối hợp hỗ trợ của các đơn vị thượng nguồn, các khách hàng. Công tác quản lý điều hành, tổ chức sản xuất tại PV GAS đóng vai trò hết sức quan trọng. Trong đó, công tác phát triển các nguồn khí, sự phối hợp nhịp nhàng với các đơn vị thượng nguồn và hạ nguồn để vận hành an toàn, liên tục với hệ số tin cậy cao, giảm thiểu thời gian dừng bảo dưỡng sửa chữa hay sự cố, tiết kiệm chi phí, tối ưu hóa giá trị gia tăng của sản phẩm, đa dạng hóa sản phẩm, mở rộng thị trường... Bên cạnh đó, công tác nghiên cứu khoa học, hợp tác đầu tư, phát huy sáng kiến, sáng chế được quan tâm đặc biệt và không ngừng đẩy mạnh. Theo thống kê, PV GAS có gần 100 sáng kiến, sáng chế đã được ghi nhận và đưa vào áp dụng, làm lợi cho Tổng công ty hàng trăm tỷ đồng. PV GAS tiếp tục triển khai thực hiện Chương trình hành động, tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản phẩm, tiết kiệm được gần 172 tỷ đồng trong năm 2013.

Đảm bảo tiến độ triển khai các dự án lớn

Trong năm 2014, PV GAS đặt mục tiêu vận hành an toàn, hiệu quả và đảm bảo công tác an ninh an toàn các công trình khí hiện có; đảm bảo hiệu quả trong sản xuất, tiêu thụ khí và các sản phẩm khí ở mức tối đa trong khả năng cho các khách hàng. Cụ thể, PV GAS sẽ cung cấp 9.510 triệu m³ khí khô, 47.200 tấn condensate, sản xuất và tiêu thụ 940.465 tấn LPG, cùng với các đơn vị thành viên đáp ứng trên 70% nhu cầu LPG của cả nước. Đồng thời, Tổng công ty tập trung kiểm soát và đảm bảo tiến độ, vốn cho các dự án đầu tư xây dựng, đặc biệt là các dự án thu gom, chế biến, tàng trữ và phân phối khí; lấy lĩnh vực khí và dịch vụ khí làm trọng tâm, tiếp tục rà soát công tác đầu tư ra bên ngoài, điều chỉnh danh mục loại hình các dự án, vốn đầu tư phù hợp, đảm bảo hiệu quả; tiết giảm chi phí trong hoạt động sản xuất kinh doanh; quản lý/khai thác có hiệu quả các hợp đồng mua, bán, vận chuyển khí; tập trung đầu tư xây dựng và phát triển thương hiệu PV GAS trong và ngoài nước.

Mục tiêu của PV GAS trong những năm tới là: phát triển PV GAS vững mạnh, an toàn, chất lượng, hiệu quả, hiện đại; phạm vi hoạt động hoàn chỉnh trong tất cả các khâu thu gom, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, kinh doanh, dịch vụ và xuất nhập khẩu khí và sản phẩm khí; tập trung đẩy mạnh công tác đầu tư cơ sở hạ tầng công nghiệp khí trên phạm vi cả nước; tham gia thị trường quốc tế.

Để thực hiện mục tiêu đề ra, ngoài việc đảm bảo vận hành an toàn, hiệu quả các công trình khí hiện có, PV GAS đang triển khai hàng loạt các dự án lớn. Dự án LNG 1 triệu tấn/năm tại Bà Rịa - Vũng Tàu (tổng mức đầu tư trên 220 triệu USD, dự kiến hoàn thành vào năm 2017) là dự án

Trong năm 2013, cổ phiếu GAS tiếp tục làm nóng thị trường chứng khoán và được Tạp chí Forbes đánh giá đứng thứ 2 trên sàn giao dịch chứng khoán Việt Nam. Từ thành công này, Lãnh đạo PV GAS mong muốn đạt được các mục tiêu: tăng nguồn vốn đầu tư từ việc huy động vốn của các cổ đông; hoạt động sản xuất kinh doanh minh bạch hơn nhờ có sự giám sát của các cổ đông; tạo cơ hội tốt để tìm các đối tác chiến lược, qua đó học hỏi, tiếp nhận công nghệ tiên tiến, phong cách quản lý hiện đại...

nhập LNG từ nước ngoài về Việt Nam đầu tiên để bổ sung cho phần khí thiếu hụt trong nước. Dự án Nam Côn Sơn 2 giai đoạn 1 (tổng mức đầu tư trên 400 triệu USD, dự kiến hoàn thành tháng 6/2015) là dự án thu gom khí từ mỏ Thiên Ưng ngoài khơi Việt Nam để đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ. Dự án khí Đại Hùng (tổng mức đầu tư gần 100 triệu USD, dự kiến hoàn thành tháng 6/2015) là dự án thu gom khí từ mỏ Đại Hùng ngoài khơi Việt Nam để đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ. Dự án khí Thái Bình (tổng mức đầu tư trên 150 triệu USD, dự kiến hoàn thành tháng 6/2015) là dự án thu gom khí từ mỏ Thái Bình và Hàm Rồng ngoài khơi Việt Nam để đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ thấp áp khu vực Thái Bình và các tỉnh phía Bắc. Ngoài ra, PV GAS cũng đang tích cực xúc tiến triển khai các dự án khác như dự án Lô B - Ô Môn với tổng mức đầu tư dự kiến trên 1,1 tỷ USD để đưa khí Lô B về Cần Thơ; dự án LNG Bình Thuận với tổng mức đầu tư dự kiến trên 1,3 tỷ USD để nhập LNG về Việt Nam...

Với nỗ lực và quyết tâm vượt khó, PV GAS đang vững bước đi lên, phấn đấu thực hiện Chiến lược phát triển: "Đóng vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, phát triển ra thị trường quốc tế, có tên trong các thương hiệu mạnh của ngành khí châu Á".

Nguyễn Cẩm



Kho LPG lạnh Thị Vải được PV GAS đưa vào hoạt động an toàn từ đầu năm 2013. Ảnh: PV GAS



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất:

Đã sản xuất trên 25 triệu tấn sản phẩm các loại

Tính đến hết ngày 31/12/2013, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã vận hành 498 ngày đêm liên tục, an toàn và hiệu quả ở công suất thiết kế tính từ thời điểm kết thúc đợt bảo dưỡng cuối cùng vào tháng 8/2012. Từ khi đưa Nhà máy vào vận hành đến hết năm 2013, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nhập an toàn 351 chuyến dầu thô, sản xuất và bán ra thị trường 25 triệu tấn sản phẩm các loại, tổng doanh thu đạt 496,48 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 77 nghìn tỷ đồng.

Về đích trước kế hoạch 54 ngày

Năm 2013 ghi đậm dấu ấn với sự chỉ đạo sáng suốt, quyết liệt và tầm nhìn chiến lược, sâu rộng, sự hỗ trợ tạo điều kiện tối đa của Chính phủ, các Bộ/ Ngành, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, của tỉnh Quảng Ngãi bằng việc áp dụng các giải pháp đột phá, tạo bước ngoặt, mở đường cho sự phát triển mạnh mẽ lĩnh vực lọc hóa dầu ở Việt Nam, trong đó có Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Trong năm 2013, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã hoàn thành tất cả các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh trước 54 ngày, sản xuất và bán ra thị trường 6,6 triệu tấn sản phẩm các loại, đạt 117% kế hoạch năm, tăng 1,1 triệu tấn sản phẩm so với năm 2012. Tổng doanh thu của Công ty đạt trên 150 nghìn tỷ đồng, đạt 137% kế hoạch năm, tăng 18% so với năm 2012

và chiếm 20% tổng doanh thu của toàn Tập đoàn. Nộp ngân sách Nhà nước trên 27,4 nghìn tỷ đồng, đạt 205% kế hoạch năm, tăng 56% so với năm 2012, chiếm 15% tổng thu ngân sách Nhà nước của toàn Tập đoàn và 3,5% tổng thu ngân sách Quốc gia.

Từ khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được đưa vào vận hành đến hết năm 2013, BSR đã nhập an toàn 351 chuyến dầu thô với tổng khối lượng 27,6 triệu tấn, sản xuất và bán ra thị trường 25 triệu tấn sản phẩm các loại. Tổng doanh thu đạt 496,48 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt khoảng 77 nghìn tỷ đồng. Đến cuối năm 2013, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã vận hành 498 ngày đêm liên tục, an toàn và hiệu quả ở công suất thiết kế tính từ thời điểm kết thúc đợt bảo dưỡng cuối cùng vào tháng 8/2012, không có tai nạn lao động mất

ngày công, không xảy ra sự cố về an ninh, an toàn và môi trường ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất kinh doanh cũng như cộng đồng dân cư.

Với những thành tích trên Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã góp phần nâng cao uy tín thương hiệu ngành lọc - hóa dầu non trẻ của Việt Nam trên trường quốc tế; đánh dấu sự trưởng thành vượt bậc của đội ngũ cán bộ quản lý, điều hành, đặc biệt là đội ngũ nhân lực vận hành đã không ngừng học hỏi vươn lên làm chủ công tác vận hành và bảo dưỡng Nhà máy. Hiện nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được điều hành bởi một đội ngũ cán bộ chuyên nghiệp, hệ thống quản lý tiên tiến, cùng với đội ngũ nhân viên vận hành có nhiều kinh nghiệm, luôn tuân thủ nghiêm ngặt các quy định chặt chẽ của Công ty và các tiêu chuẩn quốc tế về vấn đề an toàn trong vận hành nhà máy lọc dầu.

Bên cạnh đó, BSR đẩy mạnh phong trào phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật và được cán bộ, công nhân viên nhiệt tình hưởng ứng. Ước tính trong năm 2013, đã có hàng nghìn lượt sáng kiến cải tiến kỹ thuật được áp dụng vào thực tiễn hoạt động sản xuất, tiết giảm hàng trăm tỷ đồng và góp phần quan trọng nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của Công ty.



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được điều hành bởi một đội ngũ cán bộ chuyên nghiệp, hệ thống quản lý tiên tiến, cùng với đội ngũ nhân viên vận hành có nhiều kinh nghiệm. Ảnh: CTV

Bảo dưỡng tổng thể định kỳ

Trong năm 2014, BSR tập trung mọi nguồn lực để hoàn thành nhiệm vụ trọng tâm là vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định và tối ưu hóa quá trình sản xuất để nâng cao hiệu quả, đảm bảo các tiêu chuẩn môi trường theo quy định. Công ty phấn đấu hoàn thành vượt mức mục tiêu chính là sản xuất trên 5,18 triệu tấn sản phẩm các loại; doanh thu đạt trên 113,6 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước trên 13,7 nghìn tỷ đồng.

Đặc biệt, BSR sẽ hoàn thành tốt nhiệm vụ bảo dưỡng tổng thể định kỳ lần thứ 2 sẽ được triển khai trong tháng 5 và tháng 6/2014 với tổng thời gian là 57 ngày; tiếp tục thực hiện phương án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cổ phần hóa và triển khai các dự án đầu tư theo đúng kế hoạch đề ra. Đồng thời, Công ty từng bước tìm nguồn dầu thô thay thế dầu Bạch Hổ, hoàn thiện hệ thống tiêu chuẩn, định mức kinh tế kỹ thuật để tiết kiệm chi phí sản xuất, tăng cường đào tạo và nâng cao kỹ năng quản lý - quản trị, đẩy mạnh phong trào thi đua "An toàn - Trách nhiệm - Chuyên nghiệp" và "Kỷ cương - Sáng tạo và Đoàn kết"...

Theo TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, những thành tích BSR đạt được trong năm 2013 đã góp phần xứng đáng vào sự thành công chung của toàn Ngành Dầu khí Việt Nam. Trong năm 2014, BSR phải tập trung tối ưu hóa sản xuất, tiết kiệm chi phí gắn liền với việc nâng cao trình độ chuyên môn, nghiệp vụ của đội ngũ kỹ sư và công nhân kỹ thuật; tiếp tục tìm kiếm nguồn dầu thô thay thế nguồn dầu Bạch Hổ; thực hiện phương án nâng cấp mở rộng công suất của nhà máy theo đúng kế hoạch, lập kế hoạch chi tiết việc triển khai bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lần thứ 2 bám sát phương châm hành động của toàn Tập đoàn để tổ chức thực hiện nhiệm vụ sản xuất kinh doanh an toàn, ổn định và phát triển bền vững.

Ngọc Lâm

Về đích trước kế hoạch 48 ngày với tổng sản lượng điện năm 2013 đạt 16,17 tỷ kWh, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đã khẳng định vai trò là nhà cung cấp điện lớn thứ hai của đất nước, xây dựng nền móng vững chắc phát triển lĩnh vực công nghiệp điện của Ngành Dầu khí Việt Nam.



SỰ TRƯỞNG THÀNH, LỚN MẠNH, BỀN VỮNG

Về đích trước kế hoạch 48 ngày

Nhờ triển khai đồng bộ các giải pháp để vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện, PV Power đã hoàn thành vượt mức kế hoạch đề ra của năm 2013 và về đích trước 48 ngày chỉ tiêu tổng sản lượng điện, doanh thu, lợi nhuận, nộp ngân sách Nhà nước. PV Power đã 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 về kỹ thuật vận hành, thực hiện tốt quy chế phối hợp vận hành các nhà máy điện, đảm bảo duy động tối đa công suất phát điện của các nhà máy.

Kết quả, PV Power đã sản xuất và cung cấp cho lưới điện Quốc gia 16,17 tỷ kWh, tăng 6% so với năm 2012, góp phần cùng

ngành điện đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Các chỉ tiêu tài chính của Tổng công ty hết sức khả quan với doanh thu toàn Tổng công ty đạt 24.208 tỷ đồng, tăng 4% so với năm 2012; lợi nhuận trước thuế đạt 659 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 976 tỷ đồng, vượt 17% so với kế hoạch năm. Đây là kết quả của sự chủ động trong điều hành sản xuất, sự đoàn kết nhất trí và nỗ lực, cố gắng không mệt mỏi của tập thể cán bộ, công nhân viên, người lao động PV Power. Kết quả đó không những có ý nghĩa về mặt kinh tế và khẳng định sự trưởng thành, lớn mạnh bền vững của PV Power mà còn có ý nghĩa hết sức to lớn trong việc đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Công tác triển khai các dự án đầu tư của PV Power đảm bảo tiến độ, yêu cầu và kế hoạch đề ra. Tổng công ty đã hoàn

thành công tác quyết toán vốn đầu tư dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2; cơ bản hoàn thành Thủy điện Nậm Cắt, Phong điện Phú Quý; đưa vào vận hành thương mại Nhà máy Thủy điện Hòa Na; hoàn thành mục tiêu tích nước hồ chứa Thủy điện Đăkdrinh...

Tổng công ty hiện có 3 nhà máy tham gia thị trường phát điện cạnh tranh trong đó Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 và Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 đã tham gia từ tháng 7/2012 và Nhà máy Thủy điện Hòa Na chính thức tham gia thị trường từ ngày 1/11/2013. Năm 2013, các nhà máy điện đã vận hành với thông số đảm bảo theo đúng tiêu chuẩn của Nhà sản xuất và tốt hơn so với định mức kinh tế kỹ thuật được phê duyệt. Các tổ máy cũng vận hành an toàn tuyệt đối, không để xảy ra sự cố ảnh hưởng đến môi trường, hiệu quả sản xuất điện được nâng cao.

Tối ưu hóa hiệu quả hoạt động các nhà máy điện

Bước sang năm 2014, PV Power phấn đấu tổng sản lượng điện sản xuất vượt mức 15,7 tỷ kWh, doanh thu đạt 23.758 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 517 tỷ đồng. Đồng thời, Tổng công ty sẽ đảm bảo vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện hiện có; tập trung các nguồn lực để hoàn thành các dự án do PV Power làm chủ đầu tư; tiếp nhận và sử dụng, bảo toàn vốn, tài sản do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao, đảm bảo Công ty mẹ và các đơn vị thành viên hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả...

Tổng công ty sẽ phối hợp chặt chẽ với các đơn vị liên quan trong công tác vận hành/sửa chữa bảo dưỡng các

nhà máy điện nhằm sẵn sàng đáp ứng huy động tối đa công suất, đảm bảo đủ nguồn nhiên liệu khí/than để sản xuất an toàn, hiệu quả. Tăng cường công tác kiểm tra, giám sát về công tác quản lý kỹ thuật nhằm giảm thiểu tối đa các rủi ro có thể xảy ra, có phương án ngăn ngừa xử lý kịp thời, nâng cao độ khả dụng của các tổ máy/nhà máy, không để xảy ra sự cố do yếu tố chủ quan gây ra. PV Power sẽ tiếp tục rà soát định mức kinh tế kỹ thuật nhằm tiết kiệm chi phí sản xuất, giảm tối đa tỷ lệ sử dụng điện tự dùng, thực hành tiết kiệm, chống lãng phí nhằm hạ giá thành sản xuất điện, tăng khả năng cạnh tranh với các nhà máy điện khác trong hệ thống. Bên cạnh đó, PV Power tiếp tục thực hiện các giải pháp nhằm tối ưu hóa hiệu quả hoạt động của các nhà máy điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh...

Theo định hướng phát triển, đến năm 2015 PV Power sẽ trở thành Tổng công ty công nghiệp thương mại mạnh, sản xuất kinh doanh điện và các sản phẩm dịch vụ liên quan, xây dựng PV Power thành thương hiệu mạnh, có uy tín trong khu vực và trên thị trường quốc tế. Đẩy mạnh xây dựng và phát triển nguồn điện, sản xuất kinh doanh điện đa năng, phấn đấu đứng đầu cả nước về sản lượng điện khí, đứng thứ hai sau EVN về tổng sản lượng thủy điện và tổng sản lượng điện cung cấp. Từ nay đến năm 2015, tổng sản lượng điện của PV Power sẽ chiếm từ 15 - 20% tổng công suất toàn quốc và tới năm 2025 dự kiến sẽ chiếm từ 25 - 30%. Hiện PV Power đang tập trung phát triển các dự án nhiệt điện than, điện khí, đồng thời chú trọng phát triển nguồn năng lượng sạch...

Nguyễn Hằng



PV OIL TÁI CẤU TRÚC toàn diện

Trong bối cảnh thị trường dầu thô và sản phẩm dầu năm 2013 tăng giảm với biên độ lớn, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã thực hiện xuất khẩu/bán an toàn, hiệu quả 14,8 triệu tấn dầu thô; cung cấp kịp thời, đầy đủ dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và đẩy mạnh hoạt động kinh doanh dầu quốc tế. Đồng thời, PV OIL đang có những bước đi mạnh mẽ và vững chắc để thực hiện thành công các mục tiêu đã đề ra trong Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015.

Xuất khẩu/bán an toàn 14,8 triệu tấn dầu thô

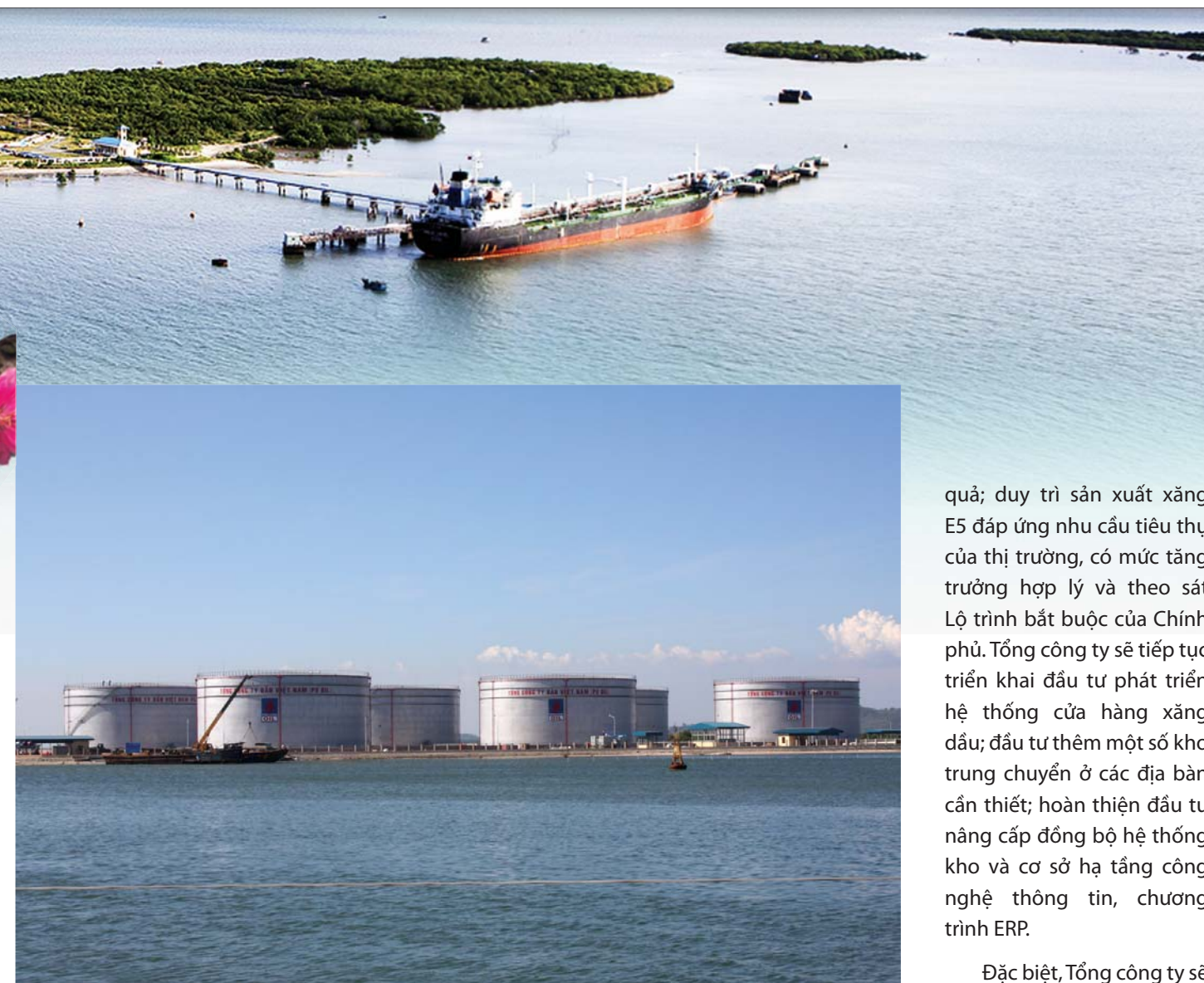
Lãnh đạo PV OIL cho biết, Tổng công ty đã xuất khẩu/bán an toàn, hiệu quả toàn bộ dầu thô khai thác trong và ngoài nước (với 14,8 triệu tấn dầu thô, đạt 103% kế hoạch năm) và cung cấp kịp thời, đầy đủ dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Năm 2013 đánh dấu một mốc son quan trọng trong quá trình phát triển của PV OIL khi xuất bán an toàn và thành công tấn dầu thô thứ 300 triệu kể từ ngày xuất bán lô dầu thô đầu tiên vào tháng 4/1987. Với tổng giá trị xuất bán đạt gần 120 tỷ USD, chiếm trên 20% tổng thu ngân sách Nhà nước hàng năm đã khẳng định vị trí vai trò quan trọng của PV OIL trong hoạt động xuất khẩu/bán dầu thô trong nước.

Đồng thời, PV OIL đẩy mạnh hoạt động kinh doanh dầu quốc tế với 2,02 triệu tấn, doanh thu đạt trên 37 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 16 tỷ đồng, hoàn thành 272% kế hoạch, tỷ suất lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu đạt 36%. Tổng công ty cũng đẩy mạnh sản xuất, sử dụng tối ưu nguồn condensate khai thác trong nước, gia tăng lợi nhuận sản xuất kinh doanh. Sản lượng sản xuất xăng dầu, dầu mỡ nhờn đạt 560 nghìn m³/tấn (đạt 113% kế hoạch và tăng 20% so với thực hiện năm 2012). PV OIL cũng tạo được bước đột phá trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh dầu mỡ nhờn, thông qua việc phát triển sản phẩm PV OIL Lube trong hệ thống

phân phối xăng dầu của PV OIL với sản lượng tiêu thụ đạt 3,4 nghìn tấn.

Đặc biệt, PV OIL đã hoàn thành tốt nhiệm vụ chính trị với vai trò là một đơn vị đầu mối góp phần bình ổn thị trường xăng dầu; đảm bảo nguồn hàng và chất lượng theo nhu cầu thị trường; đảm bảo hiệu quả kinh doanh. Trong từng giai đoạn, PV OIL đã chủ động điều chỉnh chính sách kinh doanh phù hợp với tình hình thực tế, đảm bảo hiệu quả cao nhất trong hoạt động kinh doanh xăng dầu. Đồng thời, công tác điều hành nguồn linh hoạt, duy trì tồn kho ở mức an toàn và hợp lý, đảm bảo đủ nguồn cung ứng ra thị trường, cũng góp phần tối ưu lợi nhuận trong hoạt động kinh doanh xăng dầu.

Trong điều kiện kinh doanh xăng dầu còn nhiều khó khăn, PV OIL đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch, đặc biệt là chỉ tiêu lợi nhuận trước thuế hợp nhất với 750 tỷ đồng (bằng 119% kế hoạch năm, tăng 39% so với thực hiện năm 2012 và hơn 200% so với năm 2011). Năm 2013, PV OIL vẫn duy trì sản lượng kinh doanh xăng dầu với 2,98 triệu m³/tấn, đồng thời chuyển dịch cơ cấu bán hàng qua các kênh tiêu thụ trực tiếp mang tính ổn định, bền vững, giảm thiểu chi phí qua các kênh trung gian. Sản lượng và tỷ trọng bán hàng vào các kênh tiêu thụ trực tiếp tiếp tục tăng trưởng, tỷ trọng kênh cửa hàng xăng dầu đạt 13%, kênh đại lý trực tiếp đạt 46%, phát triển mới 41 cửa hàng xăng dầu...



Kho xăng dầu Cù Lao Tào. Ảnh: CTV

Đổi mới PV OIL một cách toàn diện

Năm 2014, PV OIL đặt mục tiêu doanh thu hợp nhất đạt 81.812 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế hợp nhất 124 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 4.418 tỷ đồng. Trên cơ sở đó, Tổng công ty sẽ thực hiện đồng bộ các giải pháp để hoàn thành tốt nhiệm vụ trọng tâm là xuất nhập khẩu, kinh doanh dầu thô và cung cấp dầu thô nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với chi phí tối ưu và hiệu quả tối đa. Đồng thời, PV OIL đảm bảo cung ứng xăng dầu cho thị trường; tập trung phát triển thị phần bán lẻ trực tiếp thông qua các kênh đại lý trực tiếp và cửa hàng xăng dầu; tiếp tục giữ vững và phát huy hiệu quả kinh doanh phân phối xăng dầu tại thị trường Lào.

PV OIL cũng sẽ tiếp tục đẩy mạnh sản xuất xăng dầu từ các nguồn condensate trong nước, nghiên cứu các loại phụ gia để pha chế xăng A92 đạt chất lượng và hiệu

quả; duy trì sản xuất xăng E5 đáp ứng nhu cầu tiêu thụ của thị trường, có mức tăng trưởng hợp lý và theo sát Lộ trình bắt buộc của Chính phủ. Tổng công ty sẽ tiếp tục triển khai đầu tư phát triển hệ thống cửa hàng xăng dầu; đầu tư thêm một số kho trung chuyển ở các địa bàn cần thiết; hoàn thiện đầu tư nâng cấp đồng bộ hệ thống kho và cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin, chương trình ERP.

Đặc biệt, Tổng công ty sẽ tập trung nguồn lực để thực hiện và hoàn thành việc tái

cấu trúc PETEC; triển khai việc thoái vốn của PV OIL tại các công ty con xuống còn 51% để bổ sung nguồn vốn kinh doanh và đầu tư phát triển hệ thống; tiếp tục triển khai các dự án thành phần của dự án "Một PV OIL" để đổi mới toàn diện, nâng cao năng lực quản trị điều hành và sức cạnh tranh của PV OIL, vượt qua những khó khăn thách thức của năm 2014 và các năm tiếp theo.

Về kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, PV OIL đang có bước đi mạnh mẽ và vững chắc để thực hiện thành công các mục tiêu đã đề ra: tham gia phát triển khâu hạ nguồn của ngành dầu khí, phấn đấu trở thành đơn vị hàng đầu trong nước trong lĩnh vực xuất nhập khẩu kinh doanh dầu thô và sản phẩm dầu; tăng trưởng sản lượng kinh doanh xăng dầu đạt 5%/năm; hoàn thiện mạng lưới phân phối đảm bảo ổn định 20% thị phần và tỷ trọng bán lẻ và đại lý trực tiếp đạt tối thiểu 60%.

Hồng Hạnh

PTSC với chiến lược XUẤT KHẨU DỊCH VỤ KỸ THUẬT DẦU KHÍ

Phát huy thế mạnh của đơn vị dịch vụ kỹ thuật hàng đầu của Petrovietnam, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã tập trung nguồn lực để phát triển 6 lĩnh vực dịch vụ cốt lõi, đảm bảo cung cấp dịch vụ kỹ thuật dầu khí chuyên ngành chất lượng cao, uy tín cho các nhà thầu dầu khí, chú trọng mở rộng thị trường phát triển dịch vụ ra các dự án nước ngoài.



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra chất lượng và tiến độ thực hiện dự án hoán cải FPSO PTSC Lam Sơn. Ảnh: Minh Hoàng

Phát triển lĩnh vực dịch vụ cốt lõi

Năm 2013, PTSC đã tập trung phát triển các lĩnh vực dịch vụ then chốt: cung ứng tàu dịch vụ, dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ căn cứ cảng, dịch vụ vận hành và bảo dưỡng (O&M), dịch vụ chế tạo, lắp đặt các công trình dầu khí, dịch vụ khảo sát địa chấn, địa chất công trình... cho các công ty và nhà thầu dầu khí; tăng cường tìm kiếm các hợp đồng dịch vụ mới; tiết kiệm chi phí nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Do đó, mặc dù thị trường dịch vụ dầu khí không có nhiều khởi sắc nhưng PTSC vẫn hoàn thành vượt mức kế hoạch được giao với doanh thu hợp nhất đạt 24.570 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 1.795 tỷ đồng.

Đối với dịch vụ cung ứng tàu chuyên dụng, Tổng công ty đã thực hiện 181 hợp đồng thuê tàu và 285 thông báo thuê tàu, đáp ứng yêu cầu sản xuất của các công ty, nhà thầu dầu khí. Tổng số ngày làm việc của đội tàu do PTSC quản lý và khai thác là 21.528 ngày, tăng 9,9% so với năm 2012; trong đó có 8 tàu hoạt động an toàn liên tục trong năm (An Bang, Hoa Mai, PTSC Hà Nội, PTSC Hải Phòng, PTSC Thăng Long, PTSC Sài Gòn, PTSC Hương Giang và PTSC Hạ Long). Bên cạnh đó, PTSC đã cung cấp tàu bảo

vệ cho công tác khảo sát địa chấn, địa chất công trình; tàu trực an ninh, trực bảo vệ mỏ, góp phần thực hiện tốt nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền biển đảo; thực hiện tốt nhiệm vụ cung cấp tàu lai dắt và trực ứng cứu sự cố tràn dầu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Dịch vụ cơ khí dầu khí tiếp tục có đóng góp đáng kể vào sự tăng trưởng của PTSC trong năm 2013. Việc tổ chức thực hiện các dự án cơ khí chế tạo, đóng mới các công trình dầu khí ngoài khơi đảm bảo chất lượng, tiến độ. Tổng công ty đã hoàn thành dự án Biển Đông 1, Hải Sư Trắng/Hải Sư Đen, Thăng Long - Đông Đô; tổ chức triển khai thực hiện đúng tiến độ dự án Dừa, Sư Tử Nâu, HRD, Sư Tử Vàng Tây Nam, chế tạo giàn khoan dầu khí Tam Đảo 05...

Bên cạnh đó, PTSC quản lý, khai thác, vận hành tàu FPSO Ruby II, FSO PTSC Biển Đông 1 hoạt động an toàn, hiệu quả; đón đố các nhà thầu thực hiện dự án FPSO cho Lam Sơn JOC theo tiến độ điều chỉnh. Ngoài ra, PTSC phối hợp chặt chẽ với các bên liên quan, theo dõi thông tin phản hồi từ khách hàng và tổ chức triển khai chuẩn bị tốt các dự án FSO cho Chevron, FPSO Hàm Rồng/Côn Sơn, HR Mopsu cho Petronas theo kế hoạch. Dịch vụ căn cứ cảng, dịch vụ vận chuyển, lắp đặt, đấu nối, vận hành, sửa chữa

và bảo dưỡng các công trình dầu khí; dịch vụ khảo sát địa chấn, địa chất công trình và khảo sát sửa chữa công trình ngầm bằng ROV được PTSC triển khai tích cực.

Mở rộng thị trường ra nước ngoài

Nhiệm vụ trọng tâm mà PTSC đặt ra trong năm 2014 là quản lý và khai thác an toàn, hiệu quả đội tàu dịch vụ chuyên dụng, đảm bảo chiếm lĩnh 100% thị trường cung cấp tàu dịch vụ, tàu bảo vệ cho thị trường trong nước; tăng cường cung cấp dịch vụ tàu cho các dự án thăm dò dầu khí của Petrovietnam tại nước ngoài, đặc biệt là thị trường Myanmar và Malaysia. Tổng công ty sẽ phối hợp chặt chẽ với Quân chủng Hải quân cung cấp tàu trực an ninh cho tất cả các công ty dầu khí tại Việt Nam, đảm bảo tuyệt đối an toàn về người và phương tiện, góp phần thực hiện tốt nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền biển đảo.

Đồng thời, PTSC triển khai hiệu quả, an toàn, chất lượng và đúng tiến độ các dự án Sư Tử Nâu, HRD, Sư Tử Vàng 6X...; xây dựng và triển khai chương trình đào tạo cho cán bộ trong diện quy hoạch và đào tạo chuyên môn cho nhân sự thiết kế công trình dầu khí nhằm phát triển đội ngũ thiết kế của PTSC ngày càng mạnh và ngang tầm quốc tế. Tổng công ty sẽ đẩy mạnh dịch vụ cung ứng, quản lý và vận hành các kho nổi chứa, xuất và xử lý dầu thô; quản lý và khai thác an toàn hiệu quả các kho nổi FPSO Ruby II cho Petronas, FSO cho Bien Dong POC và FPSO cho Lam Son JOC, đảm bảo thời gian làm việc liên tục trên 99% đáp ứng yêu cầu của khách hàng. Tiếp tục đảm bảo thực hiện tốt việc cung cấp nhân sự vận hành tàu cho các tàu FSO Orkid, Thái Bình VN, MV12, phần đầu từng bước tăng tỷ trọng cung cấp nhân sự vận hành và dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa tàu; chuẩn bị nguồn lực để tham gia thực hiện các dự án cung cấp FPSO/FSO cho Chevron, Cón Sơn, PCVL...

Bên cạnh đó, PTSC khai thác an toàn, hiệu quả hệ thống căn cứ cảng dịch vụ dầu khí; tổ chức triển khai an toàn, chất lượng, đúng tiến độ và hiệu quả các dự án vận chuyển, lắp đặt, đấu nối, chạy thử, vận hành và bảo dưỡng (O&M) các công trình dầu khí biển, đáp ứng yêu cầu các nhà thầu dầu khí; tiếp tục phát triển dịch vụ sửa chữa, cải tạo, nâng cấp các công trình dầu khí biển.

PTSC tiếp tục đẩy mạnh dịch vụ khảo sát địa chấn, địa chất công trình và khảo sát sửa chữa công trình ngầm bằng ROV, tổ chức quản lý, khai thác an toàn, hiệu quả các tàu khảo sát địa chấn 2D Bình Minh 02, tàu khảo sát địa chấn 3D Amadeus và tàu khảo sát địa vật lý PTSC Surveyor, PTSC Researcher. Giữ vững và phát triển thị phần, đảm bảo chiếm 100% thị phần cung cấp dịch vụ khảo sát địa vật lý, địa chất công trình trong nước, từng bước phát triển ra thị trường nước ngoài. Thực hiện tốt lộ trình đào tạo nhân sự kỹ thuật, quản lý để nhanh chóng tiếp thu công nghệ và thay thế dần nhân sự Việt Nam vào làm việc tại các vị trí quan trọng trên tàu. Bên cạnh đó, PTSC tiếp tục phát triển các dịch vụ phụ trợ xung quanh dịch vụ cốt lõi, có nhu cầu về hàm lượng chất xám cao như: định vị, xử lý số liệu, thí nghiệm, lập báo cáo...; đưa phòng thí nghiệm mẫu đất vào hoạt động. Duy trì chiếm lĩnh hoàn toàn mảng dịch vụ ROV hỗ trợ khoan và khảo sát In-water trong nước; hỗ trợ xây lắp trong nước và phát triển đưa dịch vụ ROV của PTSC ra thị trường nước ngoài.

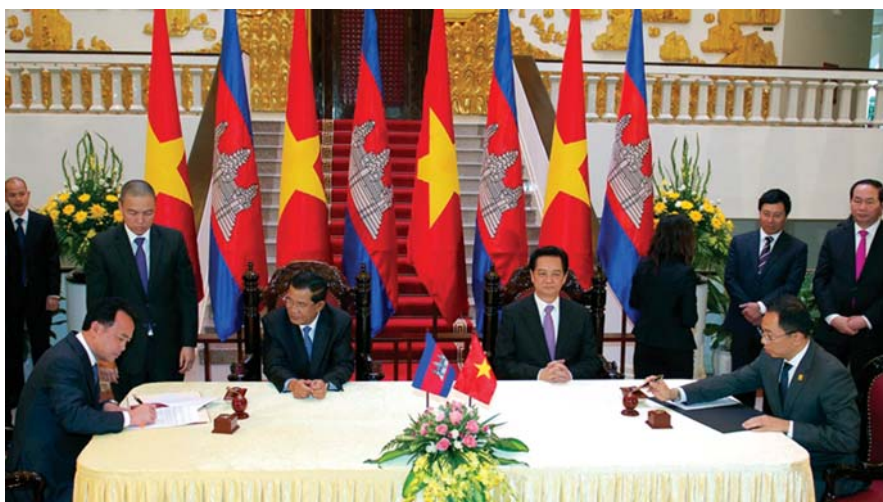
Kiên trì mục tiêu phát triển bền vững, PTSC đang tiến từng bước vững chắc để làm chủ biển lớn, trở thành doanh nghiệp mạnh có thương hiệu trong khu vực và trên thế giới trong lĩnh vực cung cấp các dịch vụ kỹ thuật dầu khí.

Kiểu Trang



NHÀ MÁY ĐẠM PHÚ MỸ cán mốc sản lượng 7 triệu tấn urea

Sau 10 năm vận hành, Nhà máy Đạm Phú Mỹ do Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) trực tiếp quản lý đã cán mốc sản lượng 7 triệu tấn urea vào 10 giờ 5 phút ngày 20/12/2013. Với việc cung ứng kịp thời phân đạm ra thị trường, PVFCCo đã góp phần quan trọng đảm bảo nguồn phân bón cho sản xuất nông nghiệp.



Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Campuchia chứng kiến Lễ ký biên bản ghi nhớ giữa PVFCCo và NCFC. Ảnh: Nhật Bắc

Giữ vững nhịp độ tăng trưởng

Năm 2013, PVFCCo đã giữ vững nhịp độ tăng trưởng và đạt được kết quả cao trong hoạt động sản xuất kinh doanh: lợi nhuận trước thuế về đích trước 3 tháng, hoàn thành kế hoạch sản xuất urea trước 20 ngày, tổng doanh thu đạt 104% kế hoạch năm, nộp ngân sách Nhà nước đạt 172% kế hoạch năm, góp phần quan trọng đảm bảo nguồn phân bón cho sản xuất nông nghiệp. Bên cạnh đó, Tổng công ty đã tiếp tục làm tốt công tác thông tin dự báo diễn biến thị trường kịp thời giúp PVFCCo đưa ra những quyết sách phù hợp trong công tác chuẩn bị nguồn hàng và xây dựng giá bán sát giá thị trường; thông qua việc thường xuyên tổ chức/tham gia các hội thảo chuyên đề, góp phần quảng bá thương hiệu PVFCCo/Đạm Phú Mỹ ở trong và ngoài nước, thực hiện hiệu quả các chương trình an sinh xã hội...

Đặc biệt, PVFCCo đã hoàn thành công tác bảo dưỡng tổng thể định kỳ Nhà máy Đạm Phú Mỹ trước 38 giờ so với kế hoạch và đạt cả 4 chỉ tiêu về an toàn, chất lượng, tiến độ và chi phí. PVFCCo đã xác lập kỷ lục 188 ngày chạy liên tục không ngừng máy tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ và được nhà bản quyền công nghệ Haldor Topsoe trao tặng Giấy chứng nhận vận hành xuất sắc. Nhà máy Đạm Phú Mỹ là nhà máy thứ 2 trên thế giới đạt được kỷ lục này.

Mở rộng hệ thống phân phối trong và ngoài nước

Năm 2014, thị trường phân bón trong nước được dự báo sẽ dư thừa nguồn cung. Đối diện với thách thức này, Lãnh đạo PVFCCo cho biết, nhiệm vụ trọng tâm của Tổng công ty trong năm 2014 là sản xuất kinh doanh đảm bảo an toàn, hiệu quả, tiết kiệm, tăng cường gắn kết với các đại lý, sáng tạo trong phương thức tiêu thụ, đa dạng hóa sản phẩm (ngắn hạn cũng như dài hạn), làm tốt công tác xuất khẩu...

Đồng thời với việc giữ vững và mở rộng mạng lưới phân phối phân bón trong nước, PVFCCo đã từng bước nghiên cứu xây dựng hệ thống phân phối tại thị trường nước ngoài (thị trường Campuchia, Lào, Myanmar). Đầu năm 2013, PVFCCo đã chính thức nhận giấy phép thành lập Văn phòng đại diện tại Myanmar nhằm triển khai chiến lược xuất khẩu phân đạm ra nước ngoài. Bước đầu, PVFCCo đã xuất thử 1.000 tấn phân đạm sang Myanmar với nhiều tín hiệu tích cực.

Trong chuyến thăm chính thức Việt Nam của Thủ tướng Samdech Techo Hun Sen, ngày 26/12/2013, PVFCCo đã ký kết biên bản ghi nhớ hợp tác kinh doanh phân bón với Công ty Phân bón và Hóa chất Campuchia (NCFC). Theo đó, PVFCCo và NCFC sẽ hợp tác chặt chẽ để phân phối các sản phẩm phân bón Phú Mỹ với chất lượng cao, giá cả hợp lý tại thị trường Campuchia, góp phần đẩy

mạnh việc phát triển nông nghiệp và hỗ trợ nông dân tại thị trường này. Campuchia là một trong những thị trường xuất khẩu mục tiêu của PVFCCo trong những năm gần đây. PVFCCo đã thành lập Chi nhánh tại Phnom Penh từ năm 2011 và đến nay đã xuất khẩu khoảng 32.500 tấn phân bón (chủ yếu là sản phẩm Đạm Phú Mỹ và Đạm Cà Mau) sang thị trường này. Ngoài việc ký kết hợp đồng phân phối sản phẩm với các đại lý lớn, Chi nhánh PVFCCo tại Campuchia cũng bán hàng trực tiếp tới các đại lý nhỏ ở các tỉnh nhằm phát triển hệ thống phân phối và triển khai nhiều hoạt động hỗ trợ kỹ thuật nông dân Campuchia.

Nâng cao chất lượng và đa dạng hóa sản phẩm

Trong năm 2014, PVFCCo đặt mục tiêu sản xuất 800.000 tấn và tiêu thụ 800.000 tấn Đạm Phú Mỹ. Trên cơ sở đó, PVFCCo triển khai đồng bộ các giải pháp, trong đó chú trọng giải pháp về sản xuất, kỹ thuật và công nghệ. Cụ thể, Tổng công ty sẽ vận dụng các quy chế, quy định và quy trình để đảm bảo Nhà máy vận hành ổn định, an toàn, sản phẩm đạt chất lượng và công suất cao; áp dụng và kiểm soát chặt chẽ việc thực hiện bộ định mức tiêu hao nguyên vật liệu, phụ liệu hóa chất; thực hành tiết kiệm tối đa trong sản xuất. Tận dụng kinh nghiệm, giảm thiểu tối đa thời gian dừng máy, thời gian bảo dưỡng định kỳ; chủ động chuẩn bị đủ các chi tiết, vật tư, phụ tùng luôn sẵn sàng cho công tác bảo dưỡng. Nghiên cứu đa dạng hóa

sản phẩm sản xuất. Cải tiến công nghệ, sáng kiến hợp lý hóa sản xuất, bảo dưỡng tiếp cận theo hướng bảo dưỡng dự phòng; tiếp tục đào tạo nâng cao trình độ đội ngũ vận hành - bảo dưỡng Nhà máy theo hướng chuyên sâu, chuyên nghiệp.

Sau 10 năm hoạt động, PVFCCo đã trở thành một trong những doanh nghiệp sản xuất và kinh doanh phân bón lớn nhất Việt Nam, đóng vai trò là công cụ chủ chốt của Nhà nước trong bình ổn thị trường phân bón, góp phần đảm bảo an ninh lương thực quốc gia. Hoạt động hiệu quả của PVFCCo đã mang lại lợi ích hài hòa cho các bên liên quan: người sử dụng, đặc biệt là bà con nông dân, các nhà đầu tư, người lao động trong doanh nghiệp, Nhà nước cũng như nền kinh tế đất nước. Ước tính PVFCCo tiết kiệm cho đất nước 300 triệu USD nhập khẩu phân bón mỗi năm.

Sự thành công của đội ngũ cán bộ kỹ thuật của PVFCCo trong công tác quản lý, vận hành một nhà máy hóa dầu công nghệ cao một cách ổn định, an toàn và hiệu quả đã đánh dấu bước tiến đáng kể trong quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Bên cạnh đó, sự phát triển của bộ phận kinh doanh, với khả năng nhanh chóng nắm bắt các quy luật kinh tế thị trường, các mô hình quản trị hiện đại, các phương pháp kinh doanh tiên tiến, xây dựng được hệ thống phân phối rộng khắp cả nước với 4 công ty con tại các vùng miền, hơn 100 chi nhánh và đại lý cấp 1, gần 3.000 đại lý cấp 2 cùng hệ thống kho đầu mối và kho trung chuyển với sức chứa lớn ngay tại từng vùng tiêu thụ, đảm bảo khả năng cung ứng hàng nhanh chóng, kịp thời và đến tận tay bà con nông dân.

Trên cơ sở đó, PVFCCo đã, đang và sẽ triển khai các kế hoạch dài hạn nhằm mục tiêu phát triển bền vững, gồm các kế hoạch đa dạng hóa sản phẩm, mở rộng thị trường trong nước và quốc tế, hiện đại hóa mô hình quản trị - kinh doanh, phát triển nguồn nhân lực cả về lượng và chất, với phương châm sáng tạo hơn nữa, táo bạo hơn nữa trong tư duy, quyết liệt hơn nữa trong hành động.

Nguyễn Thanh



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: DPM

PV Engineering sẽ mang điện gió đến Côn Đảo

Đầu năm 2014, Nhà máy điện gió huyện Côn Đảo thuộc tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu sẽ được khởi công xây dựng. Đây không chỉ là nguồn năng lượng sạch mà còn rẻ hơn đến trên 35% so với giá thành điện sản xuất từ các trạm phát chạy bằng dầu diesel, nguồn cung cấp điện duy nhất cho Côn Đảo hiện nay.



Lễ ký hợp đồng tổng thầu xây dựng Nhà máy điện gió ở Côn Đảo. Ảnh: PVE

Dự án Nhà máy điện gió huyện Côn Đảo có công suất 4MW do Công ty CP Phát triển Công nghệ Tài nguyên Xanh (Greenmade) là chủ đầu tư, Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí (PV Engineering) là tổng thầu EPC. Ngày 27/12/2013 Greenmade và PV Engineering đã ký kết hợp đồng EPC xây dựng Nhà máy. Theo đó, PV Engineering sẽ thực hiện toàn bộ các công tác khảo sát, đánh giá Hồ sơ dự án đầu tư, thiết kế công nghệ tổng thể, thiết kế chi tiết, mua sắm, vận chuyển, thi công, nghiệm thu, chạy thử, bàn giao và bảo hành cho toàn dự án.

Dự án có tổng mức đầu tư khoảng 345 tỷ đồng, dự kiến xây dựng tại khu vực vịnh Côn Sơn, huyện Côn Đảo (Bà Rịa - Vũng Tàu), cách Tp. Vũng Tàu 185km và Tp. Hồ Chí Minh khoảng 230km. Dự án gồm các hạng mục: 2 turbine lắp đặt trên biển, công suất 2 x 2MW; tuyến cáp ngầm biển 22kV từ turbine gió vào bờ (dài 2,5km); hệ thống điện, điều khiển, thông tin liên lạc của Nhà máy; trung tâm điều hành công nghệ cao; các cơ sở hạ tầng và hệ thống phụ trợ cho nhà máy. Đây là dự án phát triển điện gió độc lập đầu tiên tại Việt Nam được thi công, xây dựng và lắp đặt trên vùng biển xa bờ.

Theo ông Đỗ Văn Thanh - Tổng giám đốc PV Engineering, dự án sẽ khởi công trong đầu năm 2014.

Đồng thời, PV Engineering cũng xúc tiến để chọn nhà thầu cung cấp turbine gió và chọn phương án thiết kế bảo đảm Nhà máy điện đáp ứng đầy đủ tiêu chuẩn quốc tế và có chi phí đầu tư tốt nhất.

Với bề dày kinh nghiệm và thành công thực tế qua các dự án, đặc biệt là từ các dự án ngoài khơi, PV Engineering tự tin sẽ vượt qua mọi khó khăn về điều kiện thi công trên biển, thực hiện thành công dự án nhằm đem lại lợi ích trực tiếp đến cho người dân huyện đảo và hiệu quả cho chủ đầu tư.

Trên cơ sở đó, PV Engineering đã đề xuất với chủ đầu tư áp dụng giải pháp thiết kế nền móng đặc thù của các công trình biển cho phần móng turbine gió của dự án Nhà máy điện gió huyện Côn Đảo nhằm rút ngắn thời gian thi công, thời gian huy động thiết bị/phương tiện thi công, giảm thiểu rủi ro và qua đó tiết kiệm chi phí xây dựng cho dự án. Ngoài ra, bằng việc lập phương án thi công phù hợp cho phép huy động và sử dụng các phương tiện sẵn có trong nước để phục vụ thi công thay vì phải thuê thiết bị của nước ngoài cũng đã tiết kiệm lượng lớn chi phí cho dự án.

Năng lượng gió là nguồn năng lượng sạch, mang lại hiệu quả kinh tế, song cũng có nhược điểm là không đều và không liên tục. Vì vậy, để có thể tận dụng nguồn

năng lượng từ gió để sản xuất điện ổn định và liên tục cho nhu cầu của huyện đảo, Nhà máy điện gió huyện Côn Đảo cần phải có giải pháp phù hợp để bù và hấp thụ công suất trong các trường hợp gió yếu hoặc mạnh bằng cách sử dụng kết hợp các nguồn năng lượng khác để điều hòa công suất đầu ra của hệ thống. Tổng thầu EPC - PV Engineering đã cùng chủ đầu tư - Greenmade nghiên cứu để áp dụng công nghệ phát điện hỗn hợp gió - diesel tiên tiến cho Nhà máy.

Gói giải pháp này gồm các máy phát diesel đáp ứng nhanh, hệ thống tải tiêu thụ (dumpload) và hệ thống điều khiển trung tâm. Máy phát diesel sẽ bù vào năng lượng gió thiếu hụt khi năng lượng gió thấp, trong khi hệ thống tải tiêu thụ có nhiệm vụ hấp thụ năng lượng gió thừa khi phụ tải tiêu thụ thấp. Điểm kỹ thuật cốt lõi của gói giải pháp này yêu cầu phải điều khiển đáp ứng đủ nhanh đảm bảo ổn định hệ thống, chất lượng điện năng để phát lên lưới điện cung cấp cho các hệ thống phân phối, tiêu thụ trực tiếp tới dân cư.

Để thực hiện công việc này, PV Engineering đã nghiên cứu tài liệu của chủ đầu tư để đánh giá tiềm năng gió, lựa chọn các giải pháp công nghệ - điện, tính toán đầu nối, ổn định lưới điện... từ đó thực hiện hoàn chỉnh thiết kế cơ sở tổng thể cho toàn dự án. Thông qua dự án Nhà máy điện gió huyện Côn Đảo, các kỹ sư công nghệ của PV Engineering đã viết thành công chương trình đánh giá và ước lượng năng lượng gió qua đó giúp việc giải nhanh và chính xác các bài toán về năng lượng gió.

Hiện nguồn điện của Côn Đảo chủ yếu được cung cấp từ nhà máy diesel, phần lớn máy móc đã cũ, với giá thành trên 8.000 đồng/kWh. Ngay sau khi hợp đồng EPC được ký

Sau 15 năm xây dựng và phát triển, PV Engineering đã từng bước khẳng định vai trò là đơn vị tư vấn mạnh, bền vững phát triển chuyên sâu các lĩnh vực tư vấn thiết kế, lập dự án đầu tư, khảo sát và quản lý các dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong những năm gần đây tốc độ tăng trưởng của PV Engineering luôn ổn định ở mức 30 - 40%, có đủ năng lực trở thành tổng thầu trong các dự án từ thiết kế kỹ thuật (FEED) cho đến thiết kế chi tiết trong các dự án dầu khí tầm cỡ quốc gia.

Với mục tiêu phát triển PV Engineering theo định hướng chuyên sâu về lĩnh vực tư vấn thiết kế, khảo sát và quản lý dự án từ thượng nguồn đến hạ nguồn, từ các dự án dầu khí từ trên bờ tới ngoài biển, PV Engineering sẽ tập trung phát triển theo chiều sâu các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, cốt lõi theo định hướng của Tập đoàn. Đồng thời, Tổng công ty phát triển công tác đào tạo theo hướng chuyên sâu, đào tạo chuyên gia nhằm nâng cao trình độ, kinh nghiệm của cán bộ công nhân viên, tiến tới làm chủ công nghệ tư vấn thiết kế. Tăng cường đầu tư về phương tiện và trang thiết bị, phần mềm chuyên dụng. Phát triển hợp tác quốc tế để tranh thủ trình độ công nghệ, quản lý và chuyển giao công nghệ... Tiếp tục bám sát, mở rộng thị trường trong và ngoài ngành, xây dựng niềm tin với khách hàng để nâng cao uy tín, hình ảnh của PV Engineering.

kết, chủ đầu tư và tổng thầu sẽ tiếp tục bắt tay ngay vào công tác chuẩn bị, lên kế hoạch và triển khai thực hiện dự án nhằm đưa Nhà máy Điện gió Côn Đảo phát điện thương mại vào cuối năm 2015. Greenmade đã ký hợp đồng mua bán điện với giá cố định là 25US cent/kWh (tương đương 5.300 đồng/kWh). Khi Nhà máy điện gió đi vào hoạt động không chỉ giúp tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu tiết kiệm được khoản chi ngân sách, khoảng 38 tỷ đồng/năm, để bù giá điện cho đảo, mà còn giúp người dân và doanh nghiệp nơi đây mua được điện với giá rẻ hơn.

Minh Cường



Nhà máy điện gió huyện Côn Đảo được xây dựng tại vịnh Côn Sơn, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Ảnh: CTV

SỨC SỐNG MẠNH LIỆT

như đào Thất thốn

Đào Thất thốn là loài hoa vương giả, hiếm và có sức sống mãnh liệt. Từ cái gốc xù xì, khô khốc, đào Thất thốn bật ra đầy sức sống. Những bông hoa màu đỏ thắm, cánh dày, nhị hoa vàng, vươn dài kiêu sa. Đường như, chỉ một bông nở đã làm ấm cả không gian, xua tan giá lạnh của đất trời trong những ngày đầu xuân.

Đào cổ Thất thốn là loại cây có chiều cao bảy thốn (chừng 1m), trồng ba năm mới đơm hoa, và bảy năm cây mới trở hoa kép. Mỗi tầng hoa có bảy cánh đều nhau, chống khít. Thân và cành đào khi mọc dài chừng bảy thốn, tự nó sẽ đổi hướng, nhiều cây còn tự hủy để ra chồi mới.

Đào Thất thốn khác hẳn so với các loại đào khác: vỏ cây đỏ tía, lá xanh đậm, thân xù xì, cành ngắn, hoa có màu đỏ thắm và rất bền. Cái giống đào xù xì, rêu mốc này có sức hút kỳ lạ! Mỗi thốn cành cây (có độ dài bằng đốt ngón tay), có thể ra được 7 hoa, 3 chồi, vì vậy mới được gọi là Thất thốn. Cây như thế hiếm và quý lắm, may ra chỉ được 2 - 3 nụ, hoa đã là quý rồi!

Lá đào Thất thốn Đà Lạt lớn và dài, nõn lá non màu xanh trong khi lá đào Thất thốn Nhật Tân ngắn và nhỏ, nõn lá màu đỏ tía. Tại đốt cây, khoảng cách giữa 2 lá của đào Thất thốn Đà Lạt rất ngắn, cứ 1cm có 5 - 7 lá trong điều kiện ánh sáng thường. Đó chính là lý do khiến chiều cao của cây phát triển chậm. Mỗi năm cành và thân đào phát triển dài thêm được khoảng 3 - 5cm.

Cành và thân đào Thất thốn nói chung cứng và giòn nên khó uốn, nhất là khi đã hóa mộc. Thân cây có nhiều vảy sọc. Vỏ thân cây đào Thất thốn Đà Lạt đã hóa mộc thường có màu xám trong khi thân đào Thất thốn Nhật Tân có màu nâu sậm.

Hoa đào Thất thốn Đà Lạt có màu hồng nhạt với 5 cánh hoa, một vòi nhụy cái, khoảng 25 cuống và túi phấn hoa.

Đào Thất thốn Nhật Tân có hoa kép cánh nhỏ hơn, màu đỏ sậm, thân cây ngắn, xù xì, lá to và dài xanh đậm, vỏ cây nếu bóc ra thì có màu mận chín chứ không có màu gỗ như các loại đào thường. Thất thốn đỏ từ rễ lên tới búp, mầm nhọt và cứng cáp như lưới kim. Người chơi đào Thất thốn không chỉ thích vẻ dáng, vẻ thể mà còn thích bởi cách đơm hoa và lộc bật ra từ gốc và thân cây. Khác với đào thường đơm hoa từ cành nhỏ, đào Thất thốn có thể nở hoa từ thân cây hay gốc cây.

Từ gốc cây xù xì, rần rỏi, đào Thất thốn bật ra đầy sức sống. Những bông hoa màu đỏ thắm, cánh dày, nhị hoa vàng, vươn dài kiêu sa. Đường như, chỉ một bông nở đã làm ấm cả không gian, xua tan giá lạnh của đất trời trong những ngày đầu xuân. Thốn thường nở sáng một bông, trưa một bông. Cây nhiều bông thì chóng tàn, nhưng cây ít bông lại bền đến lạ lùng, điều chỉ thấy ở giống hoa quý.

Khác với những giống đào bích, đào phai, Thất thốn nở hoa muộn, thường là sau Rằm tháng Giêng. Cũng chính vì thế mà không kinh doanh được, các thủ thuật với đào thường như khoanh, tuốt lá... để ép ra hoa đúng cỡ xuân, hay ghép mắt đào thường vào gốc không có



tác dụng gì với loại đào này. Do chăm đào Thất thốn vừa khó, vừa mất công, nên người trồng đào ở Nhật Tân thường ghép mắt các loại đào khác để cây dễ ra hoa. Tuy nhiên, cành hoa thường dài, dáng và gốc không xù xì cổ kính và không bao giờ có được màu thắm đậm đặc trưng của đào Thất thốn.

Ở Nhật Tân (Quận Tây Hồ, Hà Nội), anh Lê Hàm đã mất nhiều năm dày công nghiên cứu để đào Thất thốn bung nụ, nở hoa đúng dịp Tết Nguyên đán. Anh đã lặn lội nhiều nơi để tìm bí mật của loại đào quý này. Anh từng lấy đất ở nơi tìm thấy đào Thất thốn (Sơn La), nhờ chuyên gia nông nghiệp phân tích, so sánh vi chất dinh dưỡng đất mẫu anh lấy về với đất bãi sông Hồng, và bắt tay vào gây dựng lại nghiệp đào Thất thốn. Hiện anh có 4 loại đào Thất thốn: thân đỏ hoa đỏ, thân trắng hoa nhạt hơn một chút, thân trắng hoa năm cánh đơn, thân trắng hoa năm cánh kép. Trong đó, Thất thốn đỏ là quý và đẹp nhất, bởi tượng trưng cho khí ấm mùa xuân.

Trước khi nở hoa, đào Thất thốn bao giờ cũng nảy những chồi lộc, xanh tía như lưới kiếm. Hoa đỏ thắm tươi, nhụy vàng, có đường kính đến 5cm. Số lượng cánh hoa trên mỗi bông đào Thất thốn nhiều gấp đôi, ba lần các loại đào thường, có khoảng 49 cánh hoa. Trong khi đó, hoa đào thường nhiều lắm mỗi bông cũng chỉ có khoảng trên dưới 20 cánh hoa.

Nếu để đào Thất thốn phát triển bình thường thì không có gì khác biệt so với đào thường. Kinh nghiệm chăm đào Thất thốn cũng là cả một quy trình phức tạp. Đất trồng đào phải là đất thịt được đánh lên, phơi nỏ, khử phèn khử chua. Nước tưới phải là nước sạch. Ngày rét mướt, sương muối, người trồng đào chăm chút tỷ mỷ, thậm chí phải chuyển cây vào nhà để sưởi ấm... Lá đào Thất thốn to, dài, dễ xòe che các lá khác nên phải theo dõi để cắt xén đúng lúc cho ra nhiều mắt. Nuôi từ đầu năm đến tháng Tư sửa, sau đó tháng Sáu sửa tiếp. Thế nhưng, nếu sửa quá ba lần cây sẽ không có hoa...

Thất thốn có dáng dấp của một cây cổ thụ, thường được ví như người già mầu mịch, sống có phong cách và cầu kỳ. Thất thốn sống rất thanh bạch, bón nhiều chất dinh dưỡng cây dễ bị chết, giống này chỉ ưa nước sạch, đất càng cằn hoa càng đẹp và thắm sắc. Trong những ngày đầu xuân, chỉ cần nhìn thấy một vài nụ hé sớm, tách lớp vỏ xòe bầy tầng hoa rung rinh trong nắng sớm, cũng cảm nhận được không khí xuân đang đến rất gần.

Nguyễn Cảnh

Tết không chỉ là một thời khắc thiêng liêng, đánh dấu sự khởi đầu của một năm mới, mà còn là dịp để nhún lại bản thân, chia sẻ niềm vui với gia đình và bạn bè. Từ đó, để mình biết yêu thương và trách nhiệm nhiều hơn, biết rằng mình đang sống, đang thương yêu và đang mỉm cười...

Tết sum vầy

Bước qua thời tuổi thơ rộn ràng háo hức chờ Tết, chờ khoanh tay chúc Tết để được nhận lì xì, chờ được nghe tiếng pháo và chờ áo mới mà tung tăng phố phường. Rồi tôi thấy mình lớn lên và không còn thích Tết. Tết chỉ tụ tập bạn bè và ít khi có ở nhà. Có năm, còn lên đường đi “trốn Tết” ở một vùng đất thật xa, thật vắng. Nhưng giờ nghĩ lại, đúng là ngày đó mình còn chưa kịp lớn...

Bây giờ, ai cũng nói “nghỉ Tết mà sao thấy mệt hơn đi làm”. Thường phải tắt bật dọn dẹp, lo lắng mua sắm đủ thứ, biếu quà chúc tết bên nội bên ngoại... Nhưng khi chợt tỉnh giấc sáng sớm đầu xuân, tôi chợt thấy ủa về cảm giác yên bình khó tả.

Nhờ có ngày Tết, mới biết là năm qua mình đã và chưa làm được gì. Cuộc sống ngày càng gấp gáp, cuốn theo mọi thứ bộn bề, hối hả và ít khi nào dừng lại để suy ngẫm, để nhìn ngắm lại chặng đường mình đã đi qua.

Nhờ có Tết, có bữa cơm đoàn tụ mới nhớ ra mình còn nợ một vài lời hứa với người thân mà suốt năm cứ tự phân bua rằng bận rộn quá... Nhờ có Tết, mới nhận được túi nếp thơm và bánh chưng mẹ gửi từ quê. Những kỷ niệm

gợi nhớ những câu chuyện và gương mặt, mà có lẽ cuộc sống bận rộn hàng ngày không có thời gian để ta nhớ tới.

Nhờ có Tết, mới hiểu được hết ý nghĩa của cụm từ sum vầy. Ngôi nhà nếu không có tình thương yêu, sự chăm chút khó có thể trở thành tổ ấm. Sửa lại cái công tắc điện đã hỏng lâu ngày, lau lại bức tranh đã phủ không ít bụi, đặt thêm chậu hoa ngay lối ra vào... Những công việc tưởng chừng rất nhỏ nhưng lại như tiếp thêm năng lượng yêu thương cho không gian mình đang sống...

Nhờ có Tết, mới được nhìn thấy tóc mẹ năm nay đã thêm nhiều sợi bạc. Nhờ có Tết, để hiểu rằng sự quan tâm từ điều nhỏ nhất trong cuộc sống dành cho những người mình yêu thương cũng chính là hạnh phúc...

Tết không chỉ là một thời khắc quan trọng của một năm, mà còn là lúc để mình được sống với bản thân, chia sẻ niềm vui với gia đình và bạn bè. Tết Việt chính là quà tặng cuộc sống, để mình biết yêu thương nhiều hơn, quan tâm nhiều hơn, trách nhiệm nhiều hơn và cảm nhận được hạnh phúc đủ đầy hơn.

Trần Nguyên