

Dầu Khí



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

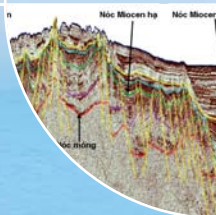
SỐ 7 - 2012

ISSN-0866-854X



Giàn dầu giếng H4 - Tê Giác Trắng

Khai thác dòng dầu khí thương mại đầu tiên



HÀ NỘI THÁNG 5/2013



HỘI NGHỊ KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ

KỶ NIỆM 35 NĂM NGÀY THÀNH LẬP VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

“TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM - HỘI NHẬP VÀ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG”



Tìm kiếm thăm dò dầu khí



Khoan khai thác và công trình dầu khí



Hoá chế biến dầu khí



An toàn môi trường dầu khí



Kinh tế quản lý dầu khí

Ban Tổ chức Hội nghị

Địa chỉ: 173 Trung Kính, Cầu Giấy, Hà Nội * Điện thoại: (84-4) 37843061 * Fax: (84-4) 37844156
E-mail: vpi35@vpi.pvn.vn * Website: www.petrovietnam-conference.vn

Đăng ký tham dự, gửi bài viết cho Hội nghị (Download mẫu Phiếu đăng ký tại địa chỉ <http://www.petrovietnam-conference.vn>) và gửi về Ban tổ chức Hội nghị trước ngày 30/10/2012.

Xuất bản hàng tháng
Số 7 - 2012

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Văn Minh

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

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

CN. Nguyễn Thị Việt Hà

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam,

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

Tel: (+84-04) 37727108

Fax: (+84-04) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn



Ảnh bìa: Các cán bộ, kỹ sư vui mừng đón dòng dầu khí thương mại đầu tiên được khai thác từ giàn dầu giếng H4 mỏ Tề Giác Trắng. Ảnh: Minh Phương + HLJOC

TIÊU ĐIỂM

Petrovietnam

Kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển mỏ

Trong 6 tháng cuối năm 2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục làm việc với các nhà thầu dầu khí, triển khai đồng bộ các giải pháp nhằm đảm bảo hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí. Kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ công trình đưa vào khai thác và phân bổ dự án trong khu vực dầu khí để triển khai. Theo kế hoạch, Tập đoàn sẽ khai thác thêm 12,56 triệu tấn quy dầu trong 6 tháng tới, đưa sản lượng khai thác dầu khí của năm 2012 đạt 24,91 triệu tấn quy dầu.

Chuẩn bị đưa 7 mỏ công trình dầu khí mới vào khai thác.

Tại cuộc họp báo Quý II/2012, ông Lê Minh Hồng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: Trong những tháng gần lại của năm 2012, Tập đoàn kiểm soát chặt chẽ các hoạt động dầu khí trên biển Đông, làm việc với các nhà thầu dầu khí để triển khai các giải pháp đảm bảo hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, tiếp tục kiểm soát chặt chẽ các hoạt động phân bổ sản phẩm dầu khí trong và ngoài nước.



Phó Thủ tướng Chính phủ - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì cuộc họp báo Quý II/2012 của Tập đoàn. Ảnh: Ngọc Linh

Trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác, Tập đoàn đã mục tiêu sản xuất 580,3 nghìn tấn dầu, 3,44 triệu tấn xăng dầu các loại, cung cấp cho lưới điện Quốc gia 5,87 tỷ kWh điện. Với kế hoạch trên, doanh thu toàn Tập đoàn trong 6 tháng cuối năm ước đạt 347,1 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 72 nghìn tỷ đồng. Để đạt được mục tiêu này, Tập đoàn tiếp tục tập trung chỉ đạo và thường xuyên kiểm tra thực hiện các giải pháp trong Chương trình hành động của Tập đoàn thực hiện kế hoạch số 10 Hội nghị Trung ương 3 (khóa XI) và Nghị quyết số 01/NQ-CP của Chính phủ về các giải pháp chủ yếu chỉ đạo đầu tư phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2012.

Từ Quý III/2012, Tập đoàn chỉ đạo các đơn vị xây dựng kế hoạch 2013, rà soát kế hoạch năm 2011 - 2013 và chiến lược phát triển đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 phù hợp với Đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc

thời gian: 10:00 - 10:30

TIÊU ĐIỂM

Đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản, QUẢN LÝ TÀI NGUYÊN - MÔI TRƯỜNG BIỂN

Tổng kết giai đoạn 2006 - 2011 và triển khai giai đoạn 2012 - 2020 của Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển, Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện được đánh giá là một trong những dự án triển khai đạt kết quả tốt, có những đóng góp mới với nhu cầu quản lý của khu vực dầu khí.



Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng chủ trì cuộc họp báo, chủ đạo sự kiện này. Ảnh: Việt Nam

Ban chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển mới đây đã tổ chức Hội nghị tổng kết giai đoạn 2006 - 2011 và triển khai giai đoạn 2012 - 2020 của Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển. Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường Nguyễn Minh Quang, Bí thư Thành ủy TP. Hồ Chí Minh Nguyễn Văn Thành chủ trì Hội nghị. Nhân thức được tầm quan trọng của biển, hải đảo đối với sự phát triển kinh tế và bảo vệ quốc phòng an ninh, ngày 13/2006, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 47/2006/QĐ-TTg về việc phê duyệt Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020. Đề án này là cơ sở để đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản về tài nguyên và môi trường biển, là tiền đề quan trọng để phát triển kinh tế biển, kết quả của công tác điều tra làm cơ sở xác lập bản đồ khai thác, tạo cơ sở vững chắc cho việc xây dựng chiến lược, chương trình, kế hoạch phát triển vùng kinh tế biển công nghệ xây dựng thể chế chính sách, pháp luật quản lý nhà nước về tài nguyên và môi trường biển.

Phục vụ các đơn vị tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Chính

phủ Hoàng Trung Hải cho rằng, kết quả của các dự án đã tạo lập được hệ thống cơ sở dữ liệu có độ tin cậy cao về điều tra cơ bản và tài nguyên môi trường vùng biển và ven biển Việt Nam, làm cơ sở cho việc hoạch định nguyên chủ quyền, quyền tài phán của Việt Nam trên biển, xây dựng quy hoạch, chiến lược phát triển kinh tế biển và hoạch định các thể chế, chính sách quản lý tài nguyên - môi trường biển và hội nhập quốc tế. Bên cạnh đó, Phó Thủ tướng cũng chỉ ra những hạn chế cần khắc phục, đưa ra định hướng triển khai giai đoạn 2012 - 2020 và các giải pháp thực hiện để nâng cao hiệu quả công tác điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển trong giai đoạn tới, góp phần thực hiện các mục tiêu trong Chiến lược biển Việt Nam đến năm 2020 nhằm đưa nước ta trở thành quốc gia mạnh về biển, làm giàu từ biển.

Sau 5 năm thực hiện Đề án, 18/20 nhiệm vụ, dự án đã được triển khai, về cơ bản đã hoàn thành khối lượng công việc theo như đề cương phê duyệt và đang tiến hành nghiên cứu tổng kết. Trong đó, Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện được đánh giá

thời gian: 10:00 - 10:30

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 12 ♦ Tổng kết công tác khảo sát địa chấn giai đoạn 2006 - 2010 và định hướng điều tra cơ bản đến năm 2025
- 16 ♦ Đánh giá tính chất thẩm chứa trong thành hệ đá chặt xít có tuổi Oligocen E ở giếng khoan GK-4X cấu tạo HS, bồn trũng Cửu Long, thềm lục địa phía Nam Việt Nam
- 21 ♦ Một số vấn đề đặt ra trong quá trình thực hiện hủy giếng và hủy mỏ ở Liên doanh Việt - Nga
- 25 ♦ Nghiên cứu lựa chọn dung dịch khoan các giếng dầu khí trong điều kiện áp suất cao - nhiệt độ cao
- 34 ♦ Sử dụng Silicon Carbide dạng Beta làm chất mang trong tổng hợp Fischer Tropsch
- 40 ♦ Nghiên cứu tổng hợp vật liệu hấp phụ oxit kẽm dạng hạt để xử lý các nguồn khí chứa H₂S cho các nhà máy đạm ở Việt Nam
- 48 ♦ Biến động phát thải CO₂ ở Việt Nam giai đoạn 1986 - 2008
- 53 ♦ Đặc tính kỹ thuật và ứng dụng của phương pháp sóng siêu âm ảnh (SONIC SCANNER)
- 57 ♦ Nhật Bản thay thế điện hạt nhân bằng cách nào?
- 62 ♦ Triển vọng hợp tác dầu khí tại Uzbekistan
- 66 ♦ PVID bọc ống cho dự án Biển Đông 1 bằng dây chuyên bọc ống MLPP
- 67 ♦ Brazil với mục tiêu "lưới điện không khí thải" vào năm 2050
- 68 ♦ IEA: Năng lượng tái tạo đóng vai trò quan trọng trong 5 năm tới

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

TIN TỨC - SỰ KIỆN

Petrovietnam

Kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển mỏ

Trong 6 tháng cuối năm 2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục làm việc với các nhà thầu dầu khí, triển khai đồng bộ các giải pháp nhằm đảm bảo hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ/công trình đưa vào khai thác và phấn đấu đạt sản lượng khai thác dầu khí đã đề ra. Theo kế hoạch, Tập đoàn sẽ khai thác thêm 12,56 triệu tấn quy dầu trong trong 6 tháng tới, đưa sản lượng khai thác dầu khí cả năm 2012 đạt 24,91 triệu tấn quy dầu.

Chuẩn bị đưa 7 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác

Tại cuộc Họp báo Quý II/2012, ông Lê Minh Hồng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: Trong những tháng còn lại của năm 2012, Tập đoàn kiểm soát chặt chẽ các hoạt động dầu khí trên biển Đông; làm việc với các nhà thầu dầu khí để triển khai các giải pháp đảm bảo hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, tiếp tục kiểm soát chặt chẽ các hoạt động phấn đấu hoàn thành kế hoạch gia tăng trữ lượng cả năm 2012; kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ/công trình đưa vào khai thác; đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí 6 tháng cuối năm 2012 theo đúng kế hoạch đề ra.

Thời gian vừa qua, việc triển khai các dự án dầu khí ở trong nước gặp không ít khó khăn, trở ngại do diễn biến phức tạp trên biển Đông; việc tìm kiếm, triển khai các dự án tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí mới ở nước ngoài gặp nhiều thách thức do phải cạnh tranh trực tiếp với các tập đoàn/công ty dầu khí trên thế giới. Tuy nhiên, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vẫn đặt mục tiêu trong 6 tháng cuối năm sẽ ký 3 - 5 hợp đồng dầu khí mới, đưa 7 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác, trong đó có 5 mỏ/công trình ở trong nước (H4 Tê Giác Trắng, Sư Tử Trắng, Lan Đỏ, Gấu Trắng, Mèo Trắng) và 2 mỏ/công trình ở nước ngoài (Tây Khosedaiu - Liên bang Nga, Junin 2 - Venezuela). Dự kiến, Tập đoàn sẽ khai thác thêm 12,56 triệu tấn quy dầu (8,08 triệu tấn dầu thô, 4,48 tỷ m³ khí) trong 6 tháng tới, đưa sản lượng khai thác dầu khí cả năm 2012 đạt 24,91 triệu tấn quy dầu.



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì cuộc Họp báo Quý II/2012 của Tập đoàn. Ảnh: Ngọc Linh

Trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác, Tập đoàn đặt mục tiêu sản xuất 589,3 nghìn tấn đạm, 3,44 triệu tấn xăng dầu các loại, cung cấp cho lưới điện Quốc gia 5,87 tỷ Kwh điện. Với kế hoạch trên, doanh thu toàn Tập đoàn trong 6 tháng cuối năm ước đạt 347,1 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 72 nghìn tỷ đồng. Để đạt được mục tiêu này, Tập đoàn tiếp tục tập trung chỉ đạo và thường xuyên kiểm tra thực hiện các giải pháp trong Chương trình hành động của Tập đoàn thực hiện Kết luận số 10 Hội nghị Trung ương 3 (Khóa XI) và Nghị quyết số 01/NQ-CP của Chính phủ về các 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 2012.

Từ Quý III/2012, Tập đoàn chỉ đạo các đơn vị xây dựng kế hoạch 2013, rà soát kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 và chiến lược phát triển đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 phù hợp với Đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc

Kế hoạch sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong 6 tháng cuối năm và ước thực hiện cả năm 2012

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch 2012	Kế hoạch 6 tháng cuối năm 2012	Ước thực hiện cả năm 2012	
					Thực hiện	Tỷ lệ thực hiện so với kế hoạch (%)
1	Khai thác dầu khí	Triệu tấn quy đổi	24,81	12,56	24,91	100,4
	Dầu thô	Triệu tấn	15,81	8,08	15,86	100,3
	Khí	Tỷ m ³	9,00	4,48	9,05	100,6
2	Sản xuất kinh doanh khác					
	Sản xuất urea	Nghìn tấn	1.210,00	589,30	1.410,00	116,5
	Sản xuất điện	Tỷ Kwh	13,85 - 16,85	5,87	13,85 - 16,85	100,0
	Sản xuất xăng dầu	Triệu tấn	5,95	3,44	6,00	100,8
3	Doanh thu toàn Tập đoàn	Nghìn tỷ đồng	660,30	347,10	752,00	114,0
4	Nộp ngân sách Nhà nước toàn Tập đoàn	Nghìn tỷ đồng	134,80	72,00	160,00	118,7



Chân đế, khối thượng tầng giàn khai thác Hải Sư Trắng đang được vận chuyển để lắp đặt, đầu nối ngoài khơi. Ảnh: Đỗ Khánh

gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015 ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Đồng thời, Tập đoàn rà soát tổng thể các dự án đầu tư để đánh giá thực trạng và có giải pháp đầu tư trong giai đoạn tiếp theo; thu xếp đủ vốn và tổ chức thực hiện đúng tiến độ các dự án trọng điểm, trong đó phần đầu ký kết và khởi công hợp đồng EPC dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn (Quý III/2012), khởi công đóng mới giàn Tam Đảo 05 của Vietsovpetro (Quý III/2012); hoàn thành và đưa vào hoạt động dự án Kho LPG lạnh (Quý IV/2012); hoàn thành công tác chạy thử và đưa vào vận hành thương mại Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất và Bình Phước....

Gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 74,3% kế hoạch năm

Trong 6 tháng đầu năm 2012, Tập đoàn đã cơ bản hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra và có mức tăng trưởng cao so với cùng kỳ năm 2011. Đối với lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, đã tiến hành thu nổ trên 3.690km địa chấn 2D và 4.718km² địa chấn 3D, khoan thăm dò thăm lượng 6 giếng với tổng số trên 40.500m khoan, trợ giúp các nhà thầu xử lý các sự

cố, phức tạp, ứng dụng công nghệ khoan tiên tiến nhằm nâng cao hiệu quả khoan và điều phối giàn khoan giữa các nhà thầu đảm bảo kế hoạch khoan năm 2012 theo đúng tiến độ. Tập đoàn đã ký 1 hợp đồng dầu khí mới ở trong nước (hợp đồng PSC Lô 127 với nhà thầu Mitra Energy - Malaysia), 1 hợp đồng mua tài sản Lô 67- Peru, 1 hợp đồng nghiên cứu chung thăm dò dầu khí địa tầng trầm tích Paleozoic - Uzbekistan. Đặc biệt trong công tác bảo vệ chủ quyền và biên giới Quốc gia, Tập đoàn tiếp tục phối hợp hiệu quả với các Bộ/Ngành liên quan trong việc triển khai các dự án tìm kiếm thăm dò ở những vùng nước sâu, xa bờ để thúc đẩy tiến độ các dự án và khẳng định chủ quyền Quốc gia trên biển. Trong 6 tháng đầu năm, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 26 - 30 triệu tấn thu hồi, tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 13 triệu tấn quy dầu, tăng 9,6% so với cùng kỳ năm 2011. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 8,13 triệu tấn, tăng 12,5% so với cùng kỳ năm 2011; sản lượng khai thác khí đạt 4,87 tỷ m³, tăng 5,1% so với cùng kỳ năm 2011.

Trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính khác, Tập đoàn chỉ đạo các đơn vị chủ động thực hiện các giải pháp phù hợp với điều kiện thực tế của đơn vị để đảm bảo sản xuất, tiến độ đầu tư các dự án và chuẩn bị để cung ứng đủ và kịp thời các sản phẩm chủ yếu cho thị trường. Cụ thể, Tập đoàn cung cấp cho các hộ tiêu thụ trong nước 4,73 tỷ m³ khí khô, cung cấp cho lưới điện Quốc gia 7,74 tỷ Kwh điện, sản xuất đạm đạt 673,3 nghìn tấn, sản phẩm sản xuất từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đạt 2,63 triệu tấn... Dịch vụ dầu khí tiếp tục được đẩy mạnh, doanh thu từ dịch vụ này trong 6 tháng đầu năm đạt 109 nghìn tỷ đồng, chiếm 28,6% tổng doanh thu toàn Tập đoàn. Hoạt động khoa học công nghệ và đào tạo được triển khai tích cực công tác an ninh, an toàn dầu khí, an toàn môi trường, an toàn lao động, phòng chống cháy nổ trên các công

Các đơn vị thành viên hoàn thành tốt nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh trong 6 tháng đầu năm 2012.

- Các đơn vị đạt doanh thu hợp nhất vượt mức trên 115% kế hoạch 6 tháng đầu năm: Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL), Tổng công ty Khí Việt Nam – CTCP (PV GAS), Tổng công ty Tài chính CP Dầu khí Việt Nam (PVFC), Tổng công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí Việt Nam (PV Trans), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Cao đẳng Nghề Dầu khí (PVMTC).

- Các đơn vị có tốc độ tăng trưởng doanh thu hợp nhất trên 15% so với cùng kỳ 2011: PVEP, PV OIL, PV Power, PVFC, DMC, PVFCCo, PVTrans, PVEIC, VPI, PVMTC.

- Các đơn vị đạt mức lợi nhuận trước thuế hợp nhất vượt trên 115% kế hoạch: Vietsovpetro, PVEP, PV GAS, PV OIL, PV Drilling, PVFCCo, PTSC.

- Các đơn vị có mức nộp ngân sách Nhà nước vượt trên 115%: Vietsovpetro, PVEP, PV GAS, PV Power, PVFC, DMC, PV Trans, PVFCCo, PTSC, VPI, PVMTC.

trình dầu khí được giám sát chặt chẽ và thực hiện nghiêm túc. Bên cạnh đó, toàn Tập đoàn đã triển khai Chương trình hành động thực hiện tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm, trong 6 tháng đầu năm đã tiết giảm khoảng 1.860 tỷ đồng so với cam kết cả năm là 3.715 tỷ đồng.

Tại buổi Họp báo, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định, Petrovietnam vẫn đang tiếp tục khai thác dầu khí bình thường ở Biển Đông, sau sự kiện Tổng công ty Dầu khí Hải Dương Trung Quốc (CNOOC) mời thầu phi pháp 9 lô dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. Hiện Tập đoàn đã gửi thư cho CNOOC và các nhà thầu đang hoạt động ở Việt Nam để tái khẳng định rằng “việc CNOOC đã thông báo Chào thầu quốc tế tại 9 lô dầu khí là việc làm sai trái, không có giá trị, trái với Công ước Liên hợp quốc 1982 về Luật Biển và không phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế. Đề nghị các công ty dầu khí quốc tế không tham gia dự thầu 9 lô dầu khí mà CNOOC gọi thầu trong vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa Việt Nam”. Hiện các lô dầu khí hợp tác với Nga, Mỹ, Ấn Độ vẫn triển khai bình thường.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng chia sẻ một số hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn còn gặp khó khăn, đó là việc huy động tối ưu công suất các nhà máy điện còn gặp khó khăn do nhu cầu huy động 6 tháng đầu năm của lưới điện Quốc gia hạn chế. Kinh doanh xăng dầu gặp khó khăn do cơ chế giá kinh doanh xăng dầu thời gian qua không ổn định. Việc tiêu thụ các sản phẩm mới (xơ sợi tổng hợp, ethanol) gặp nhiều khó khăn do thị trường trong nước nhu cầu thấp, chưa có chính sách bắt buộc sử dụng nhiên liệu thân thiện với môi trường.

Việt Hà



Đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản, QUẢN LÝ TÀI NGUYÊN - MÔI TRƯỜNG BIỂN

Tổng kết giai đoạn 2006 - 2011 và triển khai giai đoạn 2012 - 2020 của Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển, Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện được đánh giá là một trong những dự án triển khai đạt kết quả tốt, có những đóng góp mới với nhiều giá trị cho khoa học địa chất dầu khí.



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Việt Hà

Ban chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển mới đây đã tổ chức Hội nghị tổng kết giai đoạn 2006 - 2011 và triển khai giai đoạn 2012 - 2020 của Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển. Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, Bộ trưởng Bộ Tài nguyên Môi trường Nguyễn Minh Quang, Bí thư Thành ủy Tp. Hải Phòng Nguyễn Văn Thành chủ trì Hội nghị. Nhận thức được tầm quan trọng của biển, hải đảo đối với sự phát triển kinh tế và bảo vệ quốc phòng, an ninh, ngày 1/3/2006, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 47/2006/QĐ-TTg về việc phê duyệt “Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020”. Đề án này là cơ sở để đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản về tài nguyên và môi trường biển, là tiền đề quan trọng để phát triển kinh tế biển. Kết quả của công tác điều tra làm cơ sở xác lập luận cứ khoa học, tạo cơ sở vững chắc cho việc xây dựng chiến lược, chương trình, kế hoạch phát triển bền vững kinh tế biển cũng như xây dựng thể chế chính sách, pháp luật quản lý nhà nước về tài nguyên và môi trường biển.

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải cho rằng, kết quả của các dự án đã

tạo lập được hệ thống cơ sở dữ liệu có độ tin cậy cao về điều kiện tự nhiên và tài nguyên môi trường vùng biển và ven biển Việt Nam, làm cơ sở cho việc khẳng định quyền chủ quyền, quyền tài phán của Việt Nam trên biển, xây dựng quy hoạch, chiến lược phát triển kinh tế biển và hoạch định các thể chế, chính sách quản lý tài nguyên - môi trường biển; hệ thống cơ sở vật chất đáp ứng yêu cầu của công tác điều tra cơ bản, quản lý tài nguyên - môi trường biển và hội nhập quốc tế. Bên cạnh đó, Phó Thủ tướng cũng chỉ ra những hạn chế cần khắc phục, đưa ra định hướng triển khai giai đoạn 2012 - 2020 và các giải pháp thực hiện để nâng cao hiệu quả công tác điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển trong giai đoạn tới, góp phần thực hiện các mục tiêu trong Chiến lược biển Việt Nam đến năm 2020 nhằm đưa nước ta trở thành quốc gia mạnh về biển, làm giàu từ biển.

Sau 5 năm thực hiện Đề án, 18/20 nhiệm vụ, dự án đã được triển khai, về cơ bản đã hoàn thành khối lượng công việc theo như đề cương phê duyệt và đang tiến hành nghiệm thu tổng kết. Trong đó, Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện được đánh giá



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng nhóm tác giả báo cáo với Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải một số kết quả chính đạt được của Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”. Ảnh: Việt Hà



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao đổi và tìm hiểu chi tiết kết quả của Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện. Ảnh: Việt Hà

là một trong những dự án triển khai đạt kết quả tốt, có những đóng góp mới với nhiều giá trị nổi bật. Thông qua dự án này, lần đầu tiên đã xác định được ranh giới giữa các bể trầm tích Kainozoi trên cơ sở xử lý, minh giải một khối lượng lớn tài liệu, số liệu khảo sát địa chất - địa vật lý và số liệu từ các giếng khoan, đồng thời có đủ các luận cứ khoa học và độ tin cậy cần thiết nhằm định hướng cho hoạt động tìm kiếm thăm dò tài nguyên dầu khí nói riêng và khoáng sản nói chung. Đặc biệt, dự án làm rõ việc hình thành, tích tụ và phân bố dầu khí, xây dựng được một cơ sở dữ liệu khoa học, đầy đủ, tin cậy về tiềm năng và trữ lượng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam, phục vụ việc hoạch định chính sách và xây dựng chiến

lược tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, cũng như các giải pháp quản lý và khai thác hợp lý tài nguyên môi trường biển của Nhà nước một cách khoa học, hiệu quả, đáp ứng được yêu cầu phát triển kinh tế bền vững, đảm bảo an ninh năng lượng và góp phần bảo vệ chủ quyền quốc gia và an ninh quốc phòng.

Báo cáo tại Hội nghị, PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam thay mặt nhóm tác giả của Dự án đã báo cáo kết quả chính đã đạt được và những vấn đề cần được tiếp tục triển khai nghiên cứu. Theo PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín, Đề án cần được triển khai ở giai đoạn tiếp theo với tiêu đề “chính xác hóa tiềm năng và triển vọng dầu khí ở vùng nước sâu, xa bờ thềm lục địa Việt Nam”; nhanh chóng sử dụng và khai thác triệt để các tài liệu hiện có, đặc biệt của Ngành Dầu khí Việt Nam để xây dựng kế hoạch và phương án điều tra, thăm dò, đánh giá tài nguyên khoáng sản ngoài dầu khí (gas hydrate, kim loại hiếm...) ở những vùng nước sâu, xa bờ...

Giai đoạn 2012 - 2020, Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên môi trường biển tập trung đẩy mạnh và nâng cao hơn nữa hiệu quả công tác điều tra cơ bản các điều kiện tự nhiên, tài nguyên thiên nhiên và môi trường vùng biển Việt Nam, chú trọng các vùng biển nước sâu xa bờ và các loại hình tài nguyên mới; xác lập các luận cứ khoa học, cơ sở vật chất và cơ sở pháp lý để tăng cường hiệu lực quản lý Nhà nước thống nhất về biển và hải đảo, phát huy tiềm năng, lợi thế của biển và vùng ven biển; thực hiện nhiệm vụ phát triển

bền vững các vùng biển, ven biển và hải đảo, tăng cường quốc phòng, an ninh, bảo đảm chủ quyền Quốc gia, đưa nước ta từng bước vững chắc trở thành Quốc gia mạnh về biển. Nâng cao hiệu quả và tăng cường hoạt động hợp tác và hội nhập quốc tế về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển, gắn với xây dựng và hoàn thiện chính sách, cũng như hệ thống pháp luật và hệ thống tổ chức quản lý Nhà nước thống nhất về biển và hải đảo. Chú trọng tăng cường năng lực và trình độ của đội ngũ cán bộ, cũng như cơ sở vật chất kỹ thuật phục vụ công tác điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên môi trường biển đến năm 2020 đạt trình độ trung bình - khá trong khu vực.

Ngọc Linh

Ngày 5/7/2012, tại buổi làm việc với đoàn công tác của Hội đồng Chính sách Khoa học và Công nghệ Quốc gia do GS.TSKH. Đỗ Trung Tá làm Trưởng đoàn, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định chủ trương nhất quán coi khoa học và công nghệ (KHCN) là nhân tố quyết định để nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam theo chiều sâu.



Chủ tịch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực phát biểu tại buổi làm việc với Hội đồng Chính sách Khoa học và Công nghệ Quốc gia. Ảnh: Ngọc Linh

Khoa học và công nghệ Dầu khí Việt Nam: **Nhân tố quyết định để nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển Petrovietnam bền vững theo chiều sâu**

Đòn bẩy để nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh

Từ ngày 5 - 14/7/2012, Đoàn công tác của Hội đồng Chính sách KHCN Quốc gia đã có chuyến thăm và làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và một số đơn vị thành viên nhằm có thêm thông tin từ thực tiễn hoạt động KHCN của Ngành Dầu khí Việt Nam. Hội đồng là cơ quan tư vấn của Thủ tướng Chính phủ về chính sách phát triển KHCN Việt Nam phục vụ công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước gắn với phát triển kinh tế tri thức và hội nhập quốc tế.

Báo cáo với đoàn công tác, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam luôn chú trọng đầu tư cho công tác nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ, coi giải pháp đột phá về KHCN là nền tảng, động lực cho sự phát triển nhanh và bền vững Petrovietnam theo chiều sâu. Đặc biệt, Tập đoàn đã soạn thảo và ban hành "Chiến lược KHCN Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025", trong đó trọng tâm là nghiên cứu ứng dụng, có chú ý đúng mức đến nghiên cứu cơ bản phục vụ cho sản xuất kinh doanh và cho khoa học dầu khí. Đồng thời, ưu tiên phát huy nội lực, tăng cường hợp tác quốc tế đa dạng, nhằm đạt trình độ tiên tiến của khu vực vào năm 2015 và trình độ tiên tiến của thế giới trong một số lĩnh vực quan trọng từ sau năm 2025.

Trong kế hoạch nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ giai đoạn 2011 - 2015, Tập đoàn đặt trọng tâm vào nghiên cứu ứng dụng phục vụ sản xuất kinh doanh và một số chương trình nghiên cứu dài hạn mang tính chiến lược; triển khai đề tài/nhiệm vụ nhằm giải quyết các vấn đề xuất phát từ thực tiễn hoạt động sản xuất kinh doanh. Các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu ứng dụng phải được áp dụng vào sản xuất kinh doanh và giải quyết được các vấn đề KHCN của sản xuất, nhằm thúc đẩy sản xuất kinh doanh phát triển. Các lĩnh vực được Tập đoàn ưu tiên tập trung giải quyết trong kế hoạch nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ giai đoạn 2011 - 2015 bao gồm: nâng cao hệ số thu hồi dầu, tìm kiếm thăm dò vùng biển nước sâu, dầu nặng, khí có hàm lượng CO₂ cao, khí có hàm lượng H₂S cao, khí hydrate, năng lượng tái tạo...

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực, Ngành Dầu khí Việt Nam có hai đặc trưng rất quan trọng đó là: công tác nghiên cứu khoa học luôn đi trước và áp dụng những công nghệ tiên tiến nhất. Hai đơn vị nghiên cứu chủ lực của Tập đoàn là Viện Dầu khí Việt Nam và Viện Nghiên cứu Khoa học & Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) thuộc Vietsovpetro ra đời ngay từ những ngày đầu làm cơ sở để giải quyết những bài toán kỹ thuật, kinh tế và quản lý. Tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các nhà máy đạm, nhà máy điện, các công trình trên biển... Tập đoàn đã lựa chọn và áp dụng các công nghệ hiện đại

nhất. “Nếu không áp dụng công nghệ hiện đại, không có sức cạnh tranh đặc biệt trong giai đoạn hiện nay” - Chủ tịch HĐQT TSKH. Phùng Đình Thực nhấn mạnh. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định chủ trương coi KHCN là một trong ba giải pháp đột phá, thực hiện thành công Chiến lược phát triển KHCN Dầu khí Việt Nam, góp phần quan trọng thúc đẩy Tập đoàn phát triển bền vững trong giai đoạn tiếp theo.

Lấy hiệu quả và chất lượng là tiêu chí hàng đầu

Nhằm phát triển các lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang tập trung đầu tư nâng cao năng lực KHCN Dầu khí Việt Nam trong các lĩnh vực này, trong đó công tác nghiên cứu khoa học (NCKH) phục vụ hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí là một trong những trọng tâm ưu tiên trong chương trình NCKH 5 năm và hàng năm. Tập đoàn đang sử dụng nhiều công nghệ hiện đại, kể cả các ứng dụng mới nhất của công nghệ tin học, như các phần mềm xử lý và minh giải số liệu, tài liệu địa vật lý, mô hình hóa và mô phỏng mô, thiết kế khai thác, công nghệ khai thác dầu trong móng. Công nghệ điều khiển tự động trong khoan và khai thác cũng được áp dụng để nâng cao hệ số thu hồi dầu ở nhiều mỏ như: Bạch Hổ, Rồng Đông, Sư Tử Đen. Ứng dụng công nghệ thông tin trong phân tích thí nghiệm phục vụ tìm kiếm thăm dò và khai thác làm tăng độ chính xác của các kết quả, tiết kiệm thời gian phân tích ở tất cả các loại mẫu: cổ sinh, thạch học, địa hóa. Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San cho rằng, trong dầu khí nếu không có khoa học kỹ thuật làm dầu tàu thì rủi ro rất lớn. Nếu không đầu tư cho KHCN thì không thể gia tăng hệ số thu hồi dầu trong móng đạt con số kỷ lục 40 - 42% (trong khi 20 - 25% được xem là thành công).

Từ kết quả NCKH ứng dụng, đổi mới và có cả những phát minh công nghệ, nhóm tác giả của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã vinh dự được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về KHCN năm 2010 cho cụm công trình “Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid trước Đệ tam, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam”. Đây là tập hợp đồ sộ các công trình NCKH, ứng dụng, đổi mới công nghệ của Tập đoàn trong hơn 20 năm, gồm 7 bằng phát minh/sáng chế do Việt Nam và Liên bang Nga cấp. Tập đoàn đã hạ thủy thành công và đưa vào sử dụng giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03, đưa Việt Nam thành một trong số ít nước trên thế giới có khả năng chế tạo các loại giàn khoan dầu khí biển. Hiện nay, Tập đoàn đang tiếp tục triển khai đóng giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 (130m nước)

và tiếp theo là giàn khoan nửa nổi nửa chìm phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí. Bên cạnh đó, các công trình NCKH của Tập đoàn đã góp phần làm sáng tỏ nhiều vấn đề quan trọng nhằm phục vụ kịp thời và giải quyết các vấn đề về KHCN phát sinh trong sản xuất kinh doanh của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Trong buổi làm việc, đoàn công tác Hội đồng Chính sách Khoa học và Công nghệ Quốc gia đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam là doanh nghiệp tiên phong trong đổi mới, ứng dụng công nghệ hiện đại hàng đầu của Việt Nam; đầu tư mạnh và chủ động đưa tiến bộ khoa học kỹ thuật vào sản xuất. Xuất phát từ thực tiễn hoạt động KHCN Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị đoàn công tác đề xuất Chính phủ có cơ chế, chính sách đưa KHCN, cùng với giáo dục, thực sự là “quốc sách” nhằm hỗ trợ quá trình tái cơ cấu và chuyển đổi mô hình phát triển theo chiều sâu của Tập đoàn và cả nền kinh tế; sớm hoàn thiện hệ thống văn bản pháp luật liên quan đến hoạt động KHCN để đưa Chính sách/Nghị quyết về KHCN đi vào cuộc sống. Bên cạnh đó, cần có chính sách ưu đãi hơn nữa về thuế cho hoạt động KHCN, đặc biệt là đối với các sản phẩm Quốc gia, công nghệ quan trọng, mũi nhọn; có cơ chế chính sách ưu tiên hỗ trợ cho một số tập đoàn kinh tế mũi nhọn/chủ lực của đất nước nâng cao tiềm lực KHCN và tạo ra được ngày càng nhiều công nghệ/sản phẩm mang thương hiệu Việt Nam, là sản phẩm Quốc gia, đạt trình độ KHCN quốc tế...

Trong chương trình làm việc, đoàn công tác của Hội đồng Chính sách Khoa học và Công nghệ Quốc gia đã có buổi làm việc cụ thể tại một số đơn vị sản xuất kinh doanh, nghiên cứu khoa học và đào tạo của Tập đoàn: Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), Công ty CP Chế tạo giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard), Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC). Tại các buổi làm việc, Hội đồng Chính sách Khoa học và Công nghệ Quốc gia đã nghe báo cáo về tình hình sản xuất kinh doanh, hoạt động KHCN của đơn vị; chiến lược phát triển KHCN; hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, đổi mới, làm chủ, sáng tạo công nghệ, đặc biệt là công nghệ cao, tiên tiến hiện đại của thế giới vào Ngành Dầu khí Việt Nam; định hướng đào tạo và phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao... Đồng thời, các đơn vị cũng kiến nghị một số vấn đề còn tồn tại liên quan đến cơ chế, chính sách phát triển KHCN của Nhà nước và đưa ra các đề xuất nhằm đưa KHCN phát triển nhanh, mạnh hơn.

Ngọc Linh



Đổi mới và Hợp tác - Hướng tới tương lai

Lần đầu tiên chủ trì tổ chức “Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10” (ASCOPE C&E) với chủ đề “Đổi mới và Hợp tác - Hướng tới tương lai”, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Thành viên Hội đồng ASCOPE cho biết, mục tiêu quan trọng nhất của ASCOPE là chia sẻ kinh nghiệm, chia sẻ bí quyết về công nghệ, chia sẻ tầm nhìn và quan điểm về sự phát triển, những thông tin về thị trường và khả năng phát triển của ngành công nghiệp dầu lửa trong tương lai, đặc biệt chia sẻ về khả năng cùng nhau phát triển chung trong sự phát triển của các nước Đông Nam Á.



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí TS. Đỗ Văn Hậu, Chủ tịch Ủy ban Quốc gia ASCOPE Việt Nam TS. Nguyễn Văn Minh và Tổng giám đốc My Events International chủ trì buổi họp báo. Ảnh: PVN

ASCOPE C&E là sự kiện dầu khí uy tín nhất trong khu vực ASEAN, được tổ chức định kỳ 4 năm một lần, luân phiên giữa các nước thành viên và là nơi các thành viên ASCOPE gặp gỡ, thể hiện, quảng bá năng lực và thành tựu của mình. Đồng thời, trao đổi kinh nghiệm, kỹ thuật, công nghệ và các cơ hội hợp tác với các công ty dầu quốc gia, quốc tế và độc lập trên thế giới với mục tiêu thúc đẩy sự phát triển của ngành công nghiệp dầu khí trong khu vực ASEAN, đồng thời thu hút sự quan tâm của các nhà đầu tư và các công ty nước ngoài tới những cơ hội tiềm năng rộng mở ở khu vực đang vươn lên mạnh mẽ này. Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10 do Petrovietnam lần đầu tiên chủ trì tổ chức tại Tp. Hồ Chí Minh từ ngày 28 - 30/11/2013, với sự phối hợp của công ty chuyên tổ chức sự kiện My Events International (Malaysia), sẽ là nơi quy tụ khoảng 300 gian triển lãm và dự kiến đón tiếp gần 500 đại biểu tham dự Hội nghị.

Tại Triển lãm, các công ty dầu khí sẽ trưng bày và giới thiệu những trang thiết bị và kỹ thuật dầu khí hiện đại

nhất phục vụ hoạt động thăm dò, khai thác, chế biến và vận chuyển dầu khí, các thiết bị đo đạc và kiểm soát nguồn năng lượng, các hệ thống kiểm soát xử lý tự động, các hệ thống điều hành hợp nhất áp dụng cho quản lý nhà máy, các phần mềm, dự án cải cách cho việc xây dựng các cơ sở hạ tầng dầu khí. Hàng loạt máy móc, trang thiết bị bảo vệ và dịch vụ cho các tổ hợp dầu khí cũng sẽ được giới thiệu tại Triển lãm. Là nơi gặp gỡ của các đối tác, sự kiện luôn tạo lập, xây dựng và phát triển các mối quan hệ hợp tác giữa các công ty lên một tầm cao mới. Bên cạnh đó, việc áp dụng công nghệ và thiết bị hiện đại luôn có vai trò quan trọng đối với một ngành công nghiệp cạnh tranh như dầu khí. Hội nghị và Triển lãm ASCOPE sẽ tập trung vào những đột phá về kỹ thuật thuộc các lĩnh vực liên quan.

Trong khuôn khổ ASCOPE C&E 2013, Hội nghị là nơi để lãnh đạo của các công ty dầu khí quốc gia/cơ quan quản lý dầu khí trong khu vực ASEAN, các chuyên gia, diễn giả và khách tham dự cùng thảo luận về những vấn

ASCOPE là tên gọi viết tắt của Hội đồng Dầu khí ASEAN, bao gồm 10 công ty dầu khí quốc gia/Cơ quan quản lý dầu khí trong khu vực ASEAN: Công ty Dầu khí Quốc gia Bruinei (PetroleumBRUNEI), Cơ quan Quản lý Dầu khí Campuchia (CNPA), Công ty Dầu khí Quốc gia Indonesia (Pertamina), Bộ Năng lượng và Mỏ Nước CHDCND Lào, Công ty Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas), Công ty Dầu khí Quốc gia Myanmar (MOGE), Công ty Dầu khí Quốc gia Philippines (PNOC), Tập đoàn Keppel (Singapore), Công ty Dầu khí PTT (Thái Lan) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam).

đề nóng bỏng của ngành công nghiệp dầu khí giai đoạn hiện nay. Hội nghị sẽ cung cấp những thông tin cập nhật về ngành công nghiệp dầu khí ASEAN, cơ hội, thách thức và giải pháp. Với sự tham gia của các diễn giả uy tín trong lĩnh vực dầu khí trên thế giới, hội nghị sẽ mang đến những thông tin kỹ thuật mới và hiện đại nhất. Sự kết hợp giữa kinh doanh và kỹ thuật sẽ là một điểm riêng biệt của sự kiện và hứa hẹn mang lại nhiều thông tin bổ ích cho tất cả các đơn vị và cá nhân tham dự trong thời gian 3 ngày hội nghị và triển lãm.

Tổng giám đốc Petrovietnam Đỗ Văn Hậu cho biết, các thành viên ASCOPE thường xuyên bàn vấn đề hợp tác để cùng thăm dò khai thác dầu khí. Hiện tại, Petrovietnam đang tham gia vào các tiểu ban của Hội đồng Dầu khí ASEAN (ASCOPE) gồm: Tiểu ban Thăm dò và Khai thác Dầu khí, Tiểu ban Chế biến Dầu khí, Tiểu ban Đường ống khí ASEAN, Tiểu ban Thương mại Thị trường, Tiểu ban Công

nghệ Dịch vụ, Hội đồng Tư vấn khí ASEAN. ASCOPE tạo cơ hội cho các thành viên trong ASCOPE tiếp tục hợp tác chặt chẽ hơn, đặc biệt là các thành viên trong cộng đồng dầu lửa của ASEAN và sự hợp tác giữa các nước thành viên của ASEAN với cộng đồng dầu lửa quốc tế. Mục tiêu quan trọng nhất của ASCOPE là chia sẻ kinh nghiệm, chia sẻ bí quyết về công nghệ, chia sẻ tầm nhìn và quan điểm về sự phát triển, những thông tin về thị trường và khả năng phát triển của ngành công nghiệp dầu lửa trong tương lai, đặc biệt chia sẻ về khả năng cùng nhau phát triển chung trong sự phát triển của các nước Đông Nam Á.

Theo ông Đinh Văn Sơn - Trưởng Ban Hợp tác Quốc tế Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, trong quá trình hoạt động Petrovietnam luôn dành sự quan tâm đặc biệt đến các hoạt động hợp tác quốc tế nhằm không ngừng thu hút nguồn vốn cho các dự án trong nước, tìm kiếm các cơ hội hợp tác kinh doanh tại nước ngoài, chia sẻ kinh nghiệm trong lĩnh vực dầu khí, đồng thời nâng cao vị thế của Tập đoàn trong khu vực và trên thế giới. Bên cạnh hoạt động sản xuất kinh doanh, Petrovietnam luôn tích cực tham gia vào các tổ chức, diễn đàn về dầu khí của thế giới và khu vực, trong đó có Hội đồng Dầu khí ASEAN (ASCOPE). Chính thức trở thành thành viên của ASCOPE từ năm 1996, Petrovietnam đã và đang có những đóng góp đáng kể vào sự phát triển của ASCOPE và thúc đẩy mối quan hệ hợp tác tốt đẹp giữa các thành viên trong tổ chức này.

Việt Hà



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham dự kỳ họp lần thứ 36 của ASCOPE. Ảnh: PVN

Tổng kết công tác khảo sát địa chấn giai đoạn 2006 - 2010 và định hướng điều tra cơ bản đến năm 2025

TS. Nguyễn Quốc Thập, TS. Phan Tiến Viễn
ThS. Phan Giang Long, ThS. Phạm Thanh Liêm
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Mở đầu

Triển khai thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025 và Quy hoạch phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 của Thủ tướng Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã phát triển vượt bậc, trở thành tập đoàn kinh tế đứng đầu đất nước về doanh thu, đóng góp cho ngân sách Nhà nước và ứng dụng khoa học công nghệ hiện đại trong sản xuất kinh doanh.

Năm 2006 - 2010 được coi là giai đoạn hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác diễn ra rất sôi động và thu được nhiều thành tựu, đạt và vượt hầu hết các chỉ tiêu nêu trong Chiến lược, Quy hoạch về thăm dò khai thác dầu khí [1]. Trong đó, công tác khảo sát địa chấn phục vụ công tác điều tra cơ bản, đánh giá tiềm năng và tài nguyên dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam đóng vai trò hết sức quan trọng, không thể thiếu.

Giai đoạn 2011 - 2015 và các năm sau đó được xác định là giai đoạn có nhiều thách thức đối với công tác thăm dò khai thác dầu khí. Trong khi các cấu tạo lớn thuộc đối tượng tiềm năng ở các khu vực dầu khí truyền thống đã được thăm dò chi tiết, phần còn lại là những cấu tạo nhỏ ít triển vọng hơn, những đối tượng chưa có kinh nghiệm hay những khu vực mới với điều kiện thăm dò khó khăn... Để thực hiện được mục tiêu gia tăng trữ lượng theo Chiến lược, Quy hoạch đề ra đòi hỏi công tác tìm kiếm thăm dò cần có những bước đi mang tính đột phá, dẫn dắt để mở rộng ra các đối tượng tìm kiếm thăm dò mới [1].

Bài viết này trình bày tóm tắt kết quả công tác khảo sát địa chấn giai đoạn 2006 - 2010 và định hướng đến năm 2025 trong chiến lược chung phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam với những nội dung chính bao gồm: i) Tổng kết công tác khảo sát địa chấn trên thềm lục địa Việt Nam giai đoạn

2006 - 2010; ii) Định hướng công tác khảo sát địa chấn đến năm 2025; iii) Kết luận và kiến nghị.

1. Tổng kết công tác khảo sát địa chấn trên thềm lục địa Việt Nam giai đoạn 2006 - 2010

Giai đoạn 2006 - 2010, công tác khảo sát địa chấn 2D, 3D đã được triển khai sâu rộng cả về lượng và chất trên toàn bộ vùng biển và thềm lục địa Việt Nam, bao gồm các hoạt động khảo sát địa chấn thuộc các chương trình điều tra cơ bản, các hoạt động khảo sát địa chấn do các nhà thầu dầu khí thực hiện cam kết theo các hợp đồng dầu khí.

1.1. Công tác khảo sát địa chấn thuộc các chương trình điều tra cơ bản

Đây là mảng công tác quan trọng, không thể thiếu và chiếm tỷ trọng lớn trong lĩnh vực điều tra, tìm kiếm thăm dò tài nguyên dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. Trước thời điểm Tập đoàn Dầu khí đầu tư, trang bị tàu Bình Minh 02 (BM02) vào tháng 4/2009, công tác này chủ yếu được thực hiện bởi các nhà thầu nước ngoài có các tàu địa chấn và công nghệ hiện đại (như: CGG, GECO, WESTERN GEOPHYSICAL, PGS, TGS - NOPEC...) thông qua các đề án khảo sát địa chấn không độc quyền, tự lực, hợp tác... Kể từ khi được trang bị tàu khảo sát địa chấn BM02, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ động triển khai công tác khảo sát địa chấn 2D tại các khu vực xa bờ, phức tạp và khó khăn, mặc dù được sử dụng trong thời gian ngắn, nhưng riêng tàu BM02 đã thực hiện khảo sát được khối lượng là 14.500km tuyến địa chấn 2D trong năm 2009, 2010 [3]. Tổng khối lượng khảo sát địa chấn thuộc chương trình điều tra cơ bản, không độc quyền, hợp tác ba bên Việt Nam - Trung Quốc - Philippines và hợp tác hai bên Việt Nam - Trung Quốc trong giai đoạn 2006 - 2010 là 68.466km tuyến 2D và 1.058km² khảo sát 3D (Bảng 1). Cụ thể các đề án, dự án điều tra cơ bản đã thực hiện trong giai đoạn 2006 - 2010 như sau:

Bảng 1. Tổng khối lượng khảo sát địa chấn thuộc chương trình điều tra cơ bản thực hiện trong giai đoạn 2006 - 2010

Khảo sát địa chấn	2006	2007	2008	2009	2010	Tổng
2D điều tra cơ bản, không độc quyền và hợp tác ba bên Việt Nam - Trung Quốc - Philippines (km)	16.175	12.292	26.458	7.096	6.418	68.466
3D nghiên cứu chung Việt Nam - Trung Quốc (km ²)			1.058			1.058

Bảng 2. Khối lượng khảo sát địa chấn do các nhà thầu dầu khí thực hiện giai đoạn 2006 - 2010

Khảo sát địa chấn	2006	2007	2008	2009	2010	Tổng
2D (km)	4.548	7.000	12.116	19.682	20.555	63.901
3D (km ²)	2.578	10.809	10.890	2.932	5.846	33.055

- Dự án TC-06 ở vùng thềm lục địa Đông Nam trên biển Đông, thu nổ được 16.175km tuyến địa chấn 2D (năm 2006).

- Khảo sát địa chấn 2D phục vụ Đề án xây dựng Báo cáo Quốc gia xác định ranh giới ngoài thềm lục địa Việt Nam thu nổ được tổng cộng 5.846km tuyến (năm 2007, 2008) [1].

- Khảo sát địa chấn không độc quyền bể Phú Khánh do PGS thực hiện, thu nổ được 7.384km tuyến 2D (năm 2008). Tiếp tục thực hiện dự án trên trong năm 2009 thu nổ được 2.944km tuyến địa chấn 2D.

- Khảo sát địa chấn không độc quyền do TGS-NOPEC thực hiện, thu nổ được 9.887km tuyến địa chấn 2D có tính khu vực từ Bắc xuống Nam (năm 2008) [1].

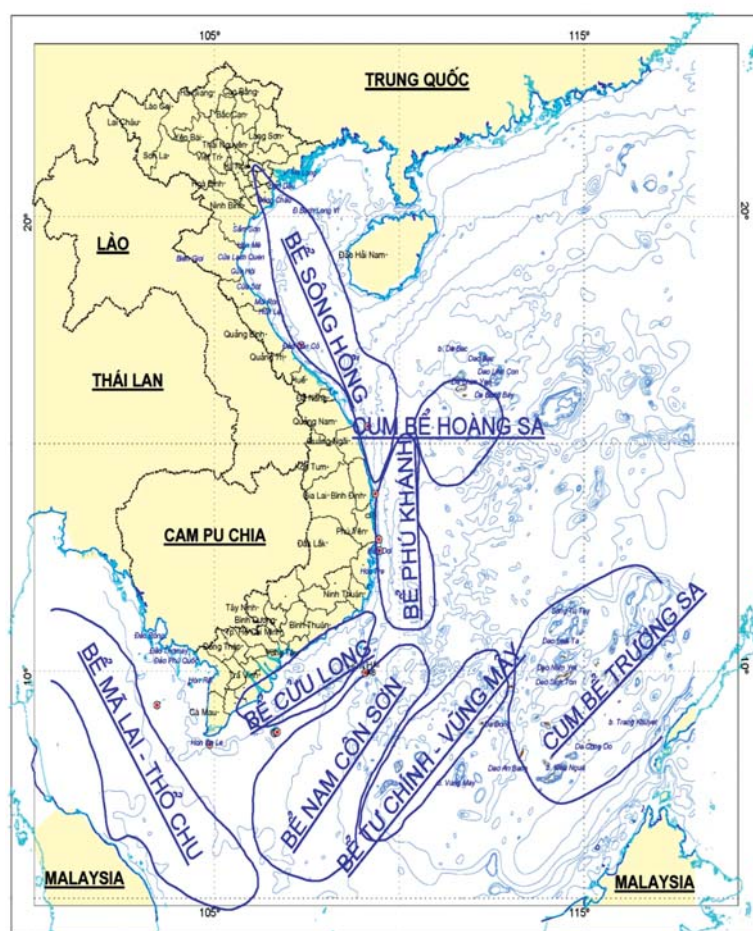
- Dự án khảo sát địa chấn 2D PQ-09 do PVEP thực hiện thu nổ được 4.152 km tuyến địa chấn 2D cho khu vực bể Phú Quốc (năm 2009).

- Dự án hợp tác ba bên Việt Nam - Trung Quốc - Philippines khảo sát địa chấn 2D khu vực Trường Sa (2005 - 2008). Tổng khối lượng thu nổ địa chấn 2D các năm 2006 - 2008 là 18.232km tuyến.

- Hợp tác Việt Nam - Trung Quốc trong Khu vực thỏa thuận tại vịnh Bắc bộ ("Thỏa thuận thăm dò chung") đã thu nổ, xử lý và minh giải 1.058km² tài liệu địa chấn 3D (năm 2008).

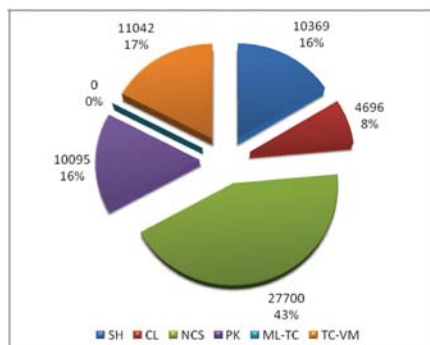
1.2. Hoạt động khảo sát địa chấn do các nhà thầu dầu khí thực hiện theo các hợp đồng dầu khí

Trong giai đoạn 2006 - 2010 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký mới được 36 hợp đồng dầu khí, đưa tổng số

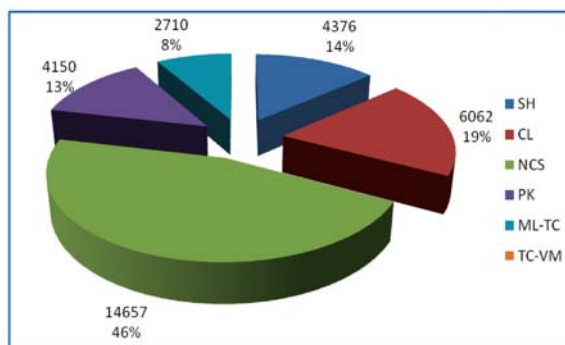
**Hình 1.** Sơ đồ phân bố các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam [3]

hợp đồng dầu khí có hiệu lực lên 60 hợp đồng, bao gồm: 49 hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí (PSC), 10 hợp đồng điều hành chung (JOC) và 1 hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC).

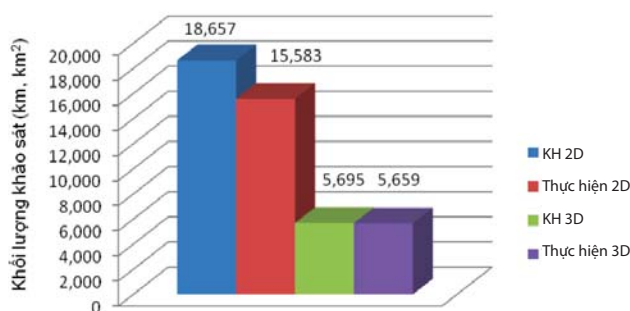
Công tác khảo sát địa chấn được triển khai tích cực theo cam kết tại các hợp đồng dầu khí do nhà thầu dầu khí thực hiện, trong đó khảo sát địa chấn 3D tập trung chủ yếu ở các bể: Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng và Malay - Thổ Chu là những bể có mức độ nghiên cứu và



Hình 2. Tỷ phần khảo sát địa chấn 2D tại các bể giai đoạn 2006 - 2010



Hình 3. Tỷ phần khảo sát địa chấn 3D tại các bể giai đoạn 2006 - 2010



Hình 4. Khối lượng thực hiện khảo sát địa chấn 2D, 3D so với kế hoạch năm 2011

mật độ khảo sát chi tiết, tỉ mỉ. Khảo sát 2D tập trung vào bể Phú Khánh và khu vực Tư Chính - Vũng Mây là những vùng có mức độ khảo sát còn sơ bộ (Hình 1, 2 và 3). Tổng khối lượng khảo sát địa chấn do các nhà thầu dầu khí thực hiện trong giai đoạn 2006 - 2010 là 63.901km tuyến địa chấn 2D và 33.055km² địa chấn 3D (Bảng 2).

Nhìn chung, tài liệu 2D hiện có (tuy còn thưa và mạng lưới không đều) đã cho phép làm rõ hơn bức tranh về khu vực nước sâu của Việt Nam. Kết quả khảo sát địa chấn thuộc chương trình điều tra cơ bản và do các nhà thầu dầu khí thực hiện là các tài liệu quan trọng, không thể thiếu để xử lý, minh giải xác định các đối tượng, cấu tạo triển vọng giúp cho công tác khoan tìm kiếm thăm dò phát hiện các mỏ dầu và khí mới. Kết quả công tác tìm kiếm thăm dò giai đoạn 2006 - 2010 đã xác định các phát hiện dầu, khí mới. Nhờ đóng góp quan trọng từ các kết quả khảo sát địa chấn, công tác tìm kiếm thăm dò giai đoạn 2006 - 2010 đã xác định nhiều phát hiện dầu, khí mới tại các bể: Sông Hồng (cấu tạo Báo Vàng, Hàm Rồng, Báo Trắng...), Phú Khánh (cấu tạo Cá Mập Trắng), Cửu Long (cấu tạo Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen, Thăng Long, Đông Đô...), Nam Côn Sơn (cấu tạo Chim Sáo, Gấu Chúa...) và Malay - Thổ Chu (cấu tạo Bắc Kim Long).

2. Định hướng công tác khảo sát địa chấn đến năm 2025

2.1. Kết quả thực hiện so với kế hoạch khảo sát địa chấn năm 2011

Trong năm 2011, công tác khảo sát địa chấn đã thực hiện tổng cộng được là 5.659km² địa chấn 3D đạt gần

100% và 15.583km tuyến địa chấn 2D đạt 83,53% so với kế hoạch (Hình 4). Trong đó, 14.281km tuyến địa chấn 2D thuộc chương trình điều tra cơ bản, phần còn lại do các nhà thầu dầu khí thực hiện [2]. Khối lượng thực hiện khảo sát địa chấn 2D năm 2011 không đạt kế hoạch do đề án PK-10 từ năm 2010 chuyển sang và đề án nghiên cứu chung với JOGMEC tại Lô 39, 40/02 không đạt do thời tiết xấu phải chuyển sang năm 2012 thực hiện.

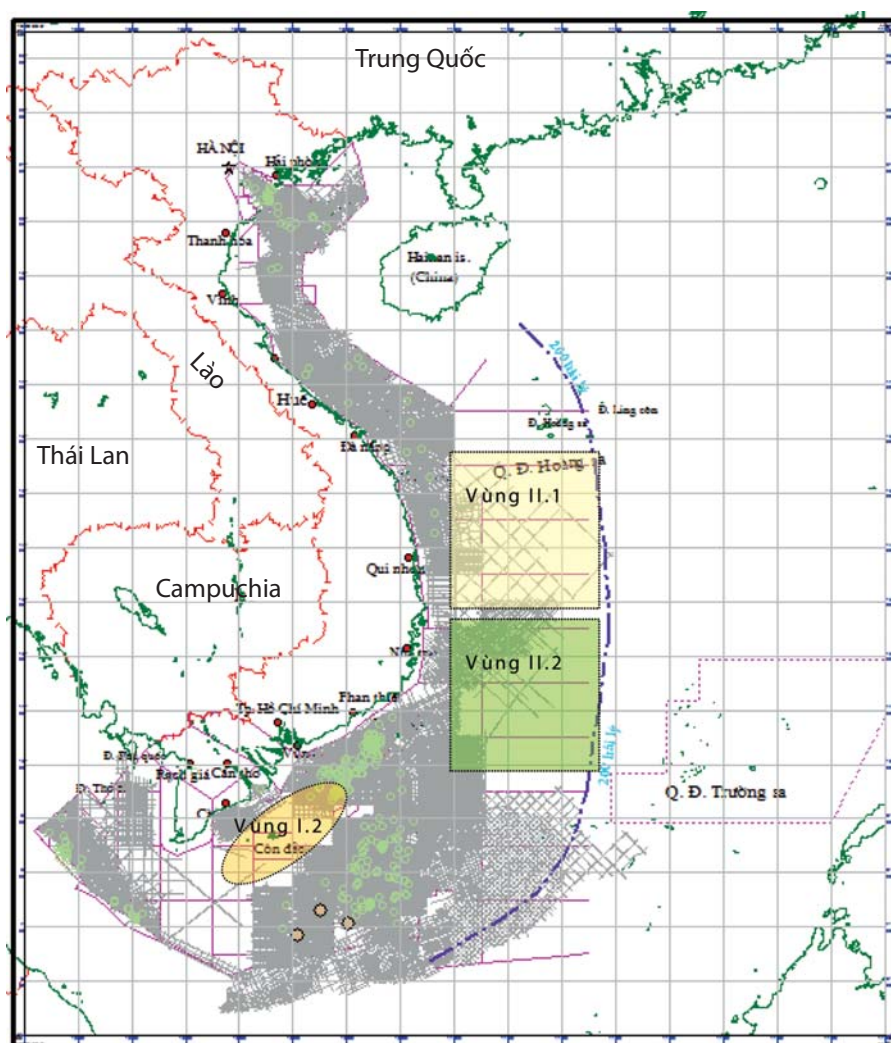
2.2. Định hướng công tác khảo sát địa chấn đến năm 2025

Định hướng công tác khảo sát, thu nổ địa chấn đến năm 2025 sẽ tiến hành thu nổ các tuyến địa chấn 2D khu vực đi qua các giếng khoan có đặc trưng địa tầng, thạch học điển hình đặc trưng cho các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam để liên kết địa tầng, đánh giá sự tương đồng của hệ thống dầu khí... Đồng thời, sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản ở các khu vực/bể Đông Phú Khánh, Tư Chính - Vũng Mây, Phú Quốc, Trường Sa, Hoàng Sa để sớm có cơ sở đánh giá sơ bộ được tiềm năng dầu khí tại các khu vực/bể này. Sơ đồ các khảo sát địa chấn đã thực hiện ở thềm lục địa Việt Nam và các vùng dự kiến thu nổ tiếp theo được trình bày chi tiết ở Hình 5. Định hướng đến năm 2025 dự kiến tiếp tục khảo sát địa chấn tại các khu vực, vùng như sau:

- Vùng I.2: Khảo sát, nghiên cứu nhằm tìm kiếm các cấu trúc thuộc phần chìm sâu của đới nâng Côn Sơn [1].
- Vùng II.1: Các lô phía Đông bể Phú Khánh [1].
- Vùng II.2: Khảo sát tại các khu vực nước sâu [1].

Việc thu nổ địa chấn khu vực khó khăn, phức tạp, xa bờ vùng II.1, II.2 sẽ được thực hiện dưới nhiều hình thức (tự đầu tư, ký hợp đồng hợp tác, nghiên cứu chung, hợp tác song phương, ba bên, hợp đồng không độc quyền...) theo phê duyệt.

Theo kế hoạch đến năm 2025, tài liệu địa chấn 3D sẽ



Hình 5. Sơ đồ phân vùng dự kiến khảo sát địa chấn đến năm 2025

được phủ kín trên toàn bộ các cấu tạo tiềm năng có kích thước lớn ở các vùng nước sâu, xa bờ.

3. Kết luận và kiến nghị

3.1. Kết luận

Giai đoạn 2006 - 2010, công tác khảo sát địa chấn điều tra cơ bản và đánh giá tài nguyên dầu khí được triển khai sâu rộng trên toàn thềm lục địa Việt Nam. Đặc biệt với việc trang bị tàu khảo sát địa chấn BM02, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ động triển khai công tác khảo sát địa chấn 2D tại các khu vực xa bờ, phức tạp và khó khăn. Tổng cộng khoảng 132.000km tuyến địa chấn 2D và 34.000km² địa chấn 3D đã được thực hiện trong giai đoạn này, góp phần xác định, chính xác hóa: 08 bể trầm tích có tiềm năng dầu khí (Hình 1); các cấu trúc, đới cấu trúc; hệ thống dầu khí, đối tượng chứa dầu khí... và góp phần phát hiện nhiều tích tụ chứa dầu, khí tại

các bể trầm tích Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay - Thổ Chu.

Định hướng công tác khảo sát địa chấn tới năm 2025, với những hợp đồng đã và sẽ ký cùng với chủ trương chủ động đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, hoạt động tìm kiếm thăm dò nói chung và công tác khảo sát địa chấn điều tra cơ bản, đánh giá tiềm năng, tài nguyên dầu khí sẽ được triển khai mạnh mẽ và phủ rộng khắp trên toàn thềm lục địa Việt Nam.

Đặc biệt công tác khảo sát địa chấn tại các khu vực nước sâu, phức tạp, đòi hỏi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có phương án chủ động để thực hiện các kế hoạch đề ra.

3.2. Kiến nghị

Nhà nước, Chính phủ chỉ đạo các Bộ, Ngành phối hợp tìm kiếm các phương thức hợp tác thăm dò khai thác dầu khí tại các vùng, khu vực phức tạp với các nước có liên quan trong khu vực để tạo khuôn khổ pháp lý thuận lợi, giảm chi phí cho công tác khảo sát điều tra cơ bản, đánh giá tiềm năng, tài nguyên dầu khí tại các vùng, khu vực này.

Tài liệu tham khảo

1. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Tổng kết và đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2000 - 2010, nghiên cứu đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò đến 2020*. Báo cáo tổng kết đề tài nghiên cứu khoa học cấp Ngành. Hà Nội, 2011.
2. Ban Tìm kiếm Thăm dò. *Báo cáo tổng kết năm 2011 và kế hoạch, nhiệm vụ trọng tâm năm 2012*. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, 2011.
3. Nguyễn Trung Hiếu và nnk. *Lập phương án khảo sát địa chấn khu vực liên kết các bể trầm tích trên vùng biển và thềm lục địa nước ta*. Báo cáo tổng kết đề tài nghiên cứu khoa học cấp Ngành. Hà Nội, 2012.

Đánh giá tính chất thấm chứa trong thành hệ đá chặt xít có tuổi Oligocen E ở giếng khoan GK-4X cấu tạo HS, bồn trũng Cửu Long, thềm lục địa phía Nam Việt Nam

TS. Nguyễn Quốc Quân

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Tóm tắt

Giếng khoan GK-4X được khoan vào bên sườn (flank) của khối nâng móng cấu tạo HS, nhằm thăm lượng dầu khí ở tầng đá móng granite nứt nẻ trước Đệ tam và tìm kiếm dầu khí ở các trầm tích Oligocen E phủ trực tiếp trên móng. Cũng như các thành hệ Oligocen E khác từng gặp ở bồn trũng Cửu Long, các thành tạo phủ trực tiếp lên móng ở khu vực giếng khoan này được dự đoán bao gồm các tập cát sét xen kẹp, trầm tích chủ yếu ở môi trường đầm hồ. Nhưng khi khoan qua thành hệ này thì kết quả cho thấy thành phần trầm tích ở đây khá phức tạp khi có sự trộn lẫn giữa các nhịp trầm tích, trầm tích phun trào và phun trào khác nhau. Đặc tính thấm chứa của thành hệ này khá kém với độ rỗng dưới 10% và độ thấm dưới 0,1mD. Tuy nhiên, kết quả thử vỉa kết hợp với kích vỉa thủy lực (hydraulic fracturing) đã cho dòng dầu khá ổn định với lưu lượng hơn 500 thùng/ngày. Đối với loại đá chứa chặt xít thì việc xác định các vỉa chứa dầu khí và đánh giá các thông số vỉa sẽ gặp nhiều thách thức và sẽ khác với các tiếp cận như đối với vỉa trầm tích truyền thống. Trong bài báo này, tác giả sẽ mô tả tầm quan trọng trong việc phân tích và đánh giá đặc tính vỉa chứa chặt xít Oligocen E ở giếng khoan GK-4X trên cơ sở phân tích mẫu sườn mẫu vụn tài liệu log nhằm lựa chọn khoảng vỉa thích hợp để thực hiện thử vỉa.

1. Giới thiệu

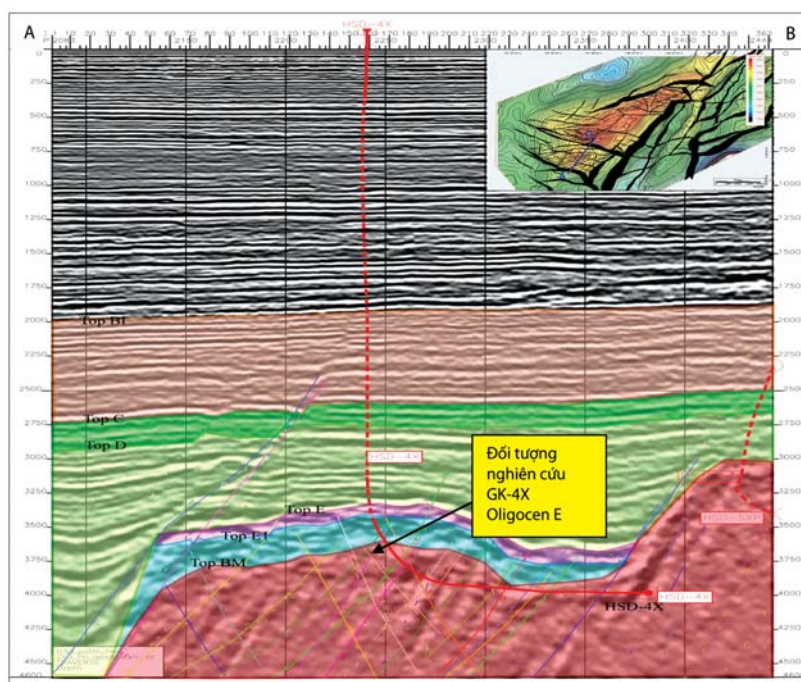
Trong những năm gần đây có hàng loạt phát hiện dầu khí ở tầng Oligocen E thuộc bồn trũng Cửu Long. Thành hệ Oligocen E ở khu vực HS có diện tích khá lớn (trên 34km²) nhưng chưa có giếng nào khoan qua thành hệ này trước đây. Giếng khoan GK-4X được thiết kế với mục đích là thăm lượng đá móng nứt nẻ bên sườn Tây Nam của khối móng nâng HS đồng thời thăm dò dầu khí tầng Oligocen E phủ trực tiếp lên đá móng này (Hình 1).

2. Đặc tính vỉa chứa tầng Oligocen

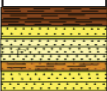
2.1. Thạch học

Theo kết quả phân tích thành phần thạch học, nhịp trầm tích, tính chất vật lý của đá, thành tạo trầm tích, phun trào thì thành hệ Oligocen E tại giếng khoan GK-4X được chia làm 3 tập: dưới, giữa và trên. Tập dưới với ưu thế thành phần phun trào, tập giữa mang tính chất chuyển tiếp có sự

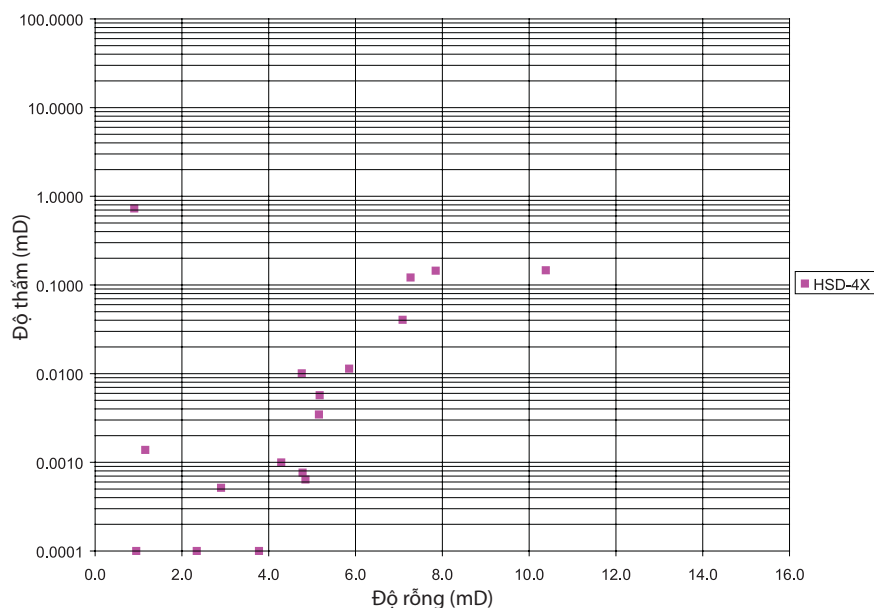
cân bằng giữa phun trào và trầm tích, tập trên với ưu thế thành phần trầm tích (Hình 2).



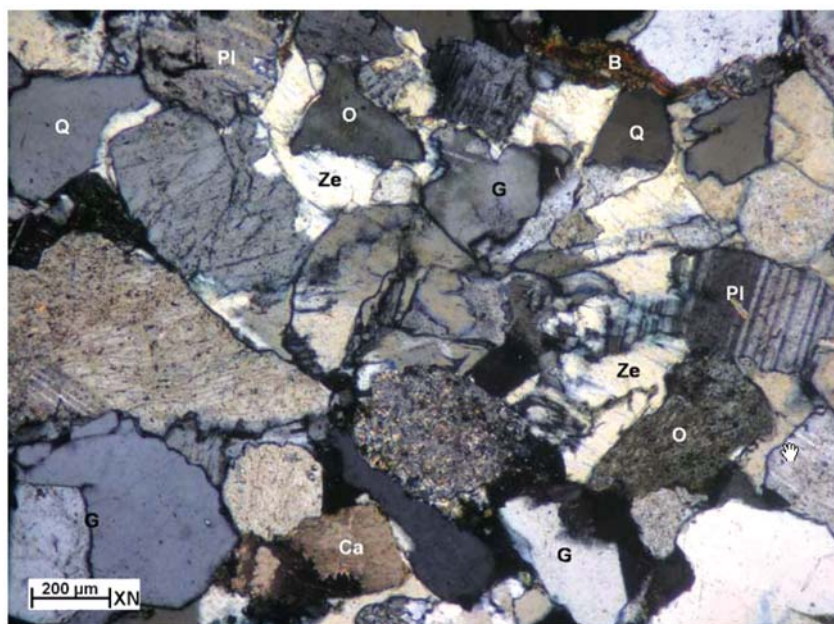
Hình 1. Mặt cắt qua giếng khoan GK-4X

Thời địa tầng quốc tế			Tập địa chấn	Thạch địa tầng			Cột địa tầng	Độ sâu (mMD)	Bề dày (m)	Thạch học	Cổ sinh
Hệ	Thống	Phụ thống		Hệ tầng	Tập	Nhíp					
Paleogen	Oligocen	Trên	D 3387 mMD	Trà Tân				3387		Sét kết, bột kết, cát kết xen kẹp	3410

Hình 2. Cột địa tầng Oligocen E ở giếng khoan GK-4X



Hình 3. Quan hệ rỗng thấm ở thành hệ Oligocen E, GK-4X



Hình 4. Mẫu lát mỏng soi dưới kính hiển vi phân cực cho thấy các hạt tiếp xúc trực tiếp, hầu như không có độ rỗng giữa hạt

2.2. Độ rỗng và độ thấm

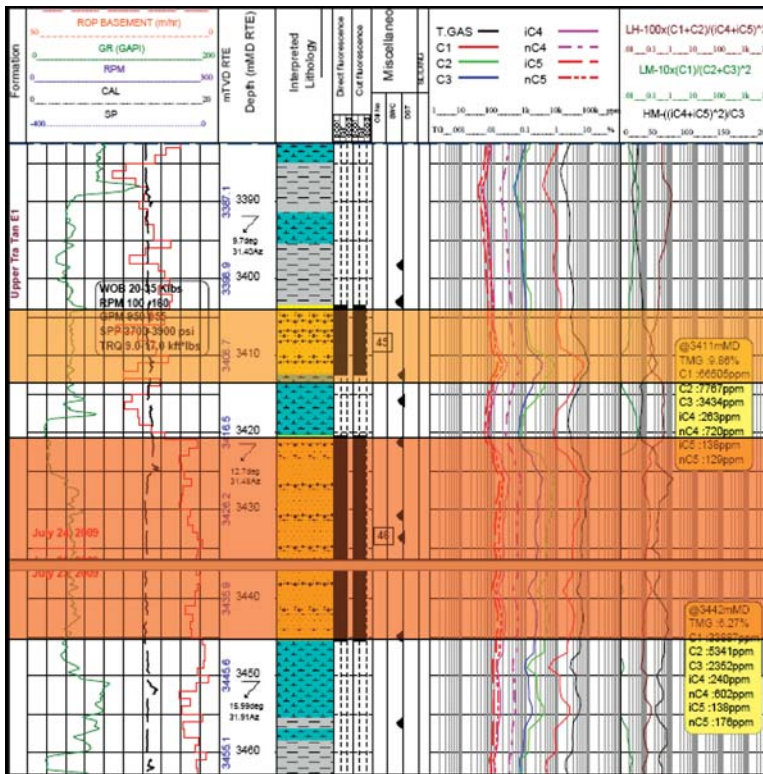
Kết quả phân tích rỗng thấm của các mẫu sườn ở giếng khoan 4X cho thấy độ rỗng rất thấp (khoảng dưới 8%) và độ thấm dưới 0,1mD được minh họa ở Hình 3. Các mẫu đo áp suất vỉa (MDT) cũng được thực hiện nhưng đều không thành công do thành hệ quá chặt xít. Kết quả phân tích lát mỏng cũng cho thấy các hạt đều tiếp xúc với nhau và bị biến đổi khá mạnh. Hầu hết đều không có độ rỗng giữa hạt hoặc rất nhỏ như Hình 4. Điều này chứng tỏ thành hệ Oligocen E khá chặt xít. Ngay cả khi so sánh với các thành hệ Oligocen E ở các mỏ khác lân cận cũng cho thấy chất lượng vỉa Oligocen E ở khu vực HSD kém hơn rất nhiều.

2.3. Biểu hiện dầu khí

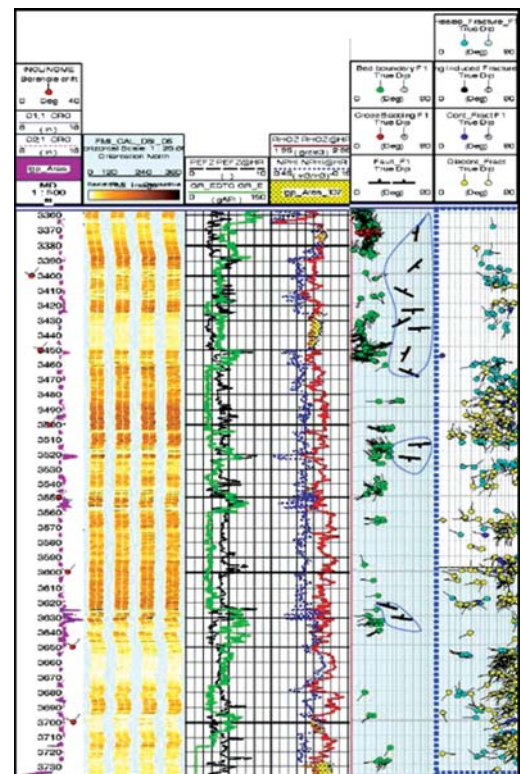
Tuy nhiên, trong quá trình khoan thì biểu hiện dầu khí khá tốt ở các tập cát bất gập trong thành hệ Oligocen E. Hình 5 cho thấy 2 tập cát ở độ sâu 3.410m và 3.430m trong Oligocen E cho phát quang cả trực tiếp và gián tiếp, đồng thời hàm lượng khí thành phần cũng tăng cao (gas reading peak). Rõ ràng với các kết quả phân tích từ mẫu sườn ở trên cho thấy độ thấm của thành hệ Oligocen E ở đây rất kém, được xem như là không thấm, trong khi đó tài liệu mudlog vẫn cho thấy sự hiện diện dầu khí ở tầng này. Điều đó cho thấy ngoài độ rỗng giữa hạt rất có thể thành hệ Oligocen E còn có sự hiện diện của độ rỗng khe nứt. Chính các độ rỗng khe nứt làm tăng tính chất thấm chứa cho thành hệ chặt xít Oligocen này.

2.4. Đứt gãy và nứt nẻ

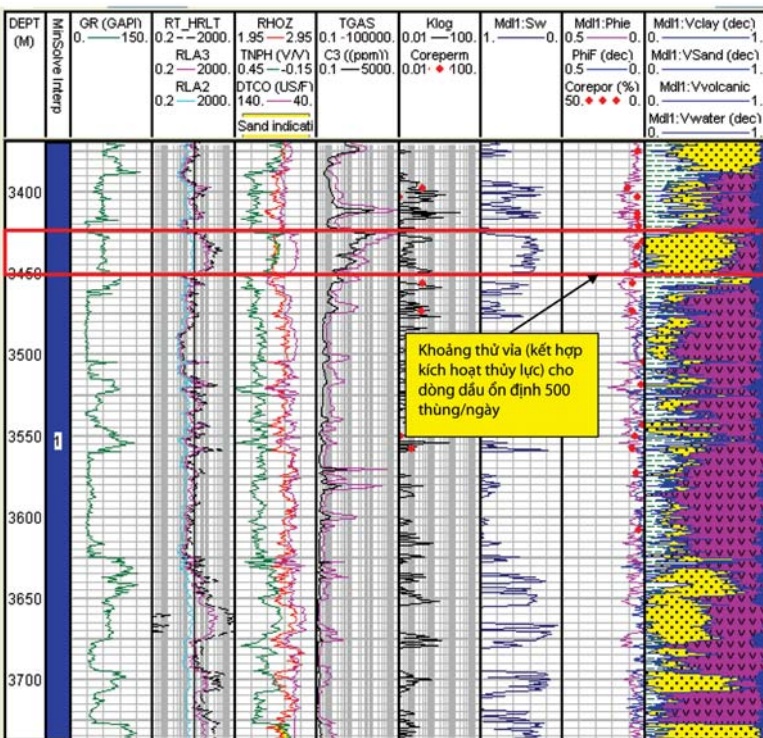
Theo kết quả minh giải tài liệu FMI, các khe nứt cũng như đứt gãy ở thành hệ Oligocen E được thể hiện ở Hình 6. Các đứt gãy nhỏ thường không xác định được trên tài liệu địa chấn nhưng lại dễ dàng xác định được trên tài liệu FMI qua các dấu hiệu như: sự thay đổi hướng đổ của địa tầng, gia tăng mật độ nứt nẻ gần đứt gãy... Hàng loạt các đứt gãy được minh giải ở khu vực gần đỉnh của thành hệ Oligocen E nơi có phương và góc dốc của phân lớp cũng thay đổi bên trên và dưới đứt gãy. Ngoài ra, hàng loạt các khe nứt cũng được phát hiện và minh giải dọc theo thành hệ Oligocen E. Mặc dù hầu hết các khe nứt không liên tục nhưng chính mạng lưới khe nứt giúp cho thành hệ có thể chứa được dầu và là nguồn cung cấp dầu cho quá trình thử vỉa cũng như khai thác sau này.



Hình 5. Biểu hiện khí khá tốt ở các tập cát chứng tỏ khả năng những nứt nẻ mở và có tác động tích cực đến sự nâng cao độ thấm của tầng chứa



Hình 6. Các đứt gãy và khe nứt được minh giải trên tài liệu FMI Oligocen E, GK-4X



Hình 7. Kết quả phân tích log ở tầng E giếng khoan HSD-4X

2.5. Đánh giá và lựa chọn khoảng thử vỉa

Với thành phần thạch học phức tạp và vỉa chứa chặt xít thì việc tính toán chính xác độ rỗng, độ thấm và độ bão hòa cho thành hệ

Oligocen E là khá thách thức. Mô hình đa khoáng vật (đá) được sử dụng để thể hiện được sự thay đổi thành phần thạch học cũng như tính chất đất đá khung của các khoáng vật (đá) khác nhau. Kết quả minh giải tài liệu FMI ở trên cũng cho thấy ngoài độ rỗng giữa hạt thì còn tồn tại độ rỗng khe nứt/đứt gãy ở thành hệ Oligocen chặt xít này.

Độ rỗng và độ thấm liên quan mật thiết đến thành phần thạch học, chiều sâu bị nén ép và quá trình biến đổi thứ sinh của thành hệ. Kết quả phân tích lát mỏng cho thấy thành hệ Oligocen E bị nén ép và bị biến đổi thứ sinh khá mạnh. Các hạt hầu như tiếp xúc trực tiếp với nhau và không thấy độ rỗng giữa hạt. Tập dưới có độ rỗng hiệu dụng trung bình là 3,6%, tập giữa là 5,6% và tập trên là 7,5%. Mặc dù vậy, thành hệ Oligocen còn có các nứt nẻ tự nhiên và trong số đó có khe nứt hở đã làm gia tăng thêm độ rỗng và độ thấm cho vỉa chứa chặt xít.

Theo tài liệu địa vật lý giếng khoan thì thành hệ Oligocen E tập vỉa từ 3.445 - 3.450m là tập cát sạch thể hiện qua đường cong mật

độ và neutron giao nhau. Đường cong điện trở khảo sát ở những chiều sâu khác nhau tách biệt cho thấy có sự hiện diện của đối ngẫu, do đó tập cát này có độ thấm tương đối tốt hơn khi so sánh với các tập vữa còn lại trong Oligocen E. Tập vữa này khá đồng nhất, có chiều dày lớn, biểu hiện dầu khí tốt. Ngoài độ rỗng giữa hạt còn tồn tại độ rỗng khe nứt. Sau đó, tập vữa 3.445 - 3.450m đã được lựa chọn cho thử vữa kết hợp với nứt vữa thủy lực đã cho dòng dầu hơn 500 thùng/ngày, không có nước.

Việc lựa chọn khoảng bắn vữa và kích thích vữa ở giếng GK-4X cũng rất quan trọng và áp dụng cho công tác thực hiện thử vữa là đối tượng chặt xít. Trước hết là công tác thu thập đầy đủ các số liệu đã giúp cho việc phân tích và đánh giá vữa chính xác nhất. Xác định vị trí khe nứt, mật độ khe nứt là vô cùng quan trọng trong việc kích thích vữa. Công tác mô phỏng quá trình thực hiện kích thích vữa phải được kiểm tra chi tiết trước khi bắt đầu thực hiện.

3. Kết luận

Thành hệ Oligocen E ở khu vực HS có thành phần thạch học khá phức tạp khi có sự hiện diện cả đá trầm tích, trầm tích phun trào và phun trào. Đặc tính vữa chứa Oligocen E chặt xít với độ rỗng nhỏ hơn 8% và độ thấm rất kém. Tuy nhiên, phân tích tài liệu FMI cho thấy thành hệ này còn có sự hiện diện của các khe nứt và đứt gãy. Cũng giống như đá móng nứt nẻ thì các đới có khe nứt và các đứt gãy đóng một vai trò lớn trong việc gia tăng độ rỗng thấm đối với đối tượng chặt xít Oligocen E. Kết quả thử vữa thành công của giếng khoan 4X cho thành hệ Oligocen E kết hợp với một số phát hiện thương mại khác trong thời gian gần đây ở thành hệ này thuộc bồn trũng Cửu Long cho thấy tiềm năng dầu khí cho các loại vữa chứa chặt xít Oligocen E cần được xem xét và đánh giá đúng mức trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

1. Thang Long JOC. *Sequence stratigraphy study for Oligocene E in well HSD-4X, HSD structural, block 15.2/01, Cuu Long basin*. July 2011.
2. Hoàng Ngọc Đông, Thang Long JOC. *Các thành tạo trầm tích - Phun trào tuổi Oligocen sớm tại giếng khoan HSD-4X thuộc phần Đông Bắc bể Cửu Long*. Tạp chí Địa chất. 1 - 2/2011; A (323): p. 36 - 47.
3. VPI, Petrography. *XRD and SEM analysis for side wall core of HSD-4X*. September 2009.



Hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí tại mỏ Hải Sư Đen. Ảnh: CTV

Một số vấn đề đặt ra trong quá trình thực hiện hủy giếng và hủy mỏ ở Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”

TS. Hoàng Quốc Khánh
TS. Nguyễn Thúc Kháng, TS. Vũ Thiện Lương
Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”

Mở đầu

Những năm gần đây, hàng loạt các mỏ dầu khí được phát hiện, xây dựng và đưa vào vận hành trên thềm lục địa Việt Nam đã góp phần đáng kể tăng cường sức mạnh của Ngành Dầu khí nói riêng và tiềm lực kinh tế của Việt Nam nói chung. Song song quá trình phát triển mỏ, các công ty dầu đang hoạt động ở Việt Nam đều phải xây dựng kế hoạch hủy mỏ, lập quỹ tài chính hủy mỏ trong tương lai khi kết thúc hoạt động ở khu vực được cấp phép. Được biết, hầu hết các mỏ dầu ở Việt Nam hiện đều ở giai đoạn đầu hoặc giữa quá trình khai mỏ và quá trình thực hiện cho thấy có sự tiếp cận và thực hiện khác nhau, do vậy chi phí hủy mỏ sẽ có sự khác biệt đáng kể. Việc điều chỉnh, sửa đổi các quy chế nhằm xây dựng các quy trình công nghệ chuẩn về hủy giếng và hủy mỏ vừa đảm bảo chất lượng công việc vừa phù hợp với thực tiễn được coi là vấn đề cấp thiết hiện nay.

Hủy mỏ thực chất là quá trình “ngược” so với công tác xây dựng mỏ, bao gồm hai phần việc chính là hủy giếng và hủy các công trình trên mặt đáy biển. Tùy chính sách và chiến lược từng nước, quy trình hủy mỏ sẽ có những điểm khác biệt, thậm chí Mỹ có quy chế hủy mỏ riêng ở từng bang. Tuy nhiên, các quy chế này đều thống nhất ở điểm các công ty dầu phải trả lại nguyên trạng bề mặt đáy biển, mặt đất như trước khi bắt đầu quá trình xây dựng và phát triển mỏ dầu khí. Các công ty dầu khí ở Việt Nam rất quan tâm đến vấn đề thu dọn mỏ, nhằm tuân thủ các điều khoản quy định của Luật Dầu khí cũng như các Nghị định do Bộ Công Thương ban hành trong thời gian qua.

Về tài chính, các công ty dầu đều phải thiết lập kế hoạch hủy mỏ và trích nộp quỹ tài chính, đây là cơ sở trích lập chi phí từ lợi nhuận bán dầu để dành ngân khoản cho hủy mỏ. Vấn đề là nếu chi phí hủy mỏ lớn, nhà đầu tư sẽ bị hao hụt lợi nhuận đáng kể, thậm chí

buộc phải đưa ra quyết định dừng đầu tư nhưng nếu chi phí dự trữ thấp, việc thực thi hủy mỏ sẽ gặp nhiều khó khăn phức tạp trong tương lai và nước chủ nhà có nguy cơ phải chấp nhận. Do đặc điểm riêng, hầu hết các mỏ dầu ở Việt Nam hiện đều nằm trên thềm lục địa nên chi phí xây dựng, vận hành và chi phí hủy mỏ đều cao hơn nhiều so với trên đất liền. Việc tiết kiệm chi phí vận hành cũng như hủy mỏ góp phần mang lại hiệu quả kinh tế lớn.

Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã thực hiện hủy một số giếng khoan khai thác trong những năm gần đây, quá trình thực hiện đã và đang nảy sinh một số vấn đề liên quan đến quy trình công nghệ kỹ thuật hủy giếng và kèm theo đó là các chi phí có thể sửa đổi để phù hợp và bám sát thực tiễn. Bài báo này đề cập đến một số vấn đề liên quan đến công tác hủy giếng, hủy mỏ đã và đang tiến hành ở các công ty dầu trên lãnh thổ Việt Nam, đề xuất một số tiếp cận mới nhằm vẫn đảm bảo thực thi quá trình hủy mỏ an toàn, đồng thời tiết giảm chi phí xuống tới mức thấp nhất có thể, nhằm đảm bảo hài hòa giữa lợi ích của nhà đầu tư và lợi ích của Nhà nước.

1. Một số quy định liên quan đến công nghệ hủy mỏ ở Việt Nam

Nội dung hủy mỏ được thể hiện trong hàng loạt các văn bản [1 - 6], bao gồm các quy định làm cơ sở để thực hiện các quy trình công nghệ liên quan đến các phần công việc chính như sau:

+ Đóng giếng, cắt và thu hồi tổ hợp ống chống ở các giếng khoan dưới bề mặt đáy biển.

+ Thu dọn các công trình được xây dựng trong suốt quá trình phát triển mỏ, bao gồm các loại giàn cố định, giàn nhẹ, ống đứng, ống rót dầu, neo tàu... Theo quy định, tất cả các công trình biển, giếng khoan đều phải được cắt và thu hồi dưới bề mặt đáy biển tối thiểu 3m.



Quỹ hủy giếng cho mỏ Bạch Hổ được Bộ Công Thương phê duyệt là hơn 1 tỷ USD. Ảnh: CTV

+ Làm sạch bên trong, bên ngoài và thu hồi các đường ống công nghệ lắp đặt trên nền đáy biển. Chỉ cho phép để lại các đường ống chôn ngầm dưới nền đáy biển.

+ Công tác vệ sinh, quan trắc môi trường của mỏ trước, trong và sau quá trình hủy mỏ.

Thông thường, theo thời gian khai mỏ, các giếng khoan được đóng và hủy trước tiên, các công trình biển sẽ được cắt và thu hồi cùng với quá trình hủy mỏ. Do vậy, việc đóng, cắt và hủy giếng sẽ được ưu tiên thực hiện ngay từ khi các giếng khoan đã được xác nhận hết mục đích sử dụng.

2. Thực hiện công tác hủy mỏ ở Việt Nam hiện nay

2.1. Hủy giếng ở Vietsovpetro

Hiện tại, Vietsovpetro đang điều hành khai thác các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng Đồi Mồi với khoảng gần 400 giếng bố trí trên hơn 30 giàn khoan cố định, giàn công nghệ, giàn nhẹ với hàng nghìn km đường ống công nghệ lớn nhỏ dẫn nước, dầu và khí liên kết giữa các công trình biển với nhau và dẫn khí về đất liền. Trong tương lai

gần, Vietsovpetro đang thực hiện kế hoạch đưa tiếp một số mỏ nữa vào khai thác như: Gấu Trắng, Mèo Trắng, Thiên Ưng... và đang tiếp tục quá trình tìm kiếm, thăm dò và phát triển các mỏ khác trên thềm lục địa Việt Nam. Ngoài ra, Vietsovpetro và các công ty dầu khác ở Việt Nam sẽ triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở các vùng nước sâu. Như vậy, số lượng giếng và các công trình biển tiếp tục tăng lên, do đó chi phí hủy mỏ cũng sẽ tăng lên tương ứng.

Về tài chính, quỹ hủy giếng cho mỏ Bạch Hổ được Bộ Công Thương phê duyệt là hơn 1 tỷ USD (năm 2009) và cho mỏ Rồng và Nam Rồng Đồi Mồi theo kế hoạch trình Bộ Công Thương là gần 700 triệu USD. Như vậy, quỹ tài chính dành cho hủy hai mỏ của Vietsovpetro đã lên tới gần 2 tỷ USD. Thực tế đây là số tiền rất lớn, nhất là với đất nước đang phát triển như Việt Nam nên việc đầu tư lựa chọn công nghệ hủy mỏ hợp lý, hiệu quả cao rất cần được quan tâm. Ngoài ra, các quy định pháp luật liên quan đến hủy mỏ cũng cần được điều chỉnh, sửa đổi cho phù hợp với thực tiễn phát triển nhanh chóng của khoa học kỹ thuật và công nghệ như hiện nay.

Trong các năm 2007 - 2012, Vietsovpetro đã thực hiện thử nghiệm hủy ở một số giếng trên các giàn cố định như giếng khoan 35-MSP1, 63 và 79-MSP3, 82, 87 và 84-MSP4, 1020-MSP10. Đồng thời, Vietsovpetro đã thiết lập “Kế hoạch hủy mỏ” cho các mỏ Bạch Hổ, Rồng và Nam Rồng Đối Mồi. Ngoài phần hủy giếng đã có sự chuẩn bị nhất định về mặt công nghệ thì việc hủy các công trình biển, đường ống dẫn và các phần khác vẫn còn nhiều phức tạp do chưa có các số liệu thực tế để tính sát, tính đủ chi phí cho các quá trình thi công. Tuy nhiên, bước đầu khi thực hiện các công việc trên cho phép nêu ra một số vấn đề sau:

- Vấn đề xử lý cần khai thác, thiết bị lòng giếng và dụng cụ kẹt trong giếng

Theo Quy chế số 37/2005/QĐ-BCN [3] (gọi tắt là Quy chế 37-BCN) “Bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí” do Bộ Công Thương ban hành, không chỉ rõ là bắt buộc phải thu hồi hết hay cho phép để lại thiết bị lòng giếng và đoạn cần khai thác có chiều dài hợp lý trong giếng khoan khi hủy. Vấn đề là nếu bộ cần khai thác (tubing/thiết bị lòng giếng) được sử dụng trong nhiều năm, có thể đã trải qua nhiều lần xử lý cận đáy giếng bằng các phương pháp khác nhau để gia tăng sản lượng thu hồi dầu thì sẽ trở nên kém bền. Bộ cần khai thác có thể bị đứt ở bất cứ độ sâu nào khi kéo, nên việc thu hồi vừa tốn kém vừa có độ rủi ro cao. Do vậy, việc để lại bộ cần khai thác trong lòng giếng cần phải được tính đến. Để lại bộ cần khai thác với chiều dài hợp lý, chúng ta có thể tiết kiệm đáng kể thời gian lắp đặt và tháo dỡ thiết bị đối áp, thời gian nhiều lần kéo thả cần khoan khi đổ cầu xi măng... Đặc biệt hiệu quả khi sử dụng giàn tự nâng để hủy giếng trên các giàn nhẹ vốn có chi phí cao gấp 3 - 5 lần chi phí trên giàn cố định.

Ngoài ra, có nhiều sự cố khác xảy ra trong quá trình sửa giếng, đo địa vật lý kể cả khi hủy giếng... để lại thiết bị, dụng cụ ở trong giếng, thì khi đó việc xử lý nhanh chóng và chất lượng bằng cầu xi măng ở các trường hợp này cần được ưu tiên áp dụng thay vì triển khai ứng cứu sự cố.

- Xác định chiều sâu cắt giếng khoan, công trình biển

Trong Quy chế 37-BCN (Điều 19, mục 2 [3]) quy định bắt buộc cắt và thu hồi toàn bộ đầu giếng ngầm, cột ống chống của giếng khoan dưới đáy biển tối thiểu 3m. Hiện Vietsovpetro đang quản lý các mỏ có chiều sâu mực nước biển khoảng 40 - 60m thì việc cắt và thu hồi các công trình biển dưới đáy biển hầu như không gặp khó khăn. Tuy nhiên, khi Vietsovpetro và Ngành Dầu khí Việt Nam

tiến ra các vùng nước sâu hơn (từ 120m đến hàng nghìn mét nước) thì quy định này cần được xem xét linh hoạt hơn. Bởi về mặt công nghệ vẫn có thể thực hiện nhưng chi phí cắt dưới đáy biển cao hơn nhiều lần so với cắt trên đáy biển. Như vậy, xét về hiệu quả tài chính thì nhà đầu tư sẽ cân nhắc vì chi phí điều hành cho các vùng nước sâu sẽ tốn kém gấp hàng chục lần so với vùng nước nông. Trong khi đó, các lý do chính đáng để quyết định chiều sâu cắt thu hồi công trình biển như vấn đề an toàn hàng hải, đánh bắt hải sản ở chiều sâu này ít hoặc hầu như không bị ảnh hưởng. Do vậy, các công ty dầu ở Việt Nam cần nhanh chóng được hướng dẫn cụ thể hơn để có thể yên tâm đầu tư và hoạt động lâu dài hơn trên lãnh thổ nước ta.

- Vấn đề giải pháp cắt và thu hồi ống chống

Điều 19, mục 3d của Quy chế 37-BCN quy định: “phải cắt và thu hồi từng ống chống...” trong khi trên thế giới đã áp dụng hiệu quả công nghệ cắt nhiều lớp ống cùng lúc bằng tia nước áp lực cao có hạt mài, bằng mìn nổ hay bằng cửa hợp kim. Do vậy, việc quy định chặt chẽ các điều khoản làm các công ty dầu gặp nhiều khó khăn khi thực hiện. Trước đây ở Vietsovpetro, hầu hết các cột ống chống đều được trám xi măng tới miệng, các lớp ống thường gắn kết với nhau nên việc cắt và thu hồi từng ống vừa phức tạp vừa khó thực hiện. Do vậy, giải pháp công nghệ vừa đơn giản quy trình, vừa tiết kiệm thời gian lẫn chi phí cần được coi là giải pháp tối ưu hơn.

- Vấn đề xử lý chất thải trên các công trình biển

Ta biết rằng, cho dù giếng khoan đã cạn kiệt sản phẩm khai thác và có thể đưa vào hủy, nhưng thực tế bên trong giếng và bộ cần khai thác vẫn còn nhiều dầu thô, paraffin... Việc bơm tuần hoàn trong giếng, kéo và thu hồi bộ cần khai thác sẽ đưa lên bề mặt nhiều sản phẩm khó xử lý. Trong khi ở Quy chế 37-BCN hầu như chưa đề cập đến vấn đề này, do vậy, việc cho phép bơm ép sản phẩm dầu mỏ dư trở lại vỉa cần được tính đến như là giải pháp xử lý chất thải tối ưu.

Được biết, các công ty dầu ở biển Bắc (North Sea) đang hoàn thiện quy trình công nghệ, xây dựng hàng rào pháp lý và đưa ra các tiêu chuẩn, quy định rất chặt chẽ và khoa học về việc bơm chất thải của quá trình khoan, khai thác trở lại vào vỉa sâu nhằm giải quyết bài toán môi trường ngay tại giếng khoan thay vì chuyển chất thải về bờ để xử lý (vừa tốn kém, phức tạp mà vẫn không bảo đảm môi trường).

- Một số vấn đề khác

Trong thực tế khi thử nghiệm hủy một số giếng khoan, Vietsovpetro cũng gặp một số vấn đề khác như: sự ảnh hưởng thứ cấp của quá trình phân rã thành phần polymer vốn là loại hóa phẩm không thể thiếu trong quá trình chuẩn bị dung dịch khoan hủy giếng gây ra lắng đọng pha cứng và quá trình ăn mòn thứ cấp, hoặc vấn đề xác định chiều sâu hợp lý để đục lỗ bơm ép xi măng nhằm triệt hủy áp suất dư (áp suất giữa các cột ống chống) được quy định rõ ở Điều 19, mục 3b của Quy chế 37-BCN “đục ống chống sát bên dưới đầu giếng...”.

2.2. Công tác hủy mỏ ở các công ty dầu khác

Hàng loạt các công ty dầu hiện đang điều hành các mỏ lớn nhỏ ở Việt Nam như: Cuu Long JOC, Hoang Long Hoan Vu JOC's, Lam Son JOC, JVPC, PVEP POC... đang từng bước thực hiện các phần việc liên quan đến hủy giếng và hủy mỏ theo quy định của Luật Dầu khí Việt Nam và các văn bản dưới luật do Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành. Các công ty dầu khí đã thiết lập và nhận được sự phê duyệt của Chính phủ Việt Nam các “Kế hoạch hủy mỏ”. Một số công ty dầu như JVPC, Cuu Long JOC... đã thực hiện hủy một vài giếng khoan khai thác thời gian gần đây, còn hủy các giếng khoan tìm kiếm thăm dò được coi là việc thông thường.

Do đó, có thể khẳng định rằng các công ty dầu khí ở Việt Nam đều thu nhận được nhiều kinh nghiệm và có sự tiếp cận vấn đề hủy giếng hủy mỏ theo các phương pháp và công nghệ khác nhau. Việc tổng kết, trao đổi kết quả thực hiện cũng như đạt được sự thống nhất về nội dung các đề xuất sửa đổi và bổ sung các quy định về hủy mỏ để trình Chính phủ Việt Nam xem xét thực sự cấp thiết và cần được tiến hành càng sớm càng tốt.

3. Kết luận

1. Việc xây dựng được các quy trình công nghệ - kỹ thuật chuẩn phục vụ cho công tác hủy mỏ dầu khí là mong muốn và lợi ích của tất cả các công ty đang tham gia điều hành các mỏ dầu ở Việt Nam nhằm giảm thiểu rủi ro cũng như dự tính được phần chủ yếu chi phí liên quan đến hủy mỏ.

2. Việc tiếp cận và thu nhận những kiến thức mới trong hủy mỏ là cần thiết nhằm đảm bảo quá trình hủy mỏ hiệu quả với chi phí thấp nhất có thể.

3. Việc xây dựng được các chi phí cơ bản liên quan đến hủy mỏ sẽ giúp các công ty dầu dự tính và cân đối

được các nguồn vốn đầu tư cho từng giai đoạn phát triển mỏ, nhằm giải quyết hài hòa bài toán lợi ích của công ty dầu khí và của Chính phủ Việt Nam.

4. Kiến nghị

Thời gian gần đây, kỹ thuật và công nghệ thực hiện hủy giếng hủy mỏ dầu khí ở Việt Nam đã có những bước phát triển đáng kể, do vậy rất cần thiết tổ chức tổng kết và trao đổi kinh nghiệm giữa các công ty dầu đang hoạt động ở Việt Nam với các nhà quản lý, các nhà khoa học liên quan đến công tác thu dọn mỏ ở Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Bộ Công Thương, Bộ Khoa học và Công nghệ, Bộ Tài nguyên Môi trường..., nhằm tổ chức và quản lý công việc hiệu quả hơn nữa.

Tài liệu tham khảo

1. *Luật Dầu khí Việt Nam*. Thủ tướng Chính phủ Việt Nam ký quyết định ban hành, hiệu lực từ ngày 7/7/1995 và được sửa đổi, bổ sung vào ngày 9/6/2000.
2. *Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan*. Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ký quyết định ban hành số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005.
3. *Quyết định về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí*. Thủ tướng Chính phủ ký quyết định ban hành số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21/3/2003.
4. *Quy chế an toàn trong các hoạt động dầu khí*. Thủ tướng Chính phủ ký quyết định số 41/1999/QĐ/TTg ngày 8/3/1999.
5. *Regulation on abandonment and suspension of oil and gas wells*. Vietnam Oil and Gas Corporation. Hanoi, 1999.
6. *Quy chế tạm thời hủy giếng các mỏ của Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”*, BP CP-93-11 được lãnh đạo Vietsovpetro phê duyệt năm 2011.

Nghiên cứu lựa chọn dung dịch khoan các giếng dầu khí trong điều kiện áp suất cao - nhiệt độ cao

TS. Phạm Quang Hiệu

Đại học Mở - Địa chất

ThS. Trương Hoài Nam

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Trong quá trình thi công các giếng khoan khai thác dầu khí ở điều kiện nhiệt độ áp suất cao - nhiệt độ cao, chất lượng và khả năng tải mùn khoan của dung dịch khoan: độ nhớt, độ thải nước, tính chất lưu biến... bị ảnh hưởng rất nhiều. Thực tế đòi hỏi phải có hệ dung dịch đáp ứng được các yêu cầu của công tác tải mùn khoan khỏi đáy giếng trong điều kiện như vậy. Bài báo nghiên cứu sự ảnh hưởng của áp suất cao - nhiệt độ cao tới tính chất của dung dịch khoan, trên cơ sở đó nghiên cứu đề xuất loại dung dịch khoan phù hợp thi công trong điều kiện này.

1. Chức năng của bơm rửa giếng khoan

Các chức năng chính của dung dịch khoan là làm sạch mùn khoan ở đáy và đưa mùn khoan lên mặt đất; tạo nên cột áp thủy tĩnh cân bằng áp suất vỉa; làm mát bộ khoan cụ và giữ được hạt mùn ở trạng thái lơ lửng khi ngừng tuần hoàn. Khoan và hoàn thiện giếng trong các điều kiện áp suất đáy cao và nhiệt độ cao (HPHT) là hoạt động vô cùng khó khăn và phức tạp. Nhiệt độ ở đáy giếng là một trong những yếu tố quyết định, có ảnh hưởng đến tính chất lưu biến và độ thải nước của dung dịch khoan trong quá trình khoan.

Để nhận biết đầy đủ về ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình khoan, cần biết nhiệt độ của dung dịch trên đáy giếng cũng như quy luật biến đổi nhiệt độ trong thời gian tuần hoàn. Từ đó, xác định mối liên quan giữa những chỉ số này, phát hiện các quy luật và ảnh hưởng của chúng tiếp theo trong quá trình trám xi măng cột ống chống.

Tuy nhiên, phụ thuộc vào áp suất đáy và nhiệt độ mà tính chất của dung dịch khoan thay đổi, ảnh hưởng không tốt đến việc xác định chính xác tỷ trọng và độ nhớt của dung dịch khoan trên mặt cũng như trong điều kiện ở đáy. Trong các giếng HPHT, sự thay đổi đó có thể bị hạn chế vì sự an toàn không cho phép. Vì vậy, dự báo những hiệu ứng này có ý nghĩa quyết định đối với kết quả khoan giếng HTHP. Mặt khác, những sai số quan trọng này khi tính toán áp suất dung dịch khoan trong khoảng của vỉa có thể bị bỏ qua, liên quan đến hoặc là nhiệt độ hoặc là với các tính chất của dung dịch khoan.

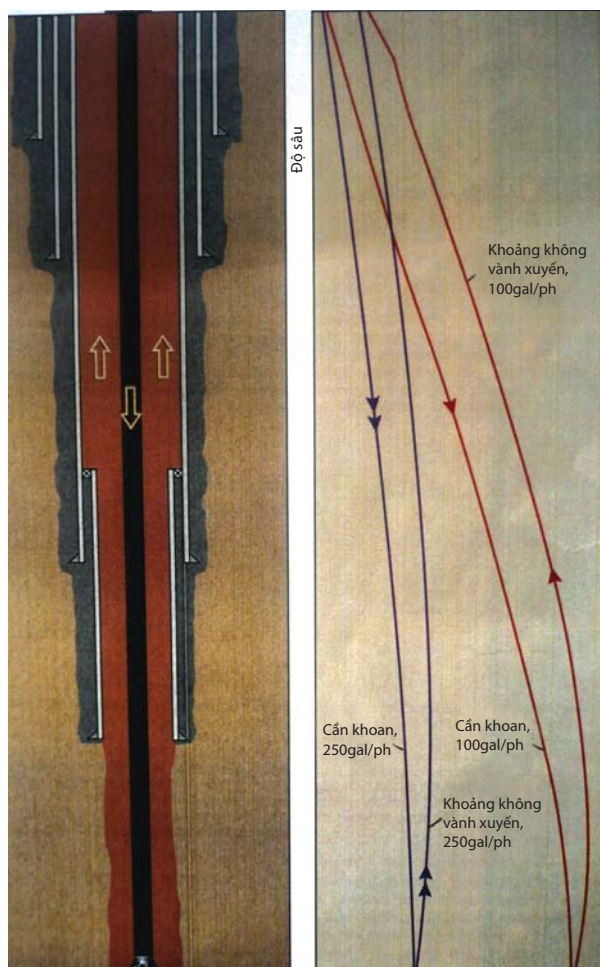
2. Lập mặt cắt nhiệt độ giếng khoan

Vấn đề chủ yếu để nhận biết bản chất của dung dịch khoan HPHT là lập mô hình mặt cắt nhiệt theo thân giếng trong tất cả các giai đoạn khoan. Lập mô hình khoan bắt đầu từ mô hình giếng, trong đó gồm có mặt cắt nhiệt độ trong các khoảng thân giếng khác nhau và nhiệt độ tương ứng của dòng chảy.

Dung dịch khoan di chuyển theo thân giếng, tiếp nhận nhiệt từ môi trường xung quanh và tỏa nhiệt vào môi trường (Hình 1). Mức độ trao đổi nhiệt phụ thuộc vào nhiệt độ và vận tốc dòng chảy của dung dịch, tính dẫn nhiệt của vỉa, gradien địa nhiệt trong vỉa nguyên trạng, tỷ nhiệt dung của dung dịch và các yếu tố khác.

Khi dung dịch chảy vào giếng sẽ xảy ra sự truyền nhiệt thuần túy từ vỉa cho dung dịch khoan. Khi đến choòng khoan, dung dịch khoan vẫn còn lạnh hơn môi trường đất đá bao quanh vỉa. Khi dung dịch dâng lên mặt, dung dịch tiếp tục được thu nhiệt cho đến một điểm - tại đó nhiệt độ của vỉa và dung dịch cân bằng. Từ trên điểm này, khi dâng tiếp lên mặt, dung dịch khoan sẽ nguội dần.

Thông thường trong giai đoạn đầu bơm rửa, nhiệt độ là thấp nhất. Sau đó, nhiệt độ tăng lên dần cho đến khi đạt đến trị số tối đa nhất định và duy trì đến cuối giai đoạn bơm rửa. Điều đó cho thấy, lúc bắt đầu bơm rửa, trong phần thân giếng ở bên trên dung dịch tuần hoàn trong trạng thái nóng vừa, sau đó nhiệt độ của dung dịch tăng nhanh và tiếp theo sự xuất hiện dung dịch với nhiệt độ cao hơn. Rõ ràng, nhiệt độ tối đa được xác định từ khi

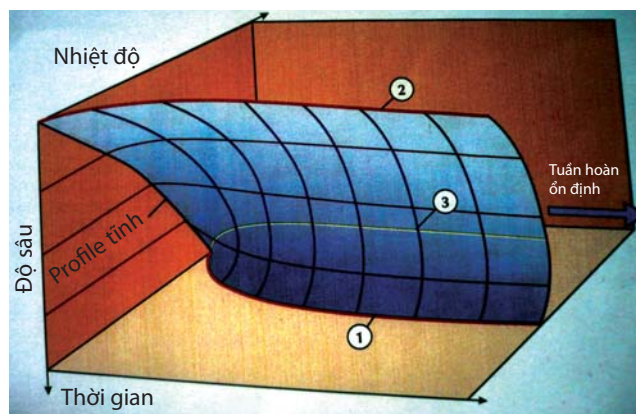


Hình 1. Mặt cắt nhiệt của dung dịch khoan

dung dịch từ trên đáy giếng chảy ra, có nghĩa là chất lỏng rửa giếng tuần hoàn đã hoàn thành một nửa chu kỳ (theo chiều dài đường). Thời gian xuất hiện điểm cực đại nhiệt độ phụ thuộc vào công suất của máy bơm, đường kính giếng và chiều sâu giếng. Mật độ và độ nhớt của dung dịch khoan thay đổi theo thời gian. Sự thay đổi này cần được biết chính xác để tính áp suất tĩnh và áp suất động tại mỗi khoảng khoan [1].

Mật cắt nhiệt độ có thể xác định được bằng cách tạo lập mô hình tương ứng. Theo thời gian, sự cân bằng nhiệt có thể tính bằng hai phương pháp: sau khi dung dịch ngừng tuần hoàn hoặc khi các điều kiện tuần hoàn không thay đổi. Mật cắt nhiệt độ ổn định sẽ gần bằng với gradien địa nhiệt, trong khi đó mật cắt nhiệt độ tuần hoàn thay đổi phụ thuộc vào năng suất bơm.

Trên hình vẽ mặt cắt nhiệt độ thẳng đứng trong ống chống và cột cần khoan xử lý theo phần mềm MudCADE của Dowell. Số liệu đầu vào - đó là tỷ nhiệt dung và độ dẫn nhiệt của từng thành phần, còn các số liệu chính đầu



Hình 2. Tính chất của nhiệt độ không xác định

ra - nhiệt độ dung dịch khoan trong cần khoan và trong khoảng không vành xuyên, giữa cột cần khoan và ống chống. Trong khoảng thời gian giữa tuần hoàn ổn định và các điều kiện tĩnh học xác định, ta có các mặt cắt nhiệt độ thay đổi theo thời gian (Hình 2).

Khi ngừng tuần hoàn trên 24 giờ, nhiệt độ của dung dịch khoan trong khoảng vành xuyên ngoài ống gần bằng gradien địa nhiệt. Sau khi thao tác kéo - thả sự tuần hoàn làm dung dịch lạnh nhanh trên đáy (đường 1), trong khi đó nhiệt độ của dung dịch khoan từ đáy dâng lên mặt tăng lên (đường cong 2). Chiều sâu bắt đầu từ đó nguội dần, thay đổi theo lên trên theo thân giếng với thời gian đến khoảng gần 1/3 chiều sâu trên đáy (đường 3). Sau khoảng 3 giờ, dung dịch tuần hoàn dung dịch đạt đến cân bằng động lực, trong khoảng thời gian đó mật cắt nhiệt độ vẫn giữ nguyên. Muốn vậy, để dự báo áp suất đáy tổng sau khi bắt đầu khoan, cần thiết xây dựng mô hình bản chất nhiệt độ chưa điều chỉnh.

Về lý thuyết, sau khi ngừng tuần hoàn yêu cầu khoảng 16 giờ để nhiệt độ dung dịch khoan đạt đến khoảng 10% gradien địa nhiệt, trong khi đó nhiệt độ dung dịch khoan tuần hoàn chỉ cần 6 giờ để cân bằng [1]. Đường biểu diễn nhiệt độ cần dự báo nhiệt độ để có thể tính áp suất đáy trong khi bơm và sau khi thay đổi lưu lượng bơm. Nếu hệ số an toàn không lớn, sự giảm áp suất tĩnh sau khi ngừng tuần hoàn có thể đạt tới hạn. Sau khi lập được mặt cắt nhiệt độ giếng khoan, cần cứ vào tương quan giữa mật độ cục bộ, áp suất và nhiệt độ có thể tính mật độ dung dịch hiệu dụng.

Mật độ dung dịch tuần hoàn tương đương (Equivalent Circulating Density - ECD) trong giếng HPHT thường cao hơn một ít so với mật độ dung dịch hiệu dụng do khe hở vành xuyên giữa cần khoan và thành giếng (Hình 3). ECD

tính theo số đo độ nhớt của dung dịch khoan nhất định trong không gian vành xuyên và tăng lên khi tăng lưu lượng máy bơm. Các phương pháp tính này có phần phức tạp hơn khi độ nhớt thay đổi theo nhiệt độ.

Mật độ tương đương của dung dịch khoan tuần hoàn là tỷ trọng hiệu dụng của dung dịch khoan đang tuần hoàn ở một độ sâu nhất định trong giếng khoan; thường lớn hơn tỷ trọng dung dịch do trên mặt, do tổn thất áp suất cho ma sát trong khoảng vành ống và mùn khoan lẫn trong dung dịch. Theo dõi ECD trên đáy nhờ có dụng cụ đo áp suất trong khoảng không vành xuyên trong quá trình khoan (APWD) giúp cho việc dự báo phức tạp trong quá trình rửa giếng trước khi xuất hiện kẹt [1].

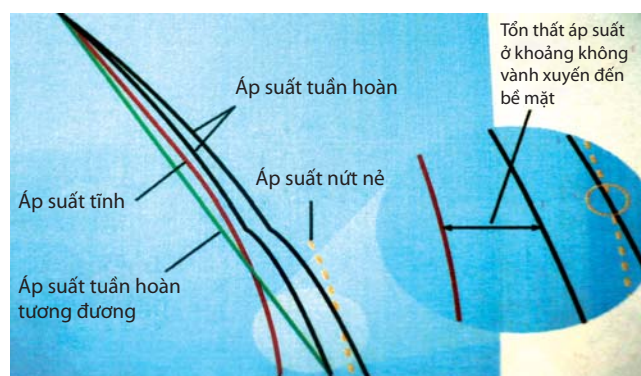
$$ECD = d + \frac{P}{0,052D}$$

Trong đó: d : Trọng lượng riêng (ppg) của dung dịch

P : Áp suất (psi) trong khoảng không vành xuyên

D : Chiều sâu (ft).

Trong thời gian tuần hoàn, sự gia tăng áp suất để thắng ma sát trong khoảng không vành xuyên và bơm dung dịch khoan từ chiều sâu nhất định lên mặt, là tổn thất áp suất ngoài ống (APL). APL tăng lên do tăng lưu lượng bơm và độ nhớt của dung dịch, bổ sung cho áp suất thủy tĩnh, tăng áp suất đáy tổng lên trong thời gian tuần hoàn. Lưu lượng của máy bơm không được gây ra áp suất dung dịch khoan lớn hơn áp suất nứt vỉa. Mỗi trị số lưu lượng bơm có thể tính được mật độ tương đương của dung dịch tuần hoàn để có được tổng áp suất như thế tại chiều sâu nhất định. Bởi vì tổn thất áp suất phụ thuộc vào độ nhớt và các tham số hình học của giếng và hiểu biết về ECD rất cần thiết khi độ nhớt được xác định chính xác. APL có thể lập mô hình phụ thuộc vào lưu lượng máy bơm dung dịch.



Hình 3. Mật độ tương đương của dung dịch khoan tuần hoàn (ECD)

3. Tính áp suất đáy của dung dịch khoan

Để tính áp suất thủy lực đẩy lên vỉa trong giếng HPHT được chính xác, thay cho sử dụng mật độ dung dịch hiệu dụng và mật độ dung dịch tuần hoàn tương đương (ECD), ta sử dụng *áp suất tĩnh* (P_T), *áp suất động* (P_D) của dung dịch và *áp suất của mùn khoan* (P_M) - đây là các thành phần của áp suất tổng của dung dịch tác động lên đáy giếng. Áp suất tĩnh của dung dịch khoan với chất lỏng gốc được phân tích theo nhiệt độ - thể tích - áp suất (PVT). Dung dịch khoan có gốc chất lỏng hydrocarbon có tính nén cao so với dung dịch gốc nước.

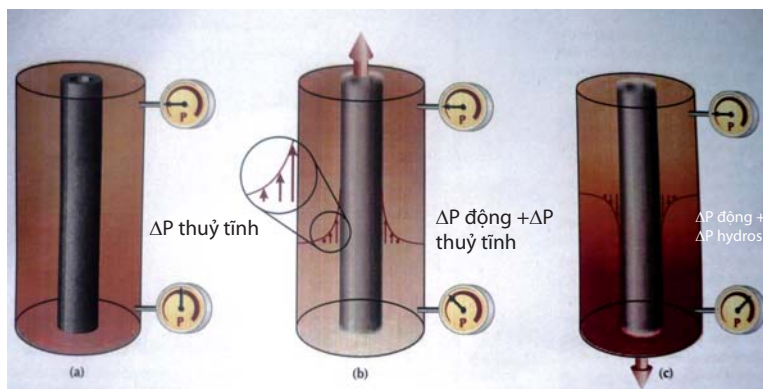
Áp suất thủy tĩnh của cột dung dịch khoan trong giếng khoan là yếu tố quan trọng nhất, nhờ đó chất lưu vỉa không phụt lên mặt đất trong khi nối thêm cần khoan, thao tác kéo - thả, trong thời gian ngừng bơm và mở đối áp... tăng khối lượng riêng của dung dịch khoan sẽ nâng cao sự ổn định của thành giếng.

Áp suất tĩnh ở đáy được xác định theo tỷ trọng của dung dịch khoan đo trên mặt đất, trong khi đó áp suất bổ sung xuất hiện trong quá trình tuần hoàn, có thể xác định tương quan giữa lưu lượng dung dịch khoan và các tính chất lưu biến của dung dịch.

Mật độ của dung dịch có thể bắt đầu tính từ trên mặt, nhờ đo trực tiếp áp suất và nhiệt độ. Áp suất thủy tĩnh dự báo và nhiệt độ cho phép tính tỷ trọng tiếp theo chiều sâu giếng. Trên khoan trường nên đo tỷ trọng của dung dịch để nâng cao độ chính xác các số liệu ban đầu. Cùng với các số liệu PVT, ta có thể tính được áp suất thủy tĩnh tại mỗi chiều sâu nhờ bộ phần mềm Dowell MudCADE và DSHyd.

Áp suất động bao gồm tổn thất áp suất ngoài ống do chất lỏng trộn lẫn nhau, vận tốc chuyển dịch cột cần (hiệu ứng pittong) và áp suất quán tính xuất hiện trong khi kéo thả cột cần và áp suất dư để phá hủy gel xúc biến (Hình 4).

Khi dịch chuyển cần khoan trong chất lỏng nhớt sinh ra sự trượt trong lớp giới hạn liền kề với ống, tạo ra ứng suất trượt trong chất lỏng. Ứng suất trượt bằng hiệu số DP trong chất lỏng, nó được bổ sung vào ứng suất thủy tĩnh (a). Áp suất đáy giảm đi khi nâng cần "hút theo" (b) và tăng lên khi thả cần "đẩy" (c). Những sự biến đổi áp suất này phụ thuộc vào độ nhớt của chất lỏng, các thông số hình học của giếng và vận tốc nâng ống. Khi kéo cần với vận tốc lớn, có thể gây ra hiện tượng sụt áp suất trong giếng dưới áp suất thủy tĩnh, dẫn đến phụt khí. Ngược lại, khi thả ống với vận tốc quá lớn, sẽ làm tăng nứt vỡ thủy lực



Hình 4. Hiệu ứng pittong

vĩa. Lập mô hình các ứng suất động do hiệu ứng pittong cho phép xác định vận tốc an toàn thao tác kéo - thả.

Muốn dự báo thành phần áp suất động trong áp suất tổng cần xây dựng mô hình lưu biến của dung dịch khoan. Mỗi tương quan của ứng trượt với vận tốc trượt và xác định độ nhớt động với một vận tốc trượt nhất định và nhiệt độ, có nhiều điểm khác nhau. Tùy theo loại dung dịch cụ thể ta lựa chọn mô hình lưu biến tương ứng, trên cơ sở điều chỉnh đường cong lưu biến đối với các nhớt kế thí nghiệm nhất định trong điều kiện HPHT. Và ngược lại, tính chất của dung dịch khoan có thể phù hợp do sự phụ thuộc nhất định kiểu mô hình chất lỏng dẻo Bingham hoặc mô hình hàm số mũ với các thông số đã lựa chọn để tạo ra các tính chất dung dịch khoan theo yêu cầu.

Chương trình phần mềm Dowell DSHyd và MudCADE gồm thuật toán để tính áp suất động trên cơ sở mô hình chất lỏng dẻo Bingham hoặc mô hình hàm số mũ. Ưu điểm của chúng là cho ra trong các thông số lưu biến để so sánh với các số thông số đo được tại khoan trường với các nhớt kế thường dùng.

Áp suất mùn khoan - một thành phần bổ sung của áp suất tổng, xác định bởi sự tích tụ mùn khoan. Mặc dù khi khoan giếng HPHT với dung dịch có tỷ trọng cao và có xu hướng giảm tích tụ mùn khoan, nhưng áp suất mùn khoan trong thành phần áp suất tổng của dung dịch khoan không thể bỏ qua. Bởi vì mùn khoan có tỷ trọng lớn hơn dung dịch khoan, cho nên mọi sự tích tụ mùn khoan trong giếng cũng dẫn đến sự gia tăng tỷ trọng của dung dịch. Áp suất mùn khoan phụ thuộc vào vận tốc cơ học khoan, năng suất bơm, kích thước và sự phân bố hạt mùn.

Khi tăng vận tốc khoan sẽ càng tích tụ nhiều mùn khoan và tạo thành các hạt có kích thước lớn và lắng nhanh. Mặc dù có thể hạn chế sự gia tăng và lắng kết mùn khoan bằng cách tăng lưu lượng bơm, song sẽ làm tăng

áp suất tuần hoàn lên choòng khoan. Vì vậy, áp suất từ mùn khoan có thể khống chế bằng sự thay đổi vận tốc khoan.

Áp suất tổng (P_s) được tính:

$$P_s = P_T + P_D + P_M$$

Trong đó: P_T : Áp suất thủy tĩnh

P_D : Áp suất động

P_M : Áp suất mùn khoan

Áp suất tổng có thể cân bằng giữa áp suất tĩnh an toàn thấp nhất và áp suất tuần hoàn đạt cao nhất khi đạt đến các điều kiện cân bằng tương ứng khác nhau. Áp suất thấp nhất đạt được khi cần khoan kéo lên khỏi đáy khi bơm sạch mùn khoan ở đáy. Áp suất cao nhất khi khoan với lưu lượng bơm cao, vận tốc cơ học khoan cao, khi ngừng tuần hoàn hoặc khi thả cột cần vào dung dịch có độ nhớt cao.

Trong khi khoan, các tính chất của dung dịch có thể thay đổi theo thời gian đến một giới hạn nào đó để có thể thay đổi mô hình lưu biến đã chọn ban đầu. Các tính chất của dung dịch thay đổi tạm thời có thể xảy ra trong cùng một chất lỏng vừa đồng thời là dung dịch theo mô hình hàm số mũ, vào thời điểm khác - là chất lỏng dẻo Bingham, kể cả trong cùng một khoảng khoan giếng. Có thể tiến hành so sánh bản chất thực tế cả hai mô hình trực tiếp tại khoan trường và chọn mô hình tốt nhất - có ưu điểm là dễ dự báo chính xác tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên. Trong thực tế, phần mềm DSHyd thường cho sai số trung bình giữa áp suất dự báo và áp suất đo trên đường ống khoảng 2%.

4. Kiểm soát áp suất

Nguy hiểm chủ yếu là khi khoan các giếng HPHT liên quan với áp suất vỉa dị thường cao. Lý tưởng nhất đối với những giếng này nên khoan với dung dịch khoan có mật độ tương đối cao, vượt áp suất lỗ rỗng. Khi đó, dung dịch khoan chỉ cần đủ để giảm thiểu nhiễm bẩn vỉa và nâng cao vận tốc cơ học khoan lên tối đa.

Vĩa có áp suất dị thường cao trở thành phức tạp khi áp suất nứt vỉa thủy lực tại vùng tương ứng gần bằng áp suất dị thường. Điều đó dễ xảy ra xuất hiện khí và gây nứt vỉa thủy lực, do đó sẽ xảy ra mất dung dịch khoan khó kiểm soát.

Thông thường cần cố gắng tránh nứt thủy lực vỉa, nhưng ở những chiều sâu tới hạn thì độ chênh lệch (áp

suất an toàn) giữa áp suất lỗ rỗng với áp suất nứt thủy lực vỉa, trong một số giếng không lớn lắm - khoảng 3,4 MPa. Nếu như áp suất tổng gần bằng áp suất nứt thủy lực vỉa, thì đầu tiên cần giảm áp suất động. Để điều chỉnh áp suất tổng, có thể điều chỉnh giá trị độ nhớt, tỷ trọng của dung dịch, hàm lượng pha rắn, lưu lượng máy bơm và vận tốc cơ học khoan.

Chính xác hóa giá trị áp suất dự báo dựa trên các số liệu đo tại giếng, có thể chọn một cách tương đối các thông số, để duy trì các tính chất dung dịch khoan ở đáy. Muốn vậy, có thể giảm bớt lưu lượng máy bơm hoặc độ nhớt của dung dịch, đồng thời duy trì lưu lượng máy bơm ở mức cao cho phép để rửa giếng và giảm áp suất mòn khoan. Vấn đề chủ yếu là tìm ra giá trị tối ưu lưu lượng máy bơm để giảm thiểu ảnh hưởng của áp suất động và áp suất mòn khoan.

Để điều chỉnh áp suất động bằng giảm độ nhớt dung dịch khoan, nhất thiết phải theo dõi chặt chẽ phụ gia làm nặng luôn ở trong trạng thái lơ lửng. Khi pha rắn của dung dịch khoan tạo thành huyền phù sẽ xảy ra sự phân lớp theo tỉ trọng, hiện tượng lắng kết.

Sự tạo nút pha rắn là một tình huống gây phức tạp trên đáy do không kiểm soát đầy đủ áp suất đáy. Mật độ của dung dịch tăng đột ngột có thể gây ra các khe nứt không lường trước và làm mất dung dịch, trong lúc đó nếu mật độ của nó thấp kích thích dòng chảy của chất lưu và làm mất ổn định thành giếng. Sự lắng kết trong dung dịch có thể xảy ra trong các điều kiện động cũng như tĩnh, nhưng không lâu sau đó nó xảy ra trong các điều kiện vận tốc trượt thấp đến đạt được độ nhớt tĩnh.

Giảm áp suất tổng bằng cách điều chỉnh áp suất tĩnh có thể thực hiện nhờ hệ số an toàn áp suất, lớn hơn áp suất lỗ rỗng. Khi giếng ở trong giai đoạn tới hạn, hệ số này có thể giảm hơn nữa theo thời gian với áp suất tuần hoàn bổ sung, ngăn dòng phun. Sau đó, trước khi tiến hành kéo thả, cần thay dung dịch trong giếng bằng dung dịch đặc hơn. Trong những trường hợp này tuyệt đối thận trọng khi tiếp cận khoan, bởi vì không có áp suất động dễ xảy ra giếng phun (thông với khí).

Khi kéo - thả cột cần khoan phải tiến hành đều đều, nhẹ nhàng, hạn chế tối đa thao tác giật. Cần theo dõi lưu lượng máy bơm khi thay thế dung dịch tỷ trọng thấp hơn bằng dung dịch đặc hơn trước khi thả cần khoan. Như vậy, trong thời gian kéo thả áp suất mòn khoan sẽ bằng không. Ảnh hưởng của vận tốc kéo thả và gia tốc đến áp

suất tổng có thể dự báo nhờ có bộ phần mềm DSHyd hoặc MudCADE. Khi thiết kế giếng có thể xác định và sử dụng vận tốc tối ưu các thao tác kéo thả.

Lưu lượng bơm - Lưu lượng tối thiểu của máy bơm khi bơm rửa giếng thường không lớn do sự nổi của mùn khoan trong dung dịch khoan có tỷ trọng cao. Vì vậy khi khoan các giếng thẳng đứng HPHT bơm rửa thân giếng thường không phải là yếu tố tới hạn và lưu lượng bơm cho các giếng như thế được nhanh chóng xác định bởi các yếu tố khác. Mặc dù lưu lượng máy bơm thấp duy trì ECD thấp, chương trình khoan các giếng có thể yêu cầu lưu lượng bơm lớn hơn để rút ngắn thời gian xói rửa đáy và để kịp thời tiến hành phân tích thạch học mùn khoan, chỉ số khí và pha rắn của dung dịch khoan. Phương án tốt nhất là thiết kế áp suất trên đầu ra của máy bơm thấp hơn công suất của thiết bị khoan. Điều này cho phép sử dụng sự tiêu âm động và tăng đáng kể áp suất động nhờ nâng cao vận tốc dòng chảy trong khoảng không, càng có thể sử dụng khi tiến hành các biện pháp về kiểm soát giếng.

5. Lựa chọn dung dịch khoan

Dung dịch khoan được sử dụng trong khoan các giếng dầu khí thường gồm có:

- Dung dịch khoan gốc nước gồm: dung dịch khoan không phân tán; dung dịch khoan phân tán; dung dịch khoan hoạt tính canxi; dung dịch khoan gốc nước hiệu quả cao; dung dịch khoan hàm lượng pha rắn thấp; dung dịch khoan polime; dung dịch khoan gốc nước muối (khoáng).

- Dung dịch khoan gốc dầu mỏ gồm: nhũ tương "dầu trong nước" đó là nhũ tương dầu - nước; dung dịch khoan dầu mỏ.

- Dung dịch khoan tổng hợp, có tính chất tương tự như dung dịch gốc dầu, nhưng rất ít tác hại đến môi trường.

Mỗi một loại dung dịch có ưu điểm về giá thành, tác động đến môi trường và đặc tính khoan.

Trong 10 năm gần đây, dung dịch khoan gốc fomiat* (muối của axit focmic H.COOH. Fomiat natri, kali và xezii) được sử dụng nhiều trong dung dịch khoan. Trong giếng HPHT thu hẹp dần dung dịch khoan truyền thống dựa vào gốc halogen. Chất lỏng chứa halogen khi nhiệt độ cao sẽ gây ra ăn mòn rất mạnh thép và tác động xấu đến môi trường xung quanh. Với trị số kiểm pH của dung dịch, tốc độ ăn mòn khi sử dụng dung dịch gốc fomiat

Bảng 1. Tính chất của dung dịch khoan

Tính chất dung dịch khoan	Các đặc tính cần thiết để khoan giếng HPHT
Độ nhớt dẻo	Càng có thể thấp để giảm thiểu tỷ trọng tương đương của dung dịch khoan tuần hoàn (ECD)
Giới hạn chảy và ứng suất trượt tĩnh	Đủ để ngăn cản lắng kết, song không quá cao đối với ứng suất trượt tĩnh hoặc áp suất doa và pittong
Độ thải nước trong điều kiện HPHT	Đủ có thể thấp để ngăn ngừa nhiễm bẩn vỉa và rủi ro kẹt chèn ép bộ cần khoan
Tính lưu biến HPHT	Dùng để kiểm tra sự lắng kết, phát triển ứng suất trượt tĩnh và tỷ trọng tương đương của dung dịch khoan (ECD)
Tính nén ép	Cần phải rõ ràng để xác định áp suất đáy và ECD
Độ ổn định đối với nhiễm bẩn tạp chất	Ổn định khi có khí, dung dịch muối và xi măng
Độ hòa tan khí	Cần thiết để phát hiện chính xác khí phun và lập mô hình
Tính ổn định theo thời gian	Tính chất không thay đổi theo thời gian không những trong các điều kiện tĩnh mà cả điều kiện động
Dính kết với mùn khoan	Tính chất không liên kết với mùn khoan
Làm nặng	Có thể làm nặng nhanh khi khí phun

sẽ thấp. Vì vậy, để duy trì độ pH cần thiết của dung dịch khoan thường sử dụng chất đệm từ carbonate. Khác với galogenua, fomiat dễ phá hủy sinh học, nên có thể sử dụng không hạn chế ảnh hưởng đến môi trường sinh thái.

Fomiat hoàn toàn hòa tan tốt trong nước và có thể sử dụng để tạo ra nhũ tương ngược hoặc nước muối không chứa pha rắn có tỷ trọng dưới 2,370; giảm lượng chất làm nặng của nước rửa. Giảm hàm lượng pha rắn thường làm tăng vận tốc khoan cơ học khi khoan giếng và cải thiện kiểm soát các thông số lưu biến của dung dịch khoan. Hoạt tính của nước trong nước muối fomiat thấp, nên nhờ quá trình thẩm thấu sẽ không gây ra trương nở mạnh sét và tạo thành sự ổn định thành giếng.

Đối với dung dịch khoan gốc dầu, có ưu điểm là trong các giếng HPHT là tính ổn định (cũng như tính lưu biến và tính thấm). Loại dung dịch khoan gốc hydrocarbon có độ ổn định trong giới hạn nhiệt độ cao nhất là 230°C trong 16 giờ thí nghiệm trong phòng. Dung dịch gốc dầu chống kẹt cổ do chèn ép tác động lên cần khoan, bảo đảm an toàn vỉa và sự ổn định giếng trong đá diệp thạch sét, sét và tầng muối.

Nhược điểm dung dịch khoan gốc dầu sử dụng trong điều kiện HPHT là khí hòa tan vào trong chất lỏng gốc, gây khó khăn cho việc phát hiện phun khí. Đồng thời, khí xâm nhập hòa tan, đọng lại trong dung dịch và giữ nguyên thể tích của dung dịch, kể cả khi lên đến gần trên mặt. Khi khí thoát ra ngoài, thể tích khí tăng rất nhanh, đòi hỏi phải phản ứng kịp thời để kiểm soát giếng khoan. Ngoài ra, dung dịch khoan gốc dầu có tính giãn nhiệt cao hơn so với dung dịch gốc nước, điều đó làm cho áp suất dư ngoài

ống tăng lên. MAGMA-TEQ là hệ dung dịch gốc dầu loại dung dịch nhũ tương đã được nghiên cứu và ứng dụng trong các công trường khoan. Loại dung dịch ổn định ở nhiệt độ 316°C và áp suất đến 30.000psi.

Để thỏa mãn tất cả các yêu cầu khoan, các hệ dung dịch cần được tính toán cụ thể và kiểm tra. Đặc điểm sử dụng của dung dịch khoan phải tương ứng với vận tốc lý thuyết kéo thả dụng cụ khoan khi bảo đảm hệ số an toàn áp suất và độ bền trong tất cả các điều kiện.

Để thu được các thông số của dung dịch thỏa mãn các yêu cầu làm việc có thể điều chỉnh ba biến số: độ nhớt, mật độ của dung dịch và lưu lượng của máy bơm. Trên hình vẽ ta thấy rõ, mỗi một giá trị khác nhau của các thông số này dẫn đến các thông số dung dịch khác nhau. Ví dụ, mức độ nguy cơ nứt vỉa thấp (tỷ trọng tương đương của dung dịch thấp) đạt được nhờ mật độ dung dịch thấp, độ nhớt thấp và ứng suất trượt tĩnh và lưu lượng bơm thấp.

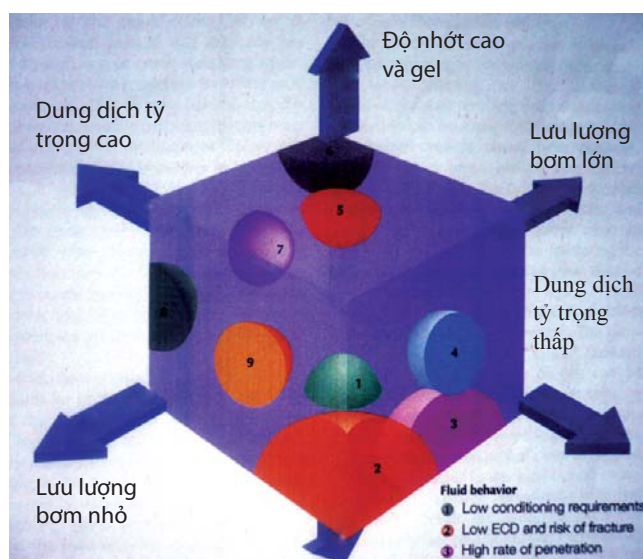
6. Các yêu cầu đối với dung dịch khoan

Các yêu cầu chung đối với dung dịch khoan có thể tổng hợp trong Bảng 1.

Khi thiết kế dung dịch khoan HPHT, cần phải tính đến nhiều chỉ tiêu. Để giải quyết vấn đề này, Dowell đã thiết kế một phương pháp tối ưu các thông số dung dịch, thỏa mãn tất cả các yêu cầu công tác khoan (Hình 5) [1, 3].

7. Điều chỉnh các thông số dung dịch khoan

Trọng lượng riêng của dung dịch khoan được lựa chọn căn cứ vào các điều kiện ngăn ngừa sự xuất hiện dầu khí,



Hình 5. Tối ưu hóa dung dịch khoan

sụt lở đất đá khoan qua. Yếu tố xác định là áp suất vỉa (lỗ rỗng trong) của chất lưu; áp suất từ phía giếng khoan cần phải đủ để ngăn ngừa dòng chảy không kiểm soát. Trọng lượng riêng của dung dịch càng tăng thì sự an toàn khoan giếng càng cao. Đồng thời, tăng trọng lượng riêng sẽ làm tăng chênh áp lên đáy, tăng hàm lượng pha rắn trong dung dịch khoan, dẫn đến giảm tốc độ cơ học khoan và làm nhiễm bẩn tầng sản phẩm.

Trọng lượng riêng là một trong những yếu tố chính bảo đảm ổn định thành giếng khoan. Để ngăn ngừa sụt lở thành giếng khoan bảo đảm tốc độ khoan cao phải xuất phát từ sự lựa chọn giá trị tối ưu của trọng lượng riêng. Để duy trì áp suất đáy trong giới hạn làm việc, cần phải thường xuyên kiểm tra trọng lượng riêng của dung dịch. Sau khi lựa chọn được chất lỏng gốc, bắt đầu xây dựng mô hình trọng lượng riêng trên các số liệu áp suất - thể tích - nhiệt độ (PVT) tại điểm cụ thể. Khi đó, cần tính áp suất tĩnh để bảo đảm tăng cao hơn áp suất lỗ rỗng với hệ số an toàn thấp nhất tại mỗi chiều sâu khác nhau.

Vật liệu làm nặng được lựa chọn để đạt đến trọng lượng riêng dung dịch yêu cầu dựa vào áp suất các giếng khoan lân cận và những yếu tố như khác như sự lắng kết và đông đặc dung dịch khoan. Barit là phụ gia làm nặng được nghiền mịn đến kích thước cỡ hạt yêu cầu (thường là 75mm). Đối với dung dịch để khoan trong điều kiện HPHT, quan trọng nhất là chất lượng của barite, vì các tạp chất bẩn hoặc kích thước hạt phân bố không đều có thể phát sinh thêm vấn đề phức tạp trong môi trường HPHT. Sự hiện diện của các tạp chất sét trong barit có thể tạo cấu trúc ở nhiệt độ 135°C.

Trong các hệ dung dịch khoan để đạt tỷ trọng cao hàm lượng barit cho vào có thể đạt đến 78% khối lượng và 45% thể tích. Để có dung dịch khoan có tỷ trọng cao, hàm lượng pha rắn có thể đạt đến tối đa, khi dung dịch dễ tiếp thu trở thành tạo gel trong trường hợp thẩm lọc. Hàm lượng pha rắn có thể giảm, khi sử dụng phụ gia làm nặng có dung trọng cao như hematit. Trong mọi trường hợp phải đo hàm lượng pha rắn và độ thải nước để bảo đảm yêu cầu quy định các thông số thiết kế khi khoan.

Độ nhớt cần phải đủ để giữ pha rắn trong trạng thái lơ lửng. Giảm độ nhớt nói chung có hiệu quả tốt khoan: giảm chi phí năng lượng cho tuần hoàn dung dịch khoan, làm sạch tốt đáy giếng nhờ sự chảy rối sớm của dòng dưới choòng, thể hiện khả năng thực hiện công suất thủy lực lên choòng, giảm tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên giếng khoan.

Gel và chất lỏng độ nhớt cao có ảnh hưởng vô cùng lớn đến áp suất dung dịch khoan, đến tác động lên vỉa khi thao tác kéo thả. Giải quyết vấn đề này bằng cách phối hợp các phụ gia phù hợp đối với dung dịch khoan nhằm mục đích ngăn ngừa tạo cấu trúc quá lớn cùng với giữ cho các chất làm nặng trong trạng thái lơ lửng. Nếu như ứng suất trượt tĩnh của gel và độ nhớt có thể xác định trong điều kiện đáy, thì có thể lập mô hình về ảnh hưởng của chúng lên áp suất động. Trong các trường hợp, khi dòng chảy không được bị hạn chế bởi vận tốc và gia tốc nâng cột cần khoan, cần có các quy định đặc biệt để tiếp tục tiến hành công tác. Đơn giản nhất là tăng mật độ của dung dịch khoan trước khi nâng cột cần khoan.

Ứng suất trượt tĩnh cần phải đủ để giữ pha rắn của dung dịch khoan trong trạng thái lơ lửng, đặc biệt sẽ cần đến áp suất dư cao để phá hủy gel. Áp suất, cần thiết để phục hồi tuần hoàn, có thể lập mô hình khi trong giai đoạn thiết kế, còn giá trị của các áp suất động phụ này tính đến khi thực hiện thiết kế. Ứng suất trượt tĩnh là sử dụng dung dịch khoan khi khoan giếng, cũng như làm nặng bằng các vật liệu barit, hematit, manhetit, galenit... chủ yếu giữ vận đất đá ở trạng thái lơ lửng trong thời gian tuần hoàn gián đoạn. Vì vậy, một trong những yêu cầu chính đối với dung dịch khoan là tăng cường xúc biến của chúng trong dòng chảy. Ứng suất trượt tĩnh quá lớn có thể kéo theo sự nguy hiểm khác - "kẹt áp suất". Dòng chất lưu vỉa xâm nhập vào dung dịch tạo gel sẽ không phát hiện được khi dòng trào ra trên miệng cho đến khi gel chưa vỡ ra và có thể xuất hiện dòng chảy mạnh, từ đó dẫn đến tình huống cực kỳ tồi tệ trong việc kiểm soát giếng. Vấn đề càng nghiêm trọng bởi khả năng dòng khí, trong

một số điều kiện nào đó sẽ xảy ra sự tạo gel trong dung dịch khoan gốc nước. Nếu như khí có chứa khí carbonic (CO_2), pH giảm xuống, giảm hiệu quả các chất làm phân tán và đẩy carbonate và ion bicarbonate vào dung dịch khoan tiếp tục phát triển sự tạo gel. Dung dịch gel trong gốc nước có các hàm lượng hạt rắn cao đặc biệt nhạy cảm với hiệu ứng này. Để giảm thiểu “áp suất cô kết”, tính chất tạo gel của dung dịch khoan nên duy trì ở mức thấp có thể.

Ứng suất trượt động: Làm sạch mùn khoan trong giếng khoan nhờ vận tốc dòng chảy lên và ứng suất trượt động của dung dịch khoan. Mặc dù vấn đề kiểm soát lắng đọng mùn khoan bằng bơm rửa giếng không phải là vấn đề lớn, có thể trực tiếp đánh giá khả năng và ảnh hưởng của lắng kết. Lập mô hình ảnh hưởng lắng kết không dễ và thông thường nó được đánh giá bằng thực nghiệm trong phòng thí nghiệm và tính toán khả năng được giảm thiểu. Công ty Schlumberger tiến hành nghiên cứu trong các điều kiện nhiệt độ trong phòng với các giá trị áp suất, sử dụng bộ thử lắng kết động, trên cơ sở đó đã xác định được nguyên tắc chỉ định ảnh hưởng của các phụ gia làm nặng, các cơ chế lắng kết và các phụ gia, loại trừ sự lắng kết mạnh. Các biện pháp giới thiệu trong chương trình khoan về tối ưu hóa tính chất của dung dịch khoan và thao tác kéo - thả cho phép giảm thiểu hậu quả lắng kết [1].

Trong các điều kiện khoan, lượng lắng kết xảy ra trong dung dịch khoan, có thể tính theo thành phần mịn ít nhất và nhiều nhất của dung dịch được bơm vào. Sau khi xác định được thể tích lắng kết trong dung dịch bơm vào được sử dụng phương pháp tương ứng, để thực hiện lắng kết đến tối thiểu. Đặc biệt, nếu như tỷ trọng của dung dịch có sự biến đổi và xuất hiện phân lớp theo tỷ trọng, điều đó có nghĩa là không nên sử dụng chế độ dòng chảy tầng khi lưu lượng máy bơm thấp vì dễ tạo ra sự lắng kết.

Sau khi xác định được bản chất lắng kết, trong quá trình thiết kế có thể xem các tính chất thủy lực của đơn pha chế dung dịch khoan. Để thiết kế một dung dịch như thế, nó sẽ tiếp tục hoạt động trong giới hạn giữa áp suất lỗ rỗng và áp suất nút thủy lực vĩa trong mọi thời gian. Những giới hạn áp suất này xác định khe hở (cửa sổ) áp suất làm việc tối hạn và cần phải có giới hạn, chỉ ra áp suất động xuất hiện do hiệu ứng pitstong trong khi kéo thả.

Tính ổn định của dung dịch khoan:

Nhiệt độ cao làm giảm độ ổn định của dung dịch sét. Nghiên cứu cho thấy, ở nhiệt độ bình thường độ ổn định của dung dịch đáp ứng các yêu cầu khoan thì ở nhiệt độ 120°C có thể giữ được chất làm nặng.

Trong các giếng HPHT, sự ổn định nhiệt độ của dung dịch khoan là thời điểm chủ yếu khi thiết kế đơn pha chế. Sự giảm lưu lượng dung dịch khoan và các thành phần của chúng liên quan với các yếu tố nhiệt độ và các yếu tố tạm thời và có thể ảnh hưởng đến tất cả các tính chất của dung dịch khoan. Dung dịch khoan gốc nước hoặc gốc dầu có thể xấu đi do tạo cấu trúc nhiệt độ cao, mặc dù cơ chế này khác nhau. Độ thải nước tăng lên theo nhiệt độ và có ảnh hưởng làm giảm sút phụ gia hóa học và sự tạo cấu trúc. Cuối cùng, hàm lượng pha rắn biến đổi không lớn do kết quả độ thải nước có thể có sự tác động mạnh đến độ nhớt của dung dịch có hàm lượng pha rắn cao, điển hình khi khoan các giếng HPHT.

Kiểm tra chất lượng nguyên liệu có ý nghĩa quan trọng đến chất lượng dung dịch quy định. Ý nghĩa quan trọng trong việc xác định lắng kết và tính lưu biến là kích thước hạt. Số hiệu và quy định điều chế bảo đảm rằng dung dịch khoan bơm vào giếng theo khả năng lớn nhất tương ứng với thành phần và mẫu thực hiện trong phòng thí nghiệm. Sau khi đã có kết quả thí nghiệm và tối ưu hóa dung dịch khoan thành phần của nó có thể đăng ký để điều chế tại khoan trường.

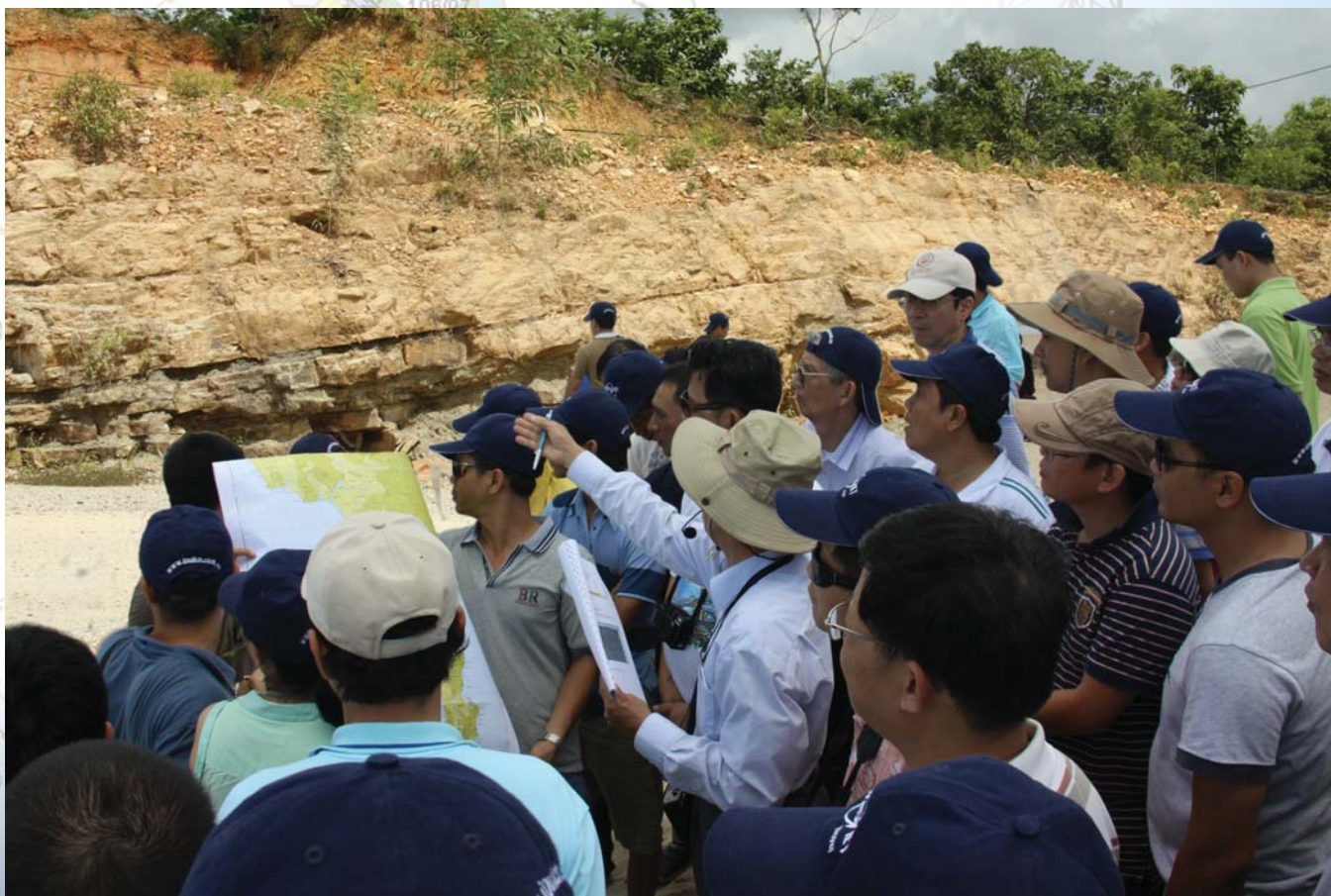
Hiện nay, để kiểm tra liên tục chất lượng dung dịch khi khoan trong điều kiện HPHT, người ta sử dụng máy FMP (hãng Dowell) - có thể ghi lại các số liệu về: trọng lượng riêng, nhiệt độ, tính chất lưu biến (ứng suất trượt động và độ nhớt dẻo tại một nhiệt độ nhất định). Các số liệu dung dịch khoan được phân tích bằng máy đo PRISM cho bộ chương trình kiểm soát các công việc theo dõi và được thể hiện dưới dạng đồ thị các tham số dung dịch theo thời gian.

Tài liệu tham khảo

1. Trương Hoài Nam. *Lựa chọn giải pháp khoan các giếng phát triển mỏ khí Hải Thạch trong điều kiện nhiệt độ - áp suất cao*. Luận văn thạc sỹ kỹ thuật, Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội. 2010.
2. A.G. Kalinin, R.A. Gandzunmian, A.G. Messer. *Cẩm nang Kỹ sư - Công nghệ khoan các giếng sâu*. Trương Biên, Nguyễn Xuân Thảo, Phạm Thành, Trần Văn Bản dịch. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội. 2006.
3. A.T. Bourgoyne Jr. et al. *Applied Drilling Engineering*. SPE. 1991.
4. Bernt Anadnoy et al. *Advanced Drilling and Well Technology*. 2009.



HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM



Nghiên cứu, khảo sát thực địa, đánh giá địa chất tại đảo Phú Quốc, vùng biển Tây Nam Việt Nam

Nhiệm vụ của Hội

- Tập hợp, động viên, phát huy sáng tạo của hội viên trong các lĩnh vực nghiên cứu, thăm dò, khoan, khai thác, vận chuyển.
- Khuyến khích và giúp đỡ hội viên nâng cao trình độ khoa học kỹ thuật.
- Thông tin, phổ biến kiến thức khoa học và đào tạo.
- Tư vấn và phản biện về chiến lược phát triển Ngành Dầu khí.
- Đại diện bảo vệ quyền lợi hợp pháp của hội viên theo Điều lệ của Hội.

Quyền hạn của Hội

- Tổ chức hội nghị, hội thảo, trao đổi thông tin có liên quan đến Ngành Dầu khí trong phạm vi toàn quốc, khu vực và quốc tế theo quy định của pháp luật.
- Hỗ trợ các hoạt động nghiên cứu sản xuất dầu khí.
- Xây dựng và mở rộng quan hệ hợp tác với các hội ở trong và ngoài nước.
- Được gây quỹ của Hội trên cơ sở hội phí của các hội viên và các nguồn thu từ hoạt động nghiên cứu khoa học, dịch vụ, chuyển giao công nghệ kết quả nghiên cứu theo quy định của pháp luật để tự trang trải về kinh phí hoạt động.
- Được nhận các nguồn tài trợ theo quy định của pháp luật.

Sử dụng Silicon Carbide dạng Beta làm chất mang trong tổng hợp Fischer-Tropsch

TS. Trương Hữu Trì

Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng

GS.TS. Phạm Hữu Cường

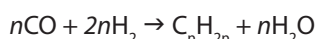
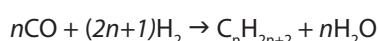
Đại học Strasbourg (UdS) - Cộng hòa Pháp

Tóm tắt

Quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch ngày càng được quan tâm nghiên cứu và ứng dụng nhiều trong sản xuất nhiên liệu sạch. Hiệu quả của quá trình này phụ thuộc rất nhiều vào việc sử dụng chất xúc tác, chất mang, điều kiện tiến hành phản ứng... Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả trình bày kết quả về sử dụng coban trên chất mang silicon carbide dạng beta và được hoạt hóa bằng ruthenium. Sản phẩm của quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch thu được có độ chọn lọc cao đối với các hydrocarbon mạch dài ($S_{C_{5+}} \approx 80\%$) ngay cả khi độ chuyển hóa lên đến 72%. Các phương pháp phân tích hóa lý hiện đại cũng được sử dụng trong nghiên cứu này nhằm đánh giá các đặc trưng của chất mang cũng như xúc tác tổng hợp được.

1. Giới thiệu chung

Phản ứng giữa carbon monoxide (CO) và hydro (H_2) với sự có mặt của chất xúc tác tạo ra các hợp chất hydrocarbon (HC) được gọi là quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch. Phương trình phản ứng được trình bày như sau:



Quá trình này được tổng hợp thành công vào năm 1923 và công bố lần đầu tiên bởi hai nhà hóa học người Đức tên là Hans Fischer và Franz Tropsch vào năm 1926 [1]. Trong thực tế, sản phẩm của quá trình này rất đa dạng bao gồm các hydrocarbon no mạch thẳng không có nhánh (n-paraffin), có nhánh (i-paraffin), hydrocarbon không no (olefin), các hợp chất chứa oxy như rượu, acid acetic, acetone, methyl ethyl ketone... [1]. Các hợp chất tạo ra từ quá trình này tồn tại ở cả ba dạng: khí, lỏng và rắn với số nguyên tử carbon từ C_1 đến C_{60} thậm chí lên đến trên C_{100} . Sản phẩm của quá trình này được sử dụng làm nhiên liệu (xăng, diesel), chất bôi trơn, nguyên liệu ban đầu trong công nghệ tổng hợp hóa dầu [1, 2]. Một trong những ưu điểm chính của quá trình này là tạo ra nhiên liệu sạch hầu như không chứa lưu huỳnh, nitơ, hợp chất thơm và các kim loại.

Quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch có thể tiến hành trên nhiều loại xúc tác khác nhau, pha hoạt tính được sử dụng có thể là cobalt (Co), sắt (Fe), niken (Ni) [1, 2, 5, 6], trong

đó Co thường được sử dụng khi muốn tạo ra sản phẩm có tỷ lệ HC cao [7]. Chất mang có thể sử dụng là oxide nhôm (Al_2O_3), oxide silica (SiO_2), oxide titan (TiO_2), zeolit (SBA-15, MCM-41...), nano ống carbon (CTNs) [5 - 10]. Ngoài ra, một số tác giả còn sử dụng kim loại quý (ruthenium, platin) làm chất kích hoạt cho xúc tác [8, 10 - 12].

Trong những thập niên gần đây, với sự tăng giá không ngừng của dầu mỏ cùng với nhu cầu về nhiên liệu sạch tăng mạnh thì quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch ngày càng được quan tâm. Các công ty, tập đoàn dầu khí như: Sasol, Shell, Total... đã đầu tư nhiều dự án lớn với quy mô công nghiệp ở Trung Quốc, Ấn Độ, Đức, Australia, Canada, Mỹ... [1, 3, 4]. Ngày nay, quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch thường là một công đoạn trong các dự án GTL (gas to liquid), CTL (charcoal to liquid), biomass [5, 7, 13]. Ở đây, nguồn nguyên liệu ban đầu là khí thiên nhiên, than, biomass được chuyển hóa thành khí tổng hợp (hỗn hợp giữa CO và H_2), từ đó chuyển thành các sản phẩm mong muốn thông qua quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch. Vì vậy, yếu tố được quan tâm hàng đầu trong quá trình tổng hợp này là độ chọn lọc đối với các hydrocarbon (HC) có mạch dài từ 5 nguyên tử carbon trở lên (C_{5+}).

Trong phạm vi bài báo này, chúng tôi sẽ trình bày một số kết quả về quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch sử dụng cobalt (Co) làm pha hoạt tính, ruthenium (Ru) làm chất kích hoạt và silicon carbide dạng beta (β -SiC) có cấu trúc tổ ong làm chất mang. Ở đây chúng tôi cũng trình bày

các kết quả về đánh giá chất mang, chất xúc tác bằng các phương pháp hóa lý như: xác định bề mặt riêng theo lý thuyết BET (Brunauer - Emmett - Teller), khử xúc tác theo chương trình nhiệt độ (TPR), nhiễu xạ tia X (XRD), kính hiển vi điện tử quét (SEM).

2. Thực nghiệm

2.1. Tổng hợp xúc tác

2.1.1. Nguyên vật liệu ban đầu

Tiền chất của pha hoạt tính được sử dụng là muối nitrate cobalt ($\text{Co}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) có độ tinh khiết trên 99%. Tiền chất của chất kích hoạt là muối ruthenium clorua ($\text{RuCl}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$). Chất mang được lựa chọn có cấu trúc hình tổ ong, được làm từ vật liệu silicon carbide ở dạng beta ($\beta\text{-SiC}$). Chất mang này được cung cấp bởi Công ty Sicat [14], có dạng hình trụ với các thông số vật lý: chiều cao 4cm, đường kính 2,54cm.

2.1.2. Quá trình tổng hợp

Xúc tác được chuẩn bị bằng phương pháp tẩm ướt theo các công đoạn sau:

+ Đưa pha hoạt tính lên bề mặt chất mang: muối nitrate cobalt được hòa tan trong nước cất, sau đó dùng pipet để đưa dung dịch muối thấm lên bề mặt chất mang. Tiếp theo, chất mang đã được tẩm dung dịch muối sẽ được sấy khô. Quá trình này được lặp lại vài lần để bảo đảm toàn bộ bề mặt xúc tác được thấm đều. Quá trình đưa chất kích hoạt lên bề mặt chất mang cũng được thực hiện theo quy trình như trên.

+ Sấy khô: chất mang đã tẩm dung dịch muối được đưa vào tủ sấy khô ở 110°C trong 14 giờ.

+ Nung: quá trình này được thực hiện ở 350°C trong 2 giờ trong không khí nhằm chuyển muối sang dạng các oxide tương ứng.

+ Khử: quá trình này được thực hiện ở 300°C trong 4 giờ trong dòng khí H_2 nhằm chuyển oxide sang kim loại tương ứng.

2.2. Các phương pháp đánh giá đặc trưng của chất mang và chất xúc tác

Bề mặt riêng cùng sự phân bố kích thước của mao quản được xác định bằng phương pháp hấp phụ đẳng nhiệt nitơ lỏng ở nhiệt độ -196°C , trên máy Tristar 3.000. Cấu trúc tinh thể của pha hoạt tính được xác định bằng phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD), quá trình được thực hiện với góc quét 2θ từ $10 - 80^\circ$ nhờ máy D8 advance (hãng

Bruker), sử dụng sự phát xạ Cu K α 1 ($\lambda = 0,16 \text{ \AA}$) là nguồn phát xạ tia X, thiết bị được trang bị một đầu dò phân tán năng lượng SOL-XE. Hình thái bề mặt xúc tác được đo bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM) trên máy JEOL 6700-FEG. Ngoài ra xúc tác còn được khử theo chương trình nhiệt độ (TPR) để hiểu rõ về quá trình khử từ các dạng oxide về kim loại tương ứng.

2.3. Tổng hợp Fischer-Tropsch

2.3.1. Hệ thống thí nghiệm

Quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch được tiến hành trên tầng xúc tác cố định được đặt trong thiết bị phản ứng. Đây là thiết bị dạng ống lồng ống, đường kính trong của ống phía trong là 2,54cm, đường kính ngoài của ống phía ngoài là 10cm và chiều cao thiết bị là 50cm. Khoảng không gian giữa hai ống cho phép chất tải nhiệt đi qua nhằm điều nhiệt cho thiết bị. Thiết bị phản ứng được nối với bình điều nhiệt loại Huber (CC304) nhằm ổn định nhiệt ở thiết bị phản ứng.

Trong hệ thống này, chúng tôi sử dụng các thiết bị điều khiển lưu lượng loại Brooks 5850, thiết bị điều chỉnh áp điện tử loại Brooks 5835 nhằm điều khiển lưu lượng khí đi vào và áp suất trong toàn bộ hệ thống. Ngoài ra, hai thiết bị ngưng tụ cũng được sử dụng để phân chia dòng sản phẩm thành các phần khác nhau nhằm phục vụ cho quá trình phân tích.

Để đo nhiệt độ trong môi trường phản ứng, một ống kim loại có đường kính ngoài 1,5mm (một đầu kín) được thiết kế đặt ở tâm của thiết bị phản ứng, ống này cho phép một nhiệt kế (đường kính 1mm, loại K) có thể dịch chuyển được bên trong ống để đo nhiệt độ ở nhiều vị trí khác nhau.

2.3.2. Tổng hợp Fischer-Tropsch

Quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch được tiến hành trên 10gram xúc tác với thành phần 30%kl Co, 0,1%kl Ru. Khí tổng hợp được sử dụng có tỷ lệ $\text{CO}:\text{H}_2 = 1:2$. Trong quá trình tiến hành tổng hợp, áp suất của quá trình được giữ không thay đổi ở 40bar, nhưng nhiệt độ điều khiển trong bình điều nhiệt có thể thay đổi. Ngoài ra, do phản ứng Fischer-Tropsch là phản ứng tỏa nhiệt rất lớn ($\Delta H \approx -165 \text{ kJ.mol}^{-1}$), nên để tránh nhiệt độ của môi trường phản ứng tăng quá nhanh gây nguy hiểm đến hệ thống phản ứng thì dòng khí đi vào thiết bị phản ứng sẽ được làm loãng bằng khí trơ Argon (Ar).

Dòng sản phẩm sau khi đi ra từ thiết bị phản ứng được đưa vào hai thiết bị ngưng tụ. Nhiệt độ trong thiết

bị thứ nhất và thứ hai được giữ ở 85°C và 15°C. Dòng khí không ngưng tụ đi ra từ hai thiết bị này sẽ được đưa vào phân tích ở máy phân tích sắc ký khí (loại VARIAN CP3800). Máy này được trang bị hai detector, thứ nhất là detector FID (*Flame Ionisation Detector*) cho phép phân tích các HC (C_2-C_9), các hợp chất chứa oxy, thứ hai là detector TCD (*Thermal Conductivity Detector*) cho phép phân tích khí tổng hợp (CO , H_2), CH_4 và CO_2 (quá trình này được phân tích liên tục trong quá trình tiến hành phản ứng). Phần chất rắn thu được trong thiết bị ngưng tụ (sau khi dừng thí nghiệm) được phân tích bằng máy phân tích sắc ký SimDist (*Simulated Distillation*), đây là máy sắc ký loại VARIAN CP3800 được trang bị hệ thống nạp mẫu PTV (*Programmed Temperature Vaporisation*).

Độ chuyển hóa của quá trình được tính trên nồng độ CO đi vào và đi ra theo công thức sau:

$$C(\%) = \frac{C_{CO\text{ vào}} - C_{CO\text{ ra}}}{C_{CO\text{ vào}}} 100\%$$

Độ chọn lọc đối với HC mạch dài được tính theo tổng lượng HC thu được từ 2 máy phân tích (CO_2 và các hợp chất chứa oxy có hàm lượng nhỏ ($< 0,5\%$)) theo công thức sau:

$$S_{C_5+} = 100 - (S_{C_1} + S_{C_2} + S_{C_3} + S_{C_4})$$

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng của chất mang và chất xúc tác

Bề mặt riêng tính toán theo lý thuyết BET cùng đường kính trung bình và thể tích của mao quản được trình bày ở Bảng 1; sự phân bố kích thước mao quản được trình bày ở Hình 1. Kết quả này cho thấy khi đưa xúc tác lên bề mặt chất mang thì một phần xúc tác đã đi vào trong các mao quản dẫn đến bề mặt riêng, kích thước trung bình cũng như thể tích của mao quản của xúc tác thu được giảm đi so với chất mang ban đầu.

Trên giản đồ phân bố kích thước của mao quản cho thấy trong chất mang cũng như xúc tác tổng hợp được không có các mao quản có kích thước vi xốp (micropore), kích thước của mao quản phân bố trong khoảng 3 - 130nm.

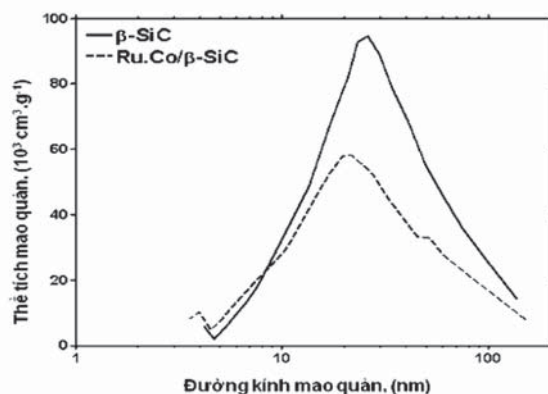
Từ kết quả của quá trình khử xúc tác theo chương trình nhiệt độ được trình bày trên Hình 2 cho thấy quá trình chuyển từ oxide cobalt về cobalt kim loại đã xảy ra trong khoảng nhiệt độ từ 220 - 480°C. Quá trình này gồm hai giai đoạn (tương ứng với hai đỉnh (peak) ở trên giản đồ), giai đoạn đầu là quá trình khử Co_3O_4 về CoO (quá trình này xảy ra ở mức năng lượng thấp), còn giai

đoạn hai sẽ khử CoO về Co kim loại (quá trình này xảy ra ở mức năng lượng cao hơn). Kết quả này hoàn toàn phù hợp với các kết quả nghiên cứu được công bố bởi nhiều tác giả [7, 8, 10, 12, 13]. Khi so sánh kết quả của chúng tôi với kết quả công bố bởi Maxime Lacroix cùng các cộng sự [2] trên cùng hàm lượng chất xúc tác (30%kl Co), trên cùng loại chất mang (β -SiC) cho thấy khi có mặt của Ru thì 2 đỉnh (peak) xuất hiện ở nhiệt độ thấp hơn (khoảng 280°C và 350°C so với 310°C và 380°C). Theo kết quả công bố bởi Jingping Hong cùng các cộng sự [8], việc kích hoạt xúc tác bằng Ru sẽ tạo ra sự thay đổi đáng kể lên quá trình khử, đồng thời gia tăng mức độ phân tán của Co trên bề mặt chất mang. Từ những kết quả thu được ở nghiên cứu quá trình khử xúc tác theo chương

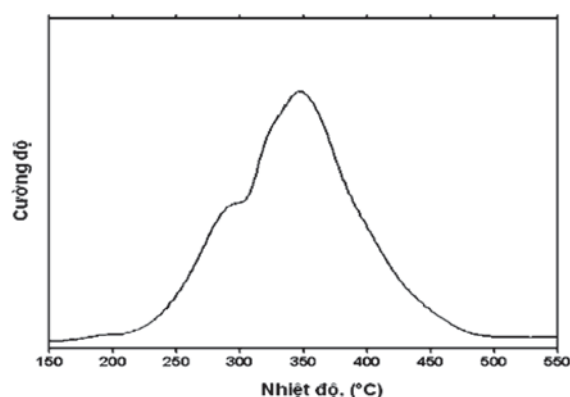
Bảng 1. Các đặc trưng của chất mang và chất xúc tác đo bằng phương pháp hấp phụ nitơ lỏng

	BET ($m^2.g^{-1}$)	D (nm)	V ($cm^3.g^{-1}$)
β -SiC	16	22	0,07
Ru.Co./ β -SiC	13	19	0,05

BET: Bề mặt riêng xác định theo phương pháp Brunauer - Emmett - Teller
D: Đường kính trung bình của mao quản
V: Thể tích trung bình của mao quản



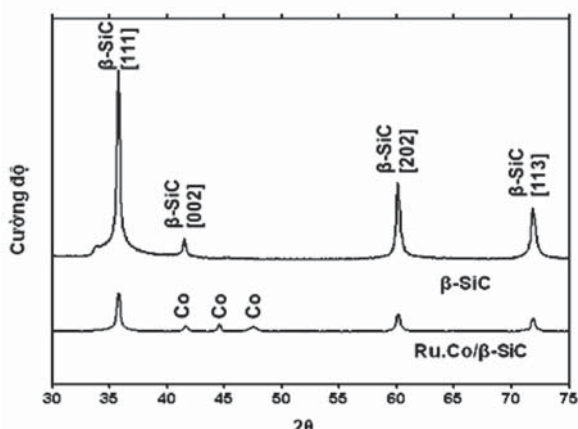
Hình 1. Sự phân bố đường kính của mao quản trong chất mang và xúc tác



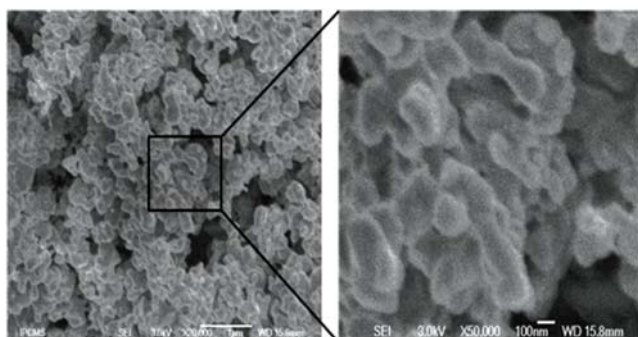
Hình 2. Giản đồ khử xúc tác theo chương trình nhiệt độ (TPR)

trình nhiệt độ cho phép, chúng tôi lựa chọn quá trình khử ở nhiệt độ thấp (300°C) trong thời gian dài (4 giờ) nhằm mục đích thu được xúc tác có độ phân tán đồng đều (xem hình ảnh thu được từ kính hiển vi điện tử quét ở Hình 4).

Kết quả chụp nhiễu xạ tia X được trình bày trên Hình 3 cho thấy trong điều kiện khử xúc tác như đã nêu trên (mục 2.1.2) thì toàn bộ oxide cobalt đã được khử về dạng kim loại. Trên giản đồ nhiễu xạ tia X thu được, chúng tôi không thấy sự xuất hiện đỉnh (peak) của Ru. Điều này có



Hình 3. Giản đồ nhiễu xạ tia X (XRD)



Hình 4. Hình ảnh thu được từ kính hiển vi điện tử quét (SEM)

Bảng 2. Kết quả của quá trình tổng hợp Fischer - Tropsch trên xúc tác 0,1%Ru.30%Co/β-SiC

	Lưu lượng khí (ml.min ⁻¹)			Nhiệt độ (°C)		Độ chuyển hóa (%)	C ₁ (% kl)	C _{2-C4} (% kl)	C ₅₊ (% kl)
	GHSV ⁽¹⁾	Ar	H ₂ :CO	T _{dk} ⁽²⁾	T _{xt} ⁽³⁾				
Thí nghiệm thứ nhất	1.200	100	100	200	208	62	12	8,5	79,5
	1.200	100	100	204	213	66	12	8,5	79,5
	1.200	50	150	204	227	72	12	8,5	79,5
Thí nghiệm thứ hai	2.400	200	200	204	216	47	11,6	8,4	80
	1.800	100	200	204	222	64	11,6	8,4	80
	1.500	50	200	204	224	70	11,6	8,4	80
	1.200	0	200	204	224	72	11,6	8,4	80
(1) GHSV: Vận tốc thể tích (ml.g ⁻¹ _{xúc tác} .h ⁻¹) (2) Nhiệt độ điều khiển hay nhiệt độ của dầu tải nhiệt (3) Nhiệt độ trong môi trường phản ứng									

thể giải thích do hàm lượng của Ru quá nhỏ so với hàm lượng của Co.

Hình thái bề mặt xúc tác thu được từ kính hiển vi điện tử quét được trình bày trên Hình 4 cho thấy xúc tác được phân bố khá đồng đều trên bề mặt chất mang, kích thước của hạt xúc tác lớn hơn 100nm và tồn tại chủ yếu ở dạng tập hợp của nhiều hạt.

3.2. Kết quả của quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch

Để đánh giá độ hoạt tính của xúc tác tổng hợp được, nhóm tác giả đã tiến hành hai thí nghiệm; trong mỗi thí nghiệm, ở mỗi điều kiện phản ứng thì quá trình tổng hợp được tiến hành trong thời gian từ 24 - 48 giờ nhằm xem xét độ ổn định của xúc tác. Kết quả từ hai thí nghiệm đều cho thấy độ hoạt tính của xúc tác vẫn ổn định sau hơn 100 giờ làm việc. Bảng 2 trình bày các kết quả thu được từ 2 thí nghiệm này. Trong thí nghiệm thứ nhất, khi GHSV (Gas Hourly Space Velocity) không thay đổi, tăng nhiệt độ điều khiển hay nồng độ của khí tổng hợp đi vào thiết bị phản ứng thì độ chuyển hóa tăng lên. Ở thí nghiệm thứ hai, khi nhiệt độ điều khiển không thay đổi, nồng độ của khí tổng hợp tăng dần (khí Argon giảm dần hay GHSV giảm dần) thì độ chuyển hóa cũng tăng lên.

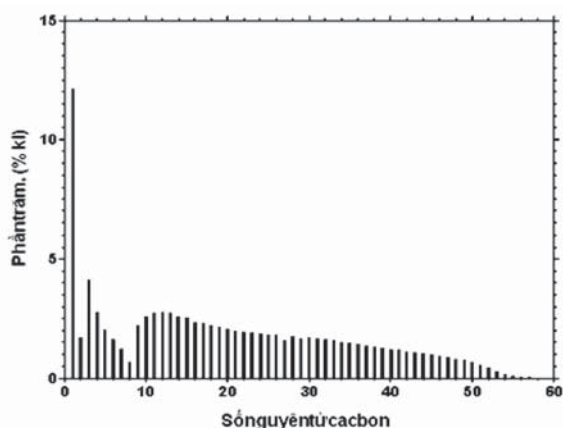
Sự tăng độ chuyển hóa này có thể được giải thích do sự tăng áp suất riêng phần của khí tổng hợp trong môi trường phản ứng dẫn đến sự tăng khả năng khuếch tán chất phản ứng đến các tâm xúc tác. Mặt khác, khi GHSV giảm thì thời gian lưu của khí tổng hợp trong môi trường phản ứng hay thời gian tiếp xúc giữa chất phản ứng với chất xúc tác tăng lên, cũng có thể là lý do làm tăng độ chuyển hóa. Điều này có thể nhìn thấy khi so sánh kết quả từ hai thí nghiệm ở trong cùng điều kiện về nhiệt độ điều khiển và thành phần khí đi vào thiết bị phản ứng, khi

tốc độ GHSV giảm đi 50% (từ 2.400 ở thí nghiệm thứ hai đến 1.200 ở thí nghiệm thứ nhất) thì độ chuyển hóa đã tăng lên một cách rõ rệt (từ 47 - 66%). Thực tế, để có thể khẳng định được lý do làm thay đổi độ chuyển hóa trong những trường hợp này thì cần phải có thêm nhiều nghiên cứu ở khía cạnh động học của phản ứng. Kết quả từ hai thí nghiệm này cũng cho thấy xúc tác tổng hợp được có độ chọn lọc S_{C5+}

cao ngay cả khi độ chuyển hóa lên đến 72%. Trong cả hai thí nghiệm, độ chọn lọc hầu như không thay đổi khi thay đổi điều kiện thí nghiệm.

Với những kết quả thu được ban đầu ở nghiên cứu này thì việc giải thích về độ ổn định của độ chọn khi độ chuyển hóa thay đổi là rất khó khăn. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng yếu tố ảnh hưởng đến độ chọn lọc trong quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch trước hết phụ thuộc nhiều vào kích thước mao quản [7, 8, 15]. Xem xét kết quả từ những nhóm nghiên cứu này cho thấy, khi kích thước mao quản tăng từ 2,7 - 2,9nm [7] đến 6 - 10nm [8] thì độ chọn lọc tăng từ 53 - 86%. Tuy nhiên, ở nghiên cứu của Jingping Hong cùng các cộng sự [8] cũng cho thấy khi kích thước mao quản tăng lên đến 16nm thì độ chọn lọc lại giảm xuống. Ngoài ra, kết quả thu được khi đo độ dẫn nhiệt của vật liệu β -SiC ở dạng cấu trúc tổ ong thì David Edouard cùng các cộng sự [16] cho thấy đây là loại vật liệu có khả năng dẫn nhiệt. Vì vậy, mặc dù khi độ chuyển hóa tăng lên, lượng nhiệt tỏa ra lớn hơn nhưng khi sử dụng chất mang β -SiC thì khả năng trao đổi nhiệt với chất tải nhiệt của hệ thống tốt hơn nên hạn chế được các điểm nóng cục bộ trên bề mặt xúc tác, do đó có thể tránh được sự bẻ gãy các mạch HC dài đã tạo thành trước đó.

Khi so sánh kết quả này với kết quả được công bố bởi Haifeng Xiong cùng các cộng sự [11] trên cùng hàm lượng chất kích hoạt và chất xúc tác (0,1%kl Ru, 30%kl Co) cho thấy, khi sử dụng chất mang SBA-15 cho độ chọn lọc cao hơn khoảng 5% nhưng chuyển hóa trong trường hợp này rất thấp (35,4%) so với 47 - 72% trong trường hợp sử dụng β -SiC. Tuy nhiên, cần phải nhấn mạnh điều kiện tiến hành thí nghiệm trong hai trường hợp này không giống nhau. Trong thực tế, việc nghiên cứu sự ảnh hưởng của chất mang cũng như chất kích hoạt lên độ chuyển hóa và độ chọn lọc khi sử dụng cobalt trong tổng hợp Fischer-Tropsch đã được nghiên cứu và công bố bởi nhiều tác giả



Hình 5. Sự phân bố HC thu được từ thí nghiệm thứ nhất

[8, 10, 12, 13]. Song do sự đa dạng của chất mang, hàm lượng chất xúc tác, loại chất kích hoạt sử dụng, dạng thiết bị phản ứng cũng như điều kiện tiến hành thí nghiệm (áp suất, nhiệt độ, thành phần khí, GHSV) nên việc so sánh kết quả giữa các nhóm tác giả rất khó thực hiện.

Một số kết quả công bố cho thấy, việc sử dụng ruthenium làm chất kích hoạt đã tăng độ chuyển hóa CO [11, 12], nhưng độ chọn lọc thì phụ thuộc vào hàm lượng ruthenium đưa vào xúc tác, với hàm lượng thấp (0,05 - 0,1%) thì độ chọn lọc tăng lên [11], ngược lại với hàm lượng cao (1 - 4%) thì độ chọn lọc giảm xuống [12]. Việc giảm độ chọn lọc trong trường hợp này có thể được giải thích là khi hàm lượng ruthenium tăng lên thì vận tốc phản ứng tăng lên tức là quá trình hydro hóa tăng nhanh. Khi đó, các gốc hydro tự do nhanh chóng tấn công lên các gốc hydrocarbon làm ngắt mạch phản ứng để tạo ra sản phẩm. Ngoài ra, khi vận tốc tăng nhanh thì nhiệt trong vùng phản ứng rất lớn có thể dẫn đến việc bẻ gãy các HC mạch dài đã tạo thành trước đó.

Hình 5 trình bày một trong những kết quả về sự phân bố HC thu được trong sản phẩm của quá trình. Kết quả này cho thấy, khi làm việc ở điều kiện áp suất cao (40 bar) thì trong thành phần của sản phẩm thu được hàm lượng các HC rắn (C_{18+}) chiếm một tỷ lệ cao (> 50%kl) khi so sánh với các kết quả thu được ở áp suất thấp hơn (20, 25 bar) [17 - 19]. Ngoài ra, đồ thị này cũng cho thấy sự giảm sút bất thường hàm lượng các HC từ C_4 - C_8 , điều này có thể do sự mất mát. Thực tế, các HC từ C_1 - C_9 được phân tích liên tục trong quá trình tiến hành phản ứng. Ở đó, áp suất trong hệ thống rất cao (40 bar) nên một phần khí C_1 - C_9 bị hấp phụ trong phần HC nặng hơn, khi dừng phản ứng để thu hồi phần rắn thì áp suất trong hệ thống giảm dần về áp suất môi trường. Trong quá trình này, những HC nhẹ sẽ bay hơi nên sẽ không xuất hiện trong kết quả phân tích trên máy phân tích sắc ký Sim Dist. Sự mất mát các HC ở hệ thống này có thể làm giảm nhẹ giá trị độ chọn lọc tính toán được từ các kết quả phân tích.

4. Kết luận

Chúng tôi đã thành công trong việc tổng hợp xúc tác 0,1%kl Ru và 30%kl Co trên chất mang β -SiC và đánh giá các đặc trưng của xúc tác bằng các phương pháp phân tích hóa lý hiện đại như: BET, TPR, XRD, SEM. Sử dụng xúc tác tổng hợp được trong việc tổng hợp Fischer-Tropsch cho thấy loại chất mang β -SiC ở dạng cấu trúc tổ ong có độ ổn định, độ hoạt tính cao, độ chọn lọc S_{C5+} cao ngay cả khi độ chuyển hóa lên đến 72%.

Tài liệu tham khảo

1. Andrei Y. Khodakov, Wei Chu, and Pascal Fongarland. *Advances in the Development of Novel Cobalt Fischer-Tropsch Catalysts for Synthesis of Long-Chain Hydrocarbons and Clean Fuels*. Chem. Rev 2007; Vol 107: p. 1692 - 1744.
2. Maxime Lacroix, Lamia Dreibine, Benoit de Tymowski, Fabrice Vigneron, David Edouard, Dominique Bégin, Patrick Nguyen, Charlotte Pham, Sabine Savin-Poncet, Francis Luck, Marc-Jacques Ledoux, Cuong Pham Huu. *Silicon carbide foam composite containing cobalt as a highly selective and reusable Fischer-Tropsch synthesis catalyst*. Applied Catalysis A: General. 2011; Vol 397: p. 62 - 72.
3. Ana Raquel de la Osa, Antonio de Lucas, Luz Sánchez-Silva, Javier Díaz-Maroto, José Luis Valverde, Paula Sánchez. *Performing the best composition of supported Co/SiC catalyst for selective FTS diesel production*. Fuel. 2012; Vol 95: p. 587 - 598.
4. Alan Jean-Marie, Anne Griboval-Constant, Andrei Y. Khodakov, Fabrice Diehl. *Cobalt supported on alumina and silica-doped alumina: Catalyst structure and catalytic performance in Fischer-Tropsch synthesis*. C. R. Chimie. 2009; Vol 12: p. 660 - 667.
5. Solvi Storsæter, Bård Totdal, John C. Walmsley, Bjørn Steinar Tanem, Anders Holmen. *Characterization of alumina-, silica-, and titania-supported cobalt Fischer-Tropsch catalysts*. Journal of Catalysis. 2005; Vol 236: p. 139 - 152.
6. Reza M. Malek Abbaslou, Jafar Soltan, Ajay K. Dalai. *Effects of nanotubes pore size on the catalytic performances of iron catalysts supported on carbon nanotubes for Fischer-Tropsch synthesis*. Applied Catalysis A: General. 2010; Vol 379: p. 129 - 134.
7. Yasuo Ohtsuka, Yoshimoto Takahashi, Masato Noguchi, Takashi Arai, Satoshi Takasaki, Naoto Tsubouchi, Ye Wang. *Novel utilization of mesoporous molecular sieves as supports of cobalt catalysts in Fischer-Tropsch synthesis*. Catalysis Today. 2004; Vol 89: p. 419 - 429.
8. Jingping Hong, Petr A. Chernavskii, Andrei Y. Khodakov, Wei Chu. *Effect of promotion with ruthenium on the structure and catalytic performance of mesoporous silica (smaller and larger pore) supported cobalt Fischer-Tropsch catalysts*. Catalysis Today 2009; Vol 140: p. 135 - 141.
9. Hui Zhang, Christine Lancelot, Wei Chu, Jingping Hong, Andrei Y. Khodakov, Petr A. Chernavskii, Jian Zhengc and Dongge Tong. *The nature of cobalt species in carbon nanotubes and their catalytic performance in Fischer-Tropsch reaction*. J. Mater. Chem. Rev 2009; Vol 19: p. 9241 - 9249.
10. Helene Karaca, Pascal Fongarland, Anne Griboval-Constant, Andrei Y. Khodakov, Kai Hortmann, Sander Van Donk. *Intergranular and intragranular cobalt repartitions in aluminasupported Fischer-Tropsch catalysts promoted with platinum*, C. R. Chimie. 2009; Vol 12: p. 668 - 676.
11. Haifeng Xiong, Yuhua Zhang, Kongyong Liew, Jinlin Li. *Ruthenium promotion of Co/SBA-15 catalysts with high cobalt loading for Fischer-Tropsch synthesis*. Fuel Processing Technology 2009; Vol 90: p. 237 - 246.
12. Yu-Ping Li, Tie-Jun Wang, Chuang-Zhi Wu, Xin-Xin Qin, Noritatsu Tsubaki. *Effect of Ru addition to Co/SiO₂/HZSM-5 catalysts on Fischer-Tropsch synthesis of gasoline-range hydrocarbons*. Catalysis Communications. 2009; Vol 10: p. 1868 - 1874.
13. Wei Chu, Petr A. Chernavskii, Léon Gengembre, Galina A. Pankina, Pascal Fongarland, Andrei Y. Khodakov, 2007. *Cobalt species in promoted cobalt alumina-supported Fischer-Tropsch catalysts*. Journal of Catalysis. Vol 252: p. 215 - 230.
14. <http://www.siccatcatalyst.com>
15. Dechen Song, Jinlin Li. *Effect of catalyst pore size on the catalytic performance of silica supported cobalt Fischer-Tropsch catalysts*. Journal of Molecular Catalysis A: Chemical 2006. Vol 247: p. 206 - 212.
16. David Edouard, Tri Truong Huu, Cuong Pham Huu, Francis Luck, Daniel Schweich. *The effective thermal properties of solid foam beds: Experimental and estimated temperature profiles*. International Journal of Heat and Mass Transfer 2010. 53 (19 - 20): p. 3807 - 3816.
17. R. de la Osa, A. De Lucas, A. Romero, J.L. Valverde, P. Sánchez. *Influence of the catalytic support on the industrial Fischer-Tropsch synthetic diesel production*. Catalysis Today. 2011; Vol 176: p. 298 - 302.
18. Ahmad Tavasoli, Reza M. Malek Abbaslou, Ajay K. Dalai. *Deactivation behavior of ruthenium promoted Co/g-Al₂O₃ catalysts in Fischer-Tropsch synthesis*. Applied Catalysis A: General. 2008; 346: p. 58 - 64.
19. Wei Liu, Jianli Hu, Yong Wang. *Fischer-Tropsch synthesis on ceramic monolith-structured catalysts*. Catalysis Today. 2009; Vol 140: p. 142 - 148.

Nghiên cứu tổng hợp vật liệu hấp phụ oxit kẽm dạng hạt để xử lý các nguồn khí chứa H_2S cho các nhà máy đạm ở Việt Nam

ThS. Lê Thị Phượng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

ThS. Trần Mai Khôi, ThS. Cao Thị Thu Hằng

KS. Đoàn Thành Đạt, KS. Phạm Hồng Trường

ThS. Đỗ Thị Thanh Nga, ThS. Nguyễn Văn Nhân

Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu tổng hợp vật liệu hấp phụ oxit kẽm (ZnO) dạng hạt từ muối kẽm sunfat thông qua giai đoạn kết tủa tạo sản phẩm trung gian $Zn(OH)_2$. Các yếu tố ảnh hưởng đến tính chất của $Zn(OH)_2$ đã được nghiên cứu, đánh giá và tối ưu hóa. Kết quả tốt nhất thu được khi tổng hợp ở điều kiện: nhiệt độ phản ứng $64^\circ C$, môi trường $pH = 11$, thời gian già hóa kết tinh 2 giờ, hàm lượng phụ gia trợ keo tụ 2ppm. Sản phẩm trung gian $Zn(OH)_2$ sau khi sấy, tạo hạt và nung ở chế độ $60^\circ C$ trong 3 giờ, $120^\circ C$ trong 4 giờ, $250^\circ C$ trong 1 giờ, $450^\circ C$ trong 1 giờ, $800^\circ C$ trong 3 giờ có dung lượng hấp phụ khoảng 37g $H_2S/100g$ ZnO, độ bền cơ đạt yêu cầu đối với vật liệu xúc tác hấp phụ công nghiệp. Sản phẩm ZnO dạng hạt hình trụ có đường kính 4mm, chiều dài 4 - 8mm, thuộc loại mao quản trung bình, đường kính lỗ xốp tập trung trong khoảng 20 - 40Å. Kết quả nghiên cứu này mở ra triển vọng trong nghiên cứu vật liệu hấp phụ xử lý tổng thể tạp chất lưu huỳnh trong khí (như COS, RSH, H_2S ...) áp dụng cho ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam.

Giới thiệu

Phương pháp hấp phụ thường được áp dụng để xử lý, làm sạch hoàn toàn tạp chất lưu huỳnh trong khí nguyên liệu trước khi đưa vào các công đoạn tổng hợp hóa học có sử dụng xúc tác nhạy cảm với tạp chất lưu huỳnh (tránh ngộ độc xúc tác) [5]. Trên thế giới, vật liệu hấp phụ oxit kẽm được sử dụng phổ biến để xử lý loại bỏ H_2S trong khí thiên nhiên và khí đồng hành tại các nhà máy sản xuất amoniac, sản xuất đạm [8, 9]. Ở Việt Nam, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đang sử dụng vật liệu hấp phụ oxit kẽm nhập khẩu từ nhà cung cấp Haldor Topsoe với nhu cầu khoảng 20 tấn/năm. Hiện tại, chưa có đơn vị nào trong nước cung cấp vật liệu hấp phụ trên. Trong công trình nghiên cứu này, chúng tôi trình bày các kết quả nghiên cứu tổng hợp vật liệu hấp phụ oxit kẽm (ZnO) dạng hạt từ nguồn nguyên liệu trong nước nhằm thay thế hàng nhập khẩu.

I. Nội dung nghiên cứu

1. Nghiên cứu tổng hợp vật liệu hấp phụ oxit kẽm dạng hạt

Muối kẽm sunfat ($ZnSO_4 \cdot 7H_2O$) sau khi xử lý loại bỏ tạp chất cho tiến hành phản ứng với dung dịch NaOH 30%. Sử dụng dung dịch ổn định pH để duy trì môi trường phản ứng ở giá trị pH mong muốn từ 7 - 11. Gia nhiệt lên nhiệt độ cần khảo sát và đảm bảo khuấy trộn hỗn hợp liên tục trong suốt thời gian phản ứng. Bổ sung phụ gia trợ keo tụ với hàm lượng thích hợp. Kết thúc phản ứng, tiến hành già hóa kết tinh ở nhiệt độ phản ứng trong khoảng 1 - 4 giờ. Lọc rửa kết tủa $Zn(OH)_2$ liên tục bằng nước cất cho đến khi loại bỏ hoàn toàn Na_2SO_4 (thử bằng $BaCl_2$). Sản phẩm trung gian kẽm hydroxit ($Zn(OH)_2$) sau khi tinh chế được sấy sơ bộ ở $60^\circ C$ trong 3 giờ, $120^\circ C$ trong 4 giờ thành dạng bột khô tương đối; được trộn với chất kết dính với tỷ lệ phần trăm thích hợp thành dạng bột nhão dẻo

(paste). Sau đó đưa vào máy ép đùn kiểu trục vít và thiết bị cắt hạt liên tục sử dụng dao cắt định thời gian. Hạt hình trụ có kích thước: đường kính 4mm, chiều dài 4 - 8mm được nung chuyển pha ở chế độ 250°C trong 1 giờ, 450°C trong 1 giờ, 800°C trong 3 giờ tạo sản phẩm cuối cùng oxit kẽm (ZnO).

2. Đánh giá chất lượng sản phẩm vật liệu hấp phụ oxit kẽm dạng hạt

Sử dụng phương pháp nhiễu xạ Rơnghen (XRD) để nghiên cứu, đánh giá cấu trúc tinh thể của vật liệu. Phổ nhiễu xạ XRD của mẫu nghiên cứu được ghi trên máy Brucker D8 Advance (Đức), ống phát tia Rơnghen bằng Cu (có bước sóng $\lambda = 1,5405 \text{ \AA}$); góc quét thay đổi từ 5 - 70°; bước quét 0,05° và tốc độ quét 0,5 giây [1].

Diện tích bề mặt riêng (BET) và kích thước lỗ xốp của vật liệu hấp phụ ZnO được xác định theo phương pháp đẳng nhiệt hấp phụ và giải hấp phụ vật lý trên máy ASAP 2010 Micromeritics. Trước khi đo, mẫu được làm sạch trong dòng khí heli ở nhiệt độ 350°C trong 90 phút với tốc độ gia nhiệt 5°C/phút. Quá trình hấp phụ ở nhiệt độ -196°C, áp suất 770mmHg, lưu lượng khí mang 25ml/phút.

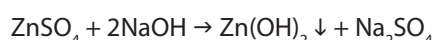
Tạp chất kim loại (sắt, chì, cadimi) trong mẫu nghiên cứu được xác định bằng phương pháp quang phổ hấp thụ nguyên tử (AAS), thực hiện trên hấp thụ nguyên tử Perkin Elmer A300. Độ bền nén, độ bền mài mòn của mẫu vật liệu được xác định theo ASTM D 4179 và ASTM D 4058.

Dung lượng hấp phụ của vật liệu hạt oxit kẽm được xác định dựa trên chênh lệch khối lượng mẫu ZnO nghiên cứu trước và sau khi bão hòa hấp phụ H₂S. Quá trình hấp phụ được tiến hành ở điều kiện nhiệt độ 350°C, áp suất từ 1 - 4 bar, sử dụng khí H₂S 5% pha trong N₂.

II. Kết quả và thảo luận

1. Khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình tổng hợp sản phẩm trung gian Zn(OH)₂ [6, 7]

Phản ứng giữa muối kẽm sunfat và dung dịch kiềm tạo ra kết tủa hydroxit kẽm (sản phẩm trung gian trước khi tạo hạt vật liệu hấp phụ oxit kẽm)



Phản ứng sử dụng khuấy trộn với tốc độ 600 vòng/phút. Các chất tham gia phản ứng ZnSO₄ và NaOH được cấp vào bình phản ứng từ 2 nguồn song song và liên tục.

Đã tiến hành khảo sát đánh giá các yếu tố ảnh hưởng: nhiệt độ phản ứng, pH, nồng độ phụ gia trợ keo tụ, thời

gian già hóa kết tinh đến cấu trúc tinh thể của Zn(OH)₂, đặc trưng bằng cường độ pic tại góc nhiễu xạ $2\theta = 36,2$ của phổ XRD (đây là pic cực đại nhiễu xạ có cường độ lớn nhất trên phổ XRD của mẫu Zn(OH)₂). Cường độ pic càng lớn thể hiện hàm lượng pha tinh thể của Zn(OH)₂ càng cao. Cường độ pic này là giá trị hàm mục tiêu để tính toán quy hoạch thực nghiệm và tối ưu hóa.

1.1. Ảnh hưởng của nhiệt độ phản ứng

Nhóm tác giả đã tiến hành khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ phản ứng trong khoảng từ 25 - 80°C đến sự tạo thành kết tủa Zn(OH)₂. Các thông số khác được giữ cố định như sau: pH = 9, nồng độ phụ gia trợ keo tụ 4ppm, thời gian già hóa kết tinh 2 giờ.

Ở nhiệt độ từ 25 đến dưới 50°C, kết tủa Zn(OH)₂ thu được có dạng gel trong suốt, sau khi sấy sản phẩm bị vón cục dạng rắn. Có thể khi tiến hành phản ứng ở nhiệt độ dưới 50°C sẽ không thuận lợi cho việc kết tinh lại của gel Zn(OH)₂ vô định hình thành Zn(OH)₂ tinh thể.

Ở nhiệt độ trên 50°C, giá trị cường độ pic XRD đặc trưng (tại góc nhiễu xạ $2\theta = 36,2$) có xu hướng tăng dần khi tăng nhiệt độ (kết quả thể hiện trên Bảng 1). Tuy nhiên, khi tiến hành phản ứng ở nhiệt độ 80°C thì cường độ pic giảm rõ rệt, hay nói cách khác hàm lượng pha tinh thể Zn(OH)₂ giảm. Như vậy, nhiệt độ phản ứng quá cao cũng không thuận lợi cho việc tạo thành Zn(OH)₂ tinh thể.

Bảng 1. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến cường độ pic XRD của Zn(OH)₂

Nhiệt độ kết tủa Zn(OH) ₂ (°C)	Cường độ pic tại $2\theta = 36,2$ (Cps)
50	1.020
60	1.305
70	1.170
80	1.118

1.2. Ảnh hưởng của pH

Theo quy luật hóa lý, thì pH càng cao thì càng thuận lợi cho quá trình phản ứng tạo kết tủa Zn(OH)₂ trong môi trường kiềm. Cố định các điều kiện phản ứng kết tủa Zn(OH)₂ như sau: nhiệt độ 52°C, nồng độ phụ gia trợ keo tụ 4ppm, thời gian già hóa kết tinh 2 giờ. Thay đổi giá trị pH từ 7 - 11. Khi thực nghiệm tiến hành ở giá trị pH thấp (pH = 7, pH = 8), phân tích bằng phương pháp XRD cho thấy cường độ pic nhỏ (dưới 800Cps) chứng tỏ hàm lượng pha tinh thể thấp. Điều này là do ở pH thấp, mức độ thủy phân tạo ra Zn(OH)₂ thấp.

Tại các giá trị pH = 9 - 11, các mẫu Zn(OH)_2 thu được có cường độ pic lớn (trên dưới 1.300Cps), nền pic phẳng, đỉnh pic nhọn chứng tỏ hàm lượng pha tinh thể và mức độ tập trung cao.

Khi tăng pH lên > 11, sự thủy phân tạo ra Zn(OH)_2 tăng. Do tính chất lưỡng tính của Zn(OH)_2 nên khi pH tăng quá cao có thể làm một phần Zn(OH)_2 bị tan ra tạo thành phức hydroxozincat, dẫn đến làm giảm lượng Zn(OH)_2 kết tủa. Tinh thể được tạo ra phân tán mịn nên rất khó lọc rửa, chứng tỏ một phần kết tủa có hiện tượng bị tan ra ở điều kiện pH quá cao.

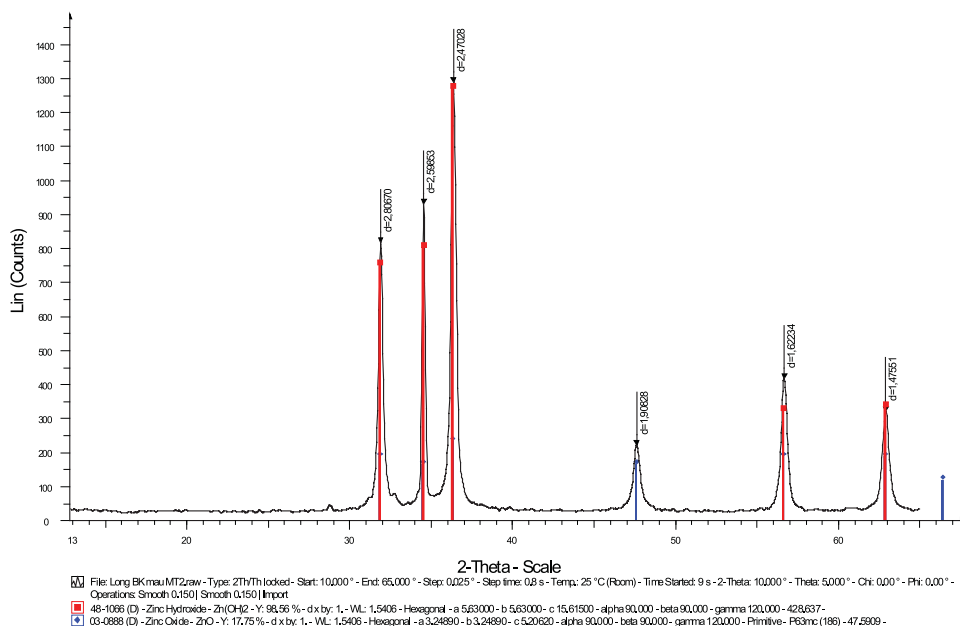
1.3. Ảnh hưởng của phụ gia trợ keo tụ

Trong quá trình tổng hợp Zn(OH)_2 , phụ gia trợ keo tụ được thêm vào nhằm tăng tốc độ quá trình keo tụ Zn(OH)_2 , giảm thời gian lắng, lọc. Các thí nghiệm trong nghiên cứu này sử dụng phụ gia polyacrylamit (có tên thương mại là N208) là loại phụ gia sẵn có trên thị trường. Phụ gia trợ keo tụ phải được thêm vào với nồng độ hợp lý sao cho tốc độ keo tụ vừa phải, tạo mixel keo hợp lý.

Với nồng độ quá nhỏ (< 2ppm), thì chưa đủ để làm thay đổi số lượng cũng như kích thước tinh thể. Thực tế nghiên cứu cho thấy, với nồng độ phụ gia nhỏ hơn 2ppm, kích thước tinh thể vẫn còn nhỏ, gây tắc lọc. Khi sử dụng phụ gia trợ keo tụ với nồng độ từ 2 - 6ppm trong điều kiện giữ cố định các thông số nhiệt độ 52°C, pH = 9, thời gian già hóa kết tinh 2 giờ, cường độ pic đặc trưng của phổ XRD có xu hướng tăng dần khi tăng nồng độ phụ gia.

Xu hướng này có thể được giải thích như sau: phụ gia trợ keo tụ có vai trò tạo cầu nối và hấp phụ các tinh thể nhỏ Zn(OH)_2 tạo ra các kết tủa có kích thước lớn hơn và giảm thời gian lắng. Với nồng độ nhỏ, sự keo tụ xảy ra với tốc độ và mức độ vừa phải (hay nói cách khác, một phân tử phụ gia sẽ hấp phụ và tạo cầu nối với hai hay một số lượng hạt keo Zn(OH)_2 vừa phải).

Khi sử dụng phụ gia với nồng độ lớn hơn 6ppm xảy ra hiện tượng biến đổi tính chất vật lý của dung môi, tăng sức căng bề mặt, gây khó lọc. Với nồng độ phụ gia lớn thì



Hình 1. Phổ XRD của Zn(OH)_2 tổng hợp ở điều kiện pH = 11

Bảng 2. Ảnh hưởng của phụ gia trợ keo tụ đến cường độ pic XRD của Zn(OH)_2

Nồng độ phụ gia (ppm)	Cường độ pic (Cps)
2	1.068
3	1.110
4	1.160
6	1.199

các phân tử phụ gia sẽ liên kết với nhau (polyme hóa) tạo thành màng bông xốp, làm tăng độ nhớt và bít lỗ khi lọc.

1.4. Ảnh hưởng của thời gian già hóa kết tinh

Thời gian già hóa rất quan trọng đối với việc tăng độ tinh thể của Zn(OH)_2 . Các kết quả nghiên cứu cho thấy thời gian già hóa làm cho độ tinh thể tăng nhưng làm giảm diện tích bề mặt riêng do kích thước tinh thể tăng và cũng làm tăng kích thước mao quản. Kết quả khảo sát ảnh hưởng của thời gian già hóa đến quá trình tổng hợp Zn(OH)_2 trong điều kiện nhiệt độ phản ứng 52°C, pH = 9, nồng độ phụ gia trợ keo tụ 4ppm được trình bày trong Bảng 3.

Kết quả XRD cho thấy khi tăng thời gian già hóa, cường độ pic tăng chứng tỏ độ tinh thể tăng lên. Các mẫu ứng với thời gian già hóa nhỏ hơn 1 giờ thì độ tinh thể là thấp nhất. Các mẫu ứng với thời gian già hóa từ 3 - 4 giờ thì cường độ pic không có sự khác biệt lớn. Mẫu có thời gian già hóa 2 giờ có cường độ pic là lớn nhất nên độ tinh thể là cao nhất.

Thời gian già hóa làm cho tinh thể ổn định về cấu trúc, các tinh thể bé tan ra và tái nhập lại vào các tinh thể lớn hơn và làm tăng hàm lượng pha tinh thể. Nhưng tới một lúc nào đó, quá trình này sẽ đạt cân bằng vì vậy hàm lượng tinh thể Zn(OH)_2 không tăng lên nữa.

Trên cơ sở kết quả khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến cấu trúc tinh thể của Zn(OH)_2 nêu trên, nhóm tác giả đã thực hiện quy hoạch thực nghiệm và xác định được các thông số tối ưu cho quá trình tổng hợp sản phẩm trung gian Zn(OH)_2 như sau:

- + Nhiệt độ phản ứng: 64°C
- + pH: 11
- + Nồng độ phụ gia trợ keo tụ: 2ppm
- + Thời gian già hóa kết tinh: 2 giờ.

Sản phẩm Zn(OH)_2 thu được sau khi sấy khô đạt hiệu suất 96%.

2. Ảnh hưởng của chế độ sấy nung chuyển hóa Zn(OH)_2 thành ZnO

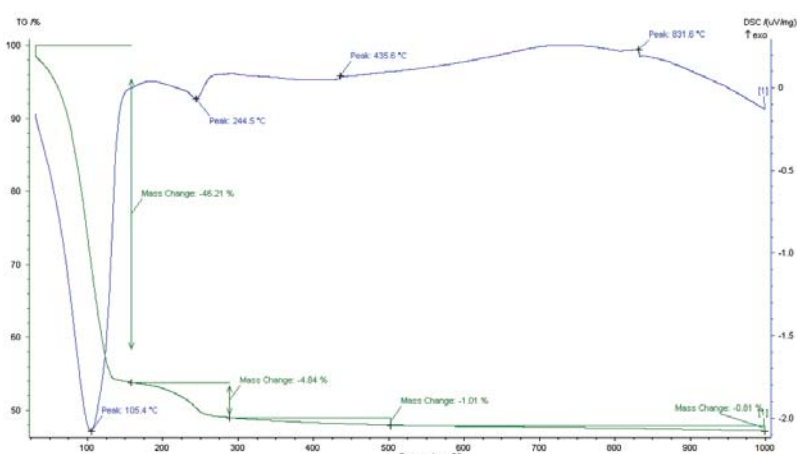
Với mục đích xây dựng một qui trình công nghệ sấy, nung tối ưu cho sản phẩm nhận được, nhằm chuyển hóa hoàn toàn hydroxit kẽm thành oxit kẽm, nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu quá trình sấy nung mất nước vật lý, mất nước liên kết hóa học, chuyển pha của sản phẩm thu được theo chương trình nhiệt độ. Mẫu sản phẩm được nung đến 800°C trong môi trường không khí với tốc độ nâng nhiệt là 10°C/phút , quá trình chuyển pha có thể quan sát trên giản đồ phân tích nhiệt TG - DSC (Hình 2).

Quan sát trên giản đồ phân tích nhiệt Hình 2, có thể thấy rõ các pic đặc trưng ở các giá trị nhiệt độ $105,4^\circ\text{C}$; $244,5^\circ\text{C}$; $435,6^\circ\text{C}$; $831,6^\circ\text{C}$, tương ứng với các pic này đều có sự mất khối lượng của mẫu đặc trưng cho sự mất nước vật lý và mất nước liên kết hóa học trong quá trình chuyển pha của hydroxit kẽm. Pic ở $105,4^\circ\text{C}$ lớn nhất và rõ nét nhất tương ứng với sự mất khối lượng mẫu do quá trình mất nước vật lý. Các pic tương ứng với nhiệt độ cao hơn chính là quá trình mất nước cấu trúc và chuyển pha. Có thể chia quá trình sấy nung thành các giai đoạn chính như sau:

+ Giai đoạn 1: Từ nhiệt độ phòng tới 160°C , khối lượng mẫu giảm mạnh 46,21%. Đây là quá trình tách nước vật lý

Bảng 3. Ảnh hưởng của thời gian già hóa đến cường độ pic XRD của Zn(OH)_2

Thời gian già hóa (giờ)	Cường độ pic tại $2\theta = 36,2$ (Cps)
0	1.020
1	1.318
2	1.325
3	1.305
4	1.308



Hình 2. Giản đồ phân tích nhiệt TG - DSC của mẫu Zn(OH)_2

và một phần nước liên kết hoá học. Pic tín hiệu nhiệt DSC thể hiện quá trình thu nhiệt trong giai đoạn này.

+ Giai đoạn 2: Từ 160°C đến khoảng 250°C , lượng mẫu giảm ít 4,84%. Đây là quá trình tách nước liên kết hóa học. Pic tín hiệu nhiệt DSC thể hiện quá trình thu nhiệt để bay hơi nước.

+ Giai đoạn 3: Từ 250°C đến 450°C , lượng mẫu giảm nhẹ 1,01%. Đây là quá trình tiếp tục tách nước liên kết hóa học. Tuy nhiên, đã xuất hiện pic DSC tỏa nhiệt ở vị trí nhiệt độ $435,6^\circ\text{C}$, chứng tỏ bắt đầu có sự giải phóng năng lượng chuyển pha vô định hình thành pha tinh thể, tạo thành cấu trúc bền vững hơn.

+ Giai đoạn 4: Sau 450°C , lượng mẫu giảm hầu như không đáng kể, nghĩa là nước liên kết đã tách hết. Việc nung mẫu ở 800°C có thể chuyển hóa hoàn toàn Zn(OH)_2 thành ZnO. Nếu tiếp tục nung ở nhiệt độ lớn hơn 800°C thì lượng mẫu có giảm rất ít do mất một lượng nhỏ oxy trong cấu trúc. Tinh thể ZnO thay đổi màu từ trắng sang vàng nhạt. Pic tín hiệu nhiệt DSC thể hiện quá trình tỏa nhiệt chứng tỏ đã xảy ra quá trình thay đổi cấu trúc (mất oxy trong cấu trúc).

Kết quả nghiên cứu sự chuyển pha bằng phương pháp phân tích nhiệt vi sai ở trên là cơ sở để xác định chế độ sấy nung hợp lý cho quá trình nung $\text{Zn}(\text{OH})_2$ nhằm thu được sản phẩm ZnO có hàm lượng pha tinh thể cao. Thời gian sấy nung tối ưu được xác định như sau: 60°C (3 giờ) - 120°C (4 giờ) - 250°C (1 giờ) - 450°C (1 giờ) - 800°C (3 giờ).

3. Khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình tạo hạt vật liệu hấp phụ ZnO [4]

3.1. Ảnh hưởng của chủng loại và hàm lượng chất kết dính đến độ bền cơ, bề mặt riêng, cấu trúc xốp của vật liệu hấp phụ ZnO

Công trình tập trung nghiên cứu ảnh hưởng của 3 loại chất kết dính đó là axit axetic (ký hiệu mẫu A), axit nitric (ký hiệu mẫu N) và gel $\text{Zn}(\text{OH})_2$ (ký hiệu mẫu G). Các mẫu hạt thu được sau đó được tiến hành đo và đánh giá độ bền cơ theo yêu cầu tối thiểu của vật liệu xúc tác hấp phụ công nghiệp: độ bền nén yêu cầu $\geq 50\text{kg/cm}^2$, độ bền mài mòn yêu cầu hụt khối do mài mòn $\leq 2\%$ khối lượng. Các mẫu đạt yêu cầu về độ bền cơ sẽ được tiến hành đo và đánh giá bề mặt riêng.

Các mẫu sử dụng chất kết dính A có độ bền cơ kém, không đạt yêu cầu tối thiểu về độ bền nén và độ bền mài mòn của vật liệu hấp phụ công nghiệp. Các mẫu sử dụng chất kết dính A khi nung đến nhiệt độ 400°C đều bị nứt vỡ.

Kết quả nghiên cứu đối với chất kết dính N cho thấy quy luật độ bền cơ của hạt vật liệu giảm dần khi tăng nhiệt độ nung mẫu. Mẫu N2.0 nếu chỉ nung ở khoảng 400°C thì độ bền cơ có thể đạt $>100\text{kg/cm}^2$, tuy nhiên khi nâng lên 800°C thì độ bền cơ giảm xuống chỉ còn một nửa.

Theo kết quả trong Bảng 4, quy luật khi tăng hàm lượng chất kết dính thì độ bền cơ tăng và bề mặt riêng giảm. Khi sử dụng hàm lượng nhỏ, số lượng các tâm liên kết tạo ra giữa các tiểu phân oxit kẽm chưa nhiều nên độ bền cơ của hạt không cao. Tuy nhiên, hàm lượng chất kết dính chỉ tăng được trong một giới hạn nhất định vì nếu tăng cao quá thì tính lưu biến của bột nhão giảm và sẽ rất khó ép đùn để tạo hạt.

Thực nghiệm cũng cho thấy, khi tăng hàm lượng tác nhân N lên trên 2% thì khi nung 800°C xuất hiện hiện tượng nứt vỡ hạt. Bởi khi hàm lượng tác nhân pepti hóa đưa vào quá lớn sẽ dẫn đến tạo ra quá nhiều tâm liên kết. Các hạt liên kết với nhau nhiều hơn sẽ xảy ra hiện tượng nứt vỡ do ứng suất co ngót của khối hạt trong quá trình dehydrat tạo thành ZnO và sự phân hủy của tác nhân pepti hóa (chất kết dính). Hơn nữa, độ xốp tăng cũng là một trong những nguyên nhân làm giảm độ bền cơ của hạt.

Khảo sát quá trình tạo hạt ZnO sử dụng chất kết dính dạng pha liên kết Gel $\text{Zn}(\text{OH})_2$ với hàm lượng gel từ 3 - 100% cho độ bền cơ đạt yêu cầu đối với hầu hết các mẫu.

Bảng 4. Ảnh hưởng của hàm lượng chất kết dính N đến độ bền cơ và bề mặt riêng của hạt ZnO (nhiệt độ nung 800°C)

Mẫu	Hàm lượng chất kết dính (%)	Độ bền mài mòn (% khối lượng)	Độ bền nén (kg/cm^2)	Bề mặt riêng BET (m^2/g)
N ₀ (bột ZnO)	0,0	-	-	9,04
N _{0,5}	0,5	7,8	Không đạt	
N _{1,0}	1,0	4,6	Không đạt	
N _{1,5}	1,5	3,1	47	9,01
N _{2,0}	2,0	2,4	50	8,70

Bảng 5. Ảnh hưởng của hàm lượng chất kết dính G đến độ bền cơ, bề mặt riêng và cấu trúc xốp của hạt ZnO

z	Hàm lượng gel (%)	Độ bền mài mòn, % khối lượng	Độ bền nén, (kg/cm^2)	Bề mặt riêng, BET (m^2/g)	Thể tích lỗ xốp V_{mq} (cm^3/g)
G ₀ (bột ZnO)	0	-	-	9,04	0,0164
G ₃	3	2,5	93	8,48	0,0164
G ₄	4	1,6	102	6,54	0,0117
G ₅	5	1,5	114	6,26	0,0117
G ₁₀	10	1,4	125	4,16	0,0113
G ₁₀₀	100	1,1	218	4,10	0,0112

Bảng 6. Ảnh hưởng của phân bố cỡ hạt đến độ bền nén, bề mặt riêng, cấu trúc xốp của vật liệu hấp phụ ZnO

Mẫu	Tốc độ nghiền (vòng/phút)	Phân bố cỡ hạt	Độ bền nén (kg/cm ²)	Bề mặt riêng BET (m ² /g)	Thể tích lỗ xốp (cm ³ /g)
G4	-	> 70% (10 - 20μm)	102	6,5	0,011
G4-2.500	2.500	65% (5,0 - 20μm) 25% (0,1 - 0,2μm)	114	7,4	0,016
G4-3.500	3.500	60% (2,0 - 15μm) 35% (0,1 - 0,2μm)	122	8,6	0,047

Kết quả ở Bảng 5 phản ánh quy luật: khi tăng hàm lượng gel Zn(OH)₂ sử dụng làm chất kết dính, độ bền cơ tăng, tuy nhiên bề mặt riêng giảm và thể tích lỗ xốp (cấu trúc xốp) giảm. Thực nghiệm cũng chỉ ra rằng, việc tăng hàm lượng gel sẽ ảnh hưởng rất nhiều đến quá trình sản xuất, khó kiểm soát quá trình tạo hạt. Vì khi đưa vào nhiều gel sẽ làm paste quá nhão dẫn đến phải sấy tách bột ẩm, quá trình sấy lại dễ gây ra hiện tượng đóng rắn gel.

Với gel Zn(OH)₂ 4%, độ bền mài mòn đạt 1,6% khối lượng, độ bền nén đạt 102kG/cm², bề mặt riêng bằng 6,54m²/g (giảm 27% so với bột ZnO không có chất kết dính), thể tích lỗ xốp bằng 0,0117cm³/g (giảm không nhiều so với bột ZnO không có chất kết dính). Do đó, hàm lượng gel thích hợp được lựa chọn là 4%, thuận lợi cho quá trình sản xuất (kiểm soát quá trình tạo hạt), trong khi bề mặt riêng và cấu trúc xốp của vật liệu lại không bị giảm quá nhiều.

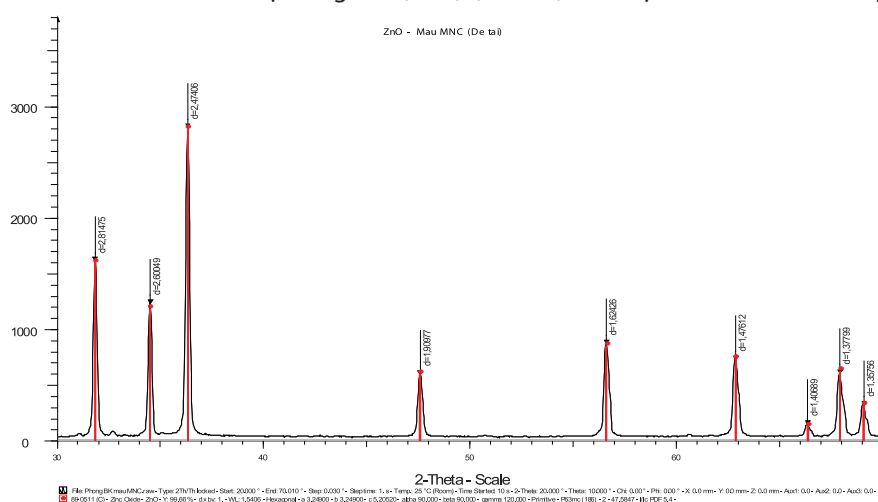
3.2. Ảnh hưởng của kích thước hạt đến độ bền cơ, bề mặt riêng, cấu trúc xốp của vật liệu hấp phụ ZnO

Sử dụng phương pháp nghiền cỡ hạt micron (thời gian nghiền 30 phút, thay đổi tốc độ nghiền) để tạo ra các kích thước hạt khác nhau phục vụ nghiên cứu. Phân bố cỡ hạt được xác định bằng phương pháp tán xạ laser. Kết quả khảo sát các mẫu G4, G4 - 2500 (mẫu G4 được nghiền với tốc độ 2.500 vòng/phút), G4 - 3.500 (mẫu G4 được nghiền với tốc độ 3.500 vòng/phút) được trình bày trong Bảng 6.

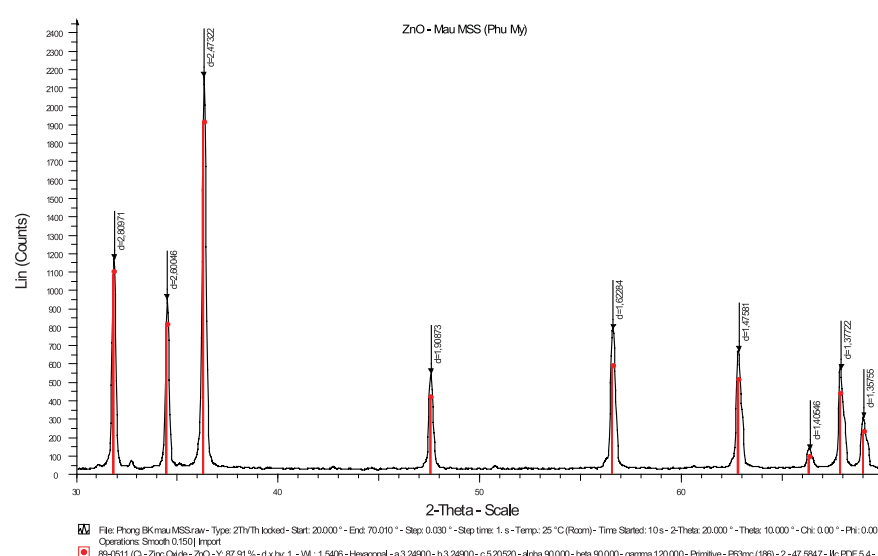
Kết quả cho thấy khi tăng tốc độ nghiền, kích thước hạt giảm xuống, độ siết chặt của vật liệu tăng lên, làm cho độ bền nén tăng, bề mặt riêng tăng và cấu trúc xốp tăng.

4. Xác định đặc tính của sản phẩm vật liệu hấp phụ ZnO dạng hạt

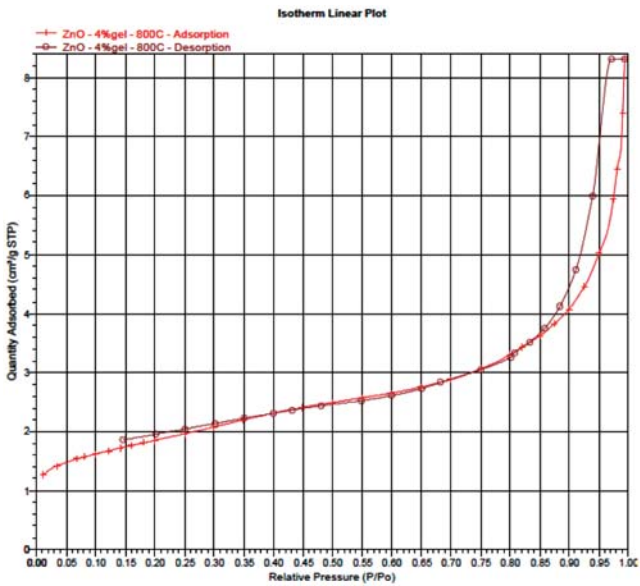
Mẫu vật liệu hấp phụ ZnO được chụp phổ nhiễu xạ Rơnghen (XRD) (Hình 3) và được so sánh đối chứng



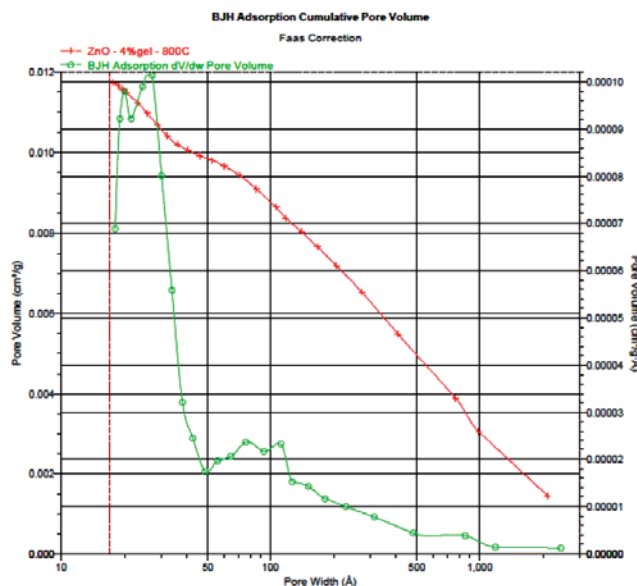
Hình 3. Phổ XRD mẫu ZnO tổng hợp ở điều kiện tối ưu



Hình 4. Phổ XRD của mẫu HTZ-3 (Haldor Topsoe)



Hình 5. Giản đồ đẳng nhiệt hấp phụ



Hình 6. Phân bố đường kính lỗ xốp

Bảng 7. Chất lượng sản phẩm vật liệu hấp phụ ZnO dạng hạt hình trụ

TT	Chỉ tiêu	Phương pháp phân tích	HTZ-3 (Haldor Topsoe)	Sản phẩm ZnO hạt
1	Độ tinh khiết sản phẩm (% khối lượng ZnO)	AAS	99	99
2	Độ bền nén (kg/cm ²)	ASTM D 4179	95	102
3	Hạt khối lượng do mài mòn (%)	ASTM D 4058	2	1,6
4	Bề mặt riêng (m ² /g)	BET	6,50	6,54
5	Tỷ trọng (kg/l)	-	1,1 - 1,3	1,1 - 1,3
6	Dung lượng hấp phụ (%)	-	39	37
7	Đường kính (mm)	-	4	4
8	Chiều dài (mm)	-	4 - 8	4 - 8

với mẫu vật liệu hấp phụ thương mại HTZ-3 của Haldor Topsoe (Hình 4). Độ trùng lặp cao giữa các pic chứng tỏ mẫu nghiên cứu được tổng hợp có kết quả đáng tin cậy.

Giản đồ đẳng nhiệt hấp phụ trên Hình 5 cho thấy đường cong hấp phụ và nhả hấp phụ không trùng nhau tạo nên một vòng trễ, đặc trưng cho vật liệu có mao quản trung bình (20Å < d < 500Å).

Trên giản đồ phân bố đường kính lỗ xốp trên Hình 6, có thể thấy đường kính lỗ xốp phân bố trong một dải rộng từ 20 - 100Å, tuy nhiên tập trung chủ yếu ở khoảng 20 - 40Å.

Các chỉ tiêu kỹ thuật của sản phẩm vật liệu hấp phụ oxit kẽm dạng hạt (hình trụ) được nêu tại Bảng 7.

Từ kết quả trên có thể thấy, phần lớn các chỉ tiêu kỹ thuật của sản phẩm hạt ZnO tạo ra như độ tinh khiết, độ bền cơ, bề mặt riêng, tỷ trọng, đường kính, chiều dài đều đạt yêu cầu (so với mẫu vật liệu hấp phụ HTZ-3 của Haldor Topsoe). Chỉ tiêu dung lượng hấp phụ của sản phẩm tạo ra thấp hơn so với sản phẩm nhập ngoại (37% so với 39%). Có thể nâng cao chỉ tiêu dung lượng hấp phụ này thông qua việc nghiên cứu tổng hợp ZnO có bề mặt riêng lớn hơn, bằng cách giảm kích thước hạt hoặc đưa ZnO lên trên chất mang có bề mặt riêng lớn (ví dụ oxit nhôm).

III. Kết luận

- Đã tổng hợp được vật liệu hấp phụ oxit kẽm dạng hạt từ nguyên liệu muối kẽm sunfat thông qua giai đoạn kết tủa tạo sản phẩm trung gian hydroxit kẽm ở điều kiện nhiệt độ phản ứng 64°C, pH = 11, nồng độ phụ gia trợ keo tụ polyacrylamit 2 ppm, thời gian già hóa kết tinh 2 giờ. Các thông số này đã được tính toán tối ưu hóa bằng quy hoạch thực nghiệm, kiểm chứng bằng thực nghiệm, có độ lặp lại đáng tin cậy. Chế độ nhiệt độ sấy, nung chuyển hóa hydroxit kẽm thành oxit kẽm được xác định: 60°C (3 giờ) → 120°C (4 giờ) → 250°C (1 giờ) → 450°C (1 giờ) → 800°C (3 giờ). Chất kết dính phù hợp nhất cho quá trình tạo hạt là Gel $\text{Zn}(\text{OH})_2$ hàm lượng 4%.

- Hạt ZnO được tạo ra có đường kính 4mm, chiều dài khoảng 4 - 8mm, thuộc loại vật liệu mao quản trung bình, đường kính lỗ xốp tập trung trong khoảng 20 - 40Å. Các chỉ tiêu kỹ thuật (bề mặt riêng, dung lượng hấp phụ, độ bền cơ) đáp ứng yêu cầu của vật liệu xúc tác hấp phụ công nghiệp.

IV. Hướng nghiên cứu tiếp theo

Các kết quả nghiên cứu cho thấy đã chế tạo được chất hấp phụ oxit kẽm (ZnO) dạng hạt có dung lượng hấp phụ khoảng 37%, độ bền cơ đạt yêu cầu của vật liệu xúc tác hấp phụ công nghiệp. Để có thể ứng dụng sản phẩm vào thực tế, cần nghiên cứu hoàn thiện thêm một số vấn đề sau:

+ Thử nghiệm khả năng hấp phụ, xác định dung lượng hấp phụ của sản phẩm trong điều kiện thực tế sản xuất (lưu lượng khí, áp suất thực tế).

+ Đánh giá một cách chi tiết hơn ảnh hưởng của các khí khác trong thành phần khí thiên nhiên như H_2 , CO, CO_2 ... đến khả năng hấp phụ H_2S của sản phẩm.

+ Nghiên cứu ảnh hưởng của nhiệt độ, áp suất trong dải biến thiên rộng hơn đến khả năng hấp phụ của sản phẩm.

Bên cạnh đó, kết quả nghiên cứu cũng mở ra một số hướng phát triển như:

+ Nghiên cứu hoàn thiện vật liệu hấp phụ oxit kẽm để xử lý khí giàu H_2S ngoài giàn khai thác.

+ Bổ sung oxit nhôm trong thành phần oxit kẽm để có thể xử lý cả tạp chất COS.

+ Nghiên cứu tổng hợp vật liệu xúc tác hấp phụ trong quá trình xử lý lưu huỳnh bằng hydro (HDS) để xử lý mercaptan RSH trong khí thiên nhiên và LPG. Từ đó tiến tới thiết kế hệ thống xử lý tổng thể tạp chất lưu huỳnh (COS, RSH, H_2S ...) áp dụng cho các hộ tiêu thụ thương mại và công nghiệp.

Tài liệu tham khảo

1. G. Ertl, H. Knozinger, J. Weitkamp. *Preparation of Solid Catalyst*. Wiley-VCH.
2. Diane Stirling. *The sulfur problem: Cleaning up industrial feedstocks*. Thomas Graham House, Cambridge, UK. 2000.
3. Athur L. Kohl and Richard B. Nielsen. *Gas purification - Fifth Edition*. Gulf Publishing Company, USA. 1997.
4. A comprehensive review of ZnO materials and devices. *Journal of Applied Physics* 98.
5. Bu, X. et al. *Research improvement in zinc-based sorbent for hot gas desulphurisation*. *Fuel Processing Technology*. 2008; 180: p. 253 - 258.
6. Schulz, D. et al. *Inductively heated Bridgman method for the growth of zinc oxide single crystals*. *Journal of Crystal Growth*. 2008.



Một góc Nhà máy Dạm Phú Mỹ. Ảnh: CTV

Biến động phát thải CO₂ ở Việt Nam giai đoạn 1986 - 2008

TS. Nguyễn Thị Kim Anh

Trường Đại học Kinh tế - Đại học Quốc gia Hà Nội

Nhiều nghiên cứu đã chứng minh rằng, CO₂ là một trong những loại khí nhà kính gây ảnh hưởng trên 50% tới sự nóng lên của khí quyển. Tăng trưởng kinh tế được tiếp sức bởi quá trình công nghiệp hóa đi liền với tăng dân số, đã làm phát thải ra khí quyển một lượng CO₂ quá lớn vượt xa khả năng điều tiết của tự nhiên. Theo Báo cáo Triển vọng môi trường toàn cầu năm 2008 (Global Environment Outlook 2008 - GEO-4) Việt Nam sẽ là 1 trong 5 nước chịu thiệt hại nghiêm trọng nhất do biến đổi khí hậu toàn cầu.

Nằm ở vùng Đông Nam Á - khu vực có tốc độ tăng trưởng cao trên thế giới, Việt Nam chưa ràng buộc bởi các cam kết giảm phát thải nhà kính (GHGs) theo Nghị định thư Kyoto (1997), nhưng đã có những bước đi thể hiện thiện chí và trách nhiệm bảo vệ môi trường, cụ thể Luật Môi trường đã được ban hành năm 1993 và được sửa đổi năm 2006. Trong giai đoạn 1986 - 2008, Việt Nam có tốc độ tăng trưởng khá cao, trung bình 7%/năm và đã hạn chế tốc độ tăng dân số đạt mức trung bình 1,64%/năm, vậy phát thải CO₂ biến động ra sao và chịu ảnh hưởng bởi những nhân tố cơ bản gì trong quá trình tăng trưởng kinh tế giai đoạn này?

1. Quan hệ giữa lượng CO₂ phát thải, tăng trưởng kinh tế, tiêu thụ năng lượng và dân số

Thực tế, phát triển sản xuất, tăng thu nhập cá nhân, tăng dân số sẽ dẫn tới tăng tiêu thụ năng lượng làm tăng phát thải CO₂; tăng dân số còn làm tăng phóng thích CO₂ ra không khí qua quá trình hô hấp. Sử dụng phương pháp tiếp cận theo cơ cấu có thể lý giải được mối quan hệ giữa các yếu tố.

Đẳng thức Kaya là một cách tiếp cận theo cơ cấu giải thích mối quan hệ giữa lượng CO₂ do con người phát thải (C) với dân số (P), mức thu nhập bình quân đầu người (Y/P), cường độ năng lượng hay năng lượng tiêu thụ để tạo ra một đơn vị thu nhập (E/Y), cường độ CO₂ của năng lượng hay lượng CO₂ phát thải khi tiêu thụ một đơn vị năng lượng (C/E) và được biểu thị bằng công thức sau:

$$C \equiv \frac{C}{E} \times \frac{E}{Y} \times \frac{Y}{P} \times P$$

$$\lg C = \lg (C/E) + \lg (E/Y) + \lg (Y/P) + \lg P \quad (1)$$

Biểu thức (1) cho thấy mối quan hệ giữa tốc độ gia tăng CO₂ và các biến độc lập, ta có thể viết cách khác:

$$c = c/e + e/y + y/p + p \quad (2)$$

Đẳng thức Kaya đề cập tới hai nhóm yếu tố: a) Nhóm định lượng gồm: Y/P (hoặc y/p) và P (hoặc p); b) Nhóm định tính gồm: (i) E/Y (hoặc e/y) - biến động của biến này biểu thị hiệu suất sử dụng năng lượng do tiết kiệm hoặc tiến bộ kỹ thuật, hoặc do chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế và (ii) C/E (hoặc c/e) - biến động của biến này thể hiện chuyển đổi cơ cấu năng lượng.

Phát triển bền vững đòi hỏi duy trì hai biến định lượng (y/p và p) luôn dương (+) (tất nhiên với tốc độ gia tăng khác nhau); trong khi hai biến định tính (c/e và e/y) cần phải giảm, hay nói cách khác cần tiết kiệm và tăng hiệu quả sử dụng năng lượng, tăng sử dụng năng lượng sạch, giảm tiêu thụ năng lượng hóa thạch. Như vậy, từ biểu thức (2) ta thấy, để giảm (c) và đảm bảo phát triển bền vững, mức giảm hai yếu tố định tính (c/e và e/y) phải bù đắp được mức độ gia tăng của hai yếu tố định lượng (y/p và p).

2. Phân tích các yếu tố ảnh hưởng gia tăng phát thải CO₂ ở Việt Nam theo đẳng thức Kaya

Bảng 1 cho thấy mức độ biến động của các yếu tố ảnh hưởng tới tốc độ biến động phát thải CO₂ của Việt Nam trong từng giai đoạn 5 năm và cả thời kỳ 1986 - 2008. Xét trong dài hạn (1986 - 2008), y/p (5,27%/năm) và c/e

Bảng 1. Tốc độ tăng trung bình của từng yếu tố (Nguồn: IEA, 2010)

Yếu tố	1986 - 1990	1991 - 1995	1996 - 2000	2001 - 2005	2006 - 2008	1986 - 2008
c	- 0,0239	0,1331	0,0911	0,1339	0,0933	0,0797
c/e	- 0,0439	0,0794	0,0619	0,0667	0,0283	0,0356
e/y	- 0,0304	- 0,0349	- 0,0340	- 0,0127	- 0,0092	- 0,0270
y/p	0,0284	0,0671	0,0520	0,0620	0,0601	0,0542
y	0,0529	0,0877	0,0636	0,0766	0,0731	0,0715
e	0,0209	0,0498	0,0274	0,0630	0,0632	0,0426
p	0,0238	0,0193	0,0110	0,0138	0,0123	0,0164

(3,67%/năm) là hai yếu tố làm c tăng mạnh (8,01%/năm). Xét trong giai đoạn trung hạn (trừ 1986 - 1990), hai yếu tố này vẫn là nhân tố quyết định tăng mạnh CO₂. Đáng lưu ý, mức độ gia tăng cường độ năng lượng (e/y) luôn (-) cả trong trung hạn và dài hạn tuy có tăng dần trong những năm gần đây.

Trường hợp C giảm tuyệt đối (-) trong giai đoạn 1986 - 1990 là do hai yếu tố định tính giảm (C/E = -4,39%; E/Y = -3,04%) đã bù được sự gia tăng của hai yếu tố định lượng (Y/P = +2,84%; P = +2,38%). Phải chăng đây là một dấu hiệu đáng mừng cho tăng trưởng và bảo vệ môi trường ở Việt Nam?

Theo Andrei (2/2005), C giảm trong trường hợp các nước gặp cú sốc dầu lửa nên đã áp dụng công nghệ mới sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả hơn, chuyển dịch cơ cấu năng lượng, giảm phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch; hay nền kinh tế phải đương đầu với khủng hoảng, suy thoái kinh tế, dẫn tới cắt giảm sản xuất, tiêu dùng, giảm tiêu thụ năng lượng; hoặc trong trường hợp cực đoan có một số nước (Sudan, Chad, Swaziland, Fiji, French Polynesia, Papua - New Ghinea) tăng trưởng dựa vào xuất khẩu tài nguyên và hạn chế sản xuất trong nước được Andrei gọi là các nước theo “xu hướng xanh”.

Ba Lan và Hungary đã kịp thời chuyển đổi cơ cấu kinh tế cho thích ứng với giá nhập khẩu năng lượng hóa thạch cao. Chỉ một số nước phát triển (Luxemburg, Đan Mạch, Phần Lan, Anh, Đức, Bahama, Puerto Rico, Malta) vẫn duy trì được tốc độ tăng trưởng dương (+) trong khi C âm (-). Nhưng Andrei cho rằng, các nước này đã phải đánh đổi tăng trưởng lấy cắt giảm phát thải và thực tế tỷ lệ tăng trưởng kinh tế đã thấp hơn mức tăng trung bình của thế giới. Vậy giảm C ở Việt Nam trong giai đoạn 1986 - 1990 thuộc loại nào trên đây? Trong dài hạn (1986 - 2008), Việt Nam đã có chuyển dịch

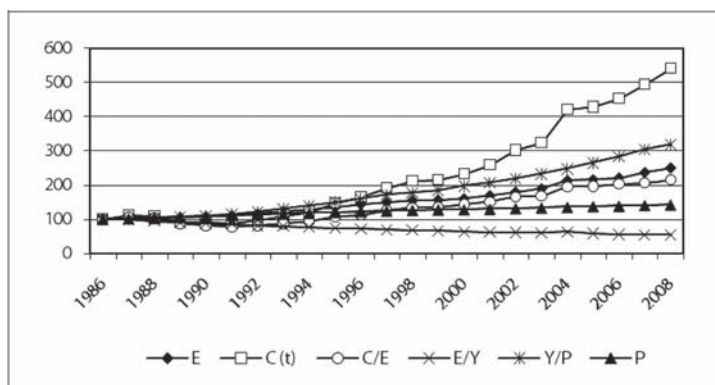
cơ cấu năng lượng và cơ cấu kinh tế như thế nào?

3. Yếu tố định tính: Cơ cấu ngành và cơ cấu năng lượng

3.1. Sơ lược biến động của cường độ năng lượng và cường độ CO₂

Tuy tốc độ tăng trưởng khác nhau, song giai đoạn 1989 - 1992 khá đặc biệt khi Y/P vẫn tăng, trong khi C giảm tới mức thấp nhất vào những năm 1989 và 1991, thậm chí còn thấp hơn cả năm 1986 tới 8 - 9 điểm chỉ còn 93, 91, 89 và 97 điểm từ năm 1989 - 1992; cường độ CO₂ (C/E) giảm mạnh trong giai đoạn 1989 - 1994 xuống dưới mức năm 1986 còn 88, 84, 80, 83, 91 và 96 từ năm 1989 - 1994 (Hình 1). Hình 1 cũng cho thấy, C giảm còn là nhờ e/y giảm liên tục trong cả thời kỳ, từ 100 điểm năm 1986, xuống 90, 88, 85 và 82 năm 1989, 1990, 1991 và 1992 rồi xuống tới 73 năm 1996 và 55 vào năm 2008.

Từ sau năm 1992, C/E đã tăng trở lại vượt 100 điểm (1994) và đã trở thành yếu tố tác động mạnh thứ hai sau Y/P làm tăng mạnh CO₂ từ 1998. Tuy E/Y vẫn tiếp tục giảm nhưng mức độ giảm đã không bù đắp được mức tăng của Y/P, C/E và P, kết quả là C tăng liên tục từ sau 1992 - 2008. Như vậy, tăng trưởng kinh tế là nhân tố quan trọng nhất,



Hình 1. Chỉ số C, E, C/E, E/Y, Y/P và P của Việt Nam, 1986 - 2008 (chỉ số năm 1986 = 100) (Nguồn: IEA, 2010)

tiếp theo là C/E làm gia tăng nhanh chóng lượng CO₂ từ sau 2000 mặc dù đã có sự cải thiện đáng kể của E/Y. Thứ tự các yếu tố tác động tới C ở Việt Nam tương tự như ở Trung Quốc.

Trước 1995, cường độ năng lượng của Việt Nam cao thứ 2 sau Trung Quốc mặc dù luôn giảm từ 333kg OE/1.000 USD GDP năm 1986 xuống 295kg OE/1.000 USD GDP năm 1990 và 257kg OE/1.000 USD GDP năm 1995 so với 426kg OE/1.000 USD GDP, 359kg OE/1.000 USD GDP, 251kg OE/1.000 USD GDP vào những năm tương ứng ở Trung Quốc (Hình 4). Song Việt Nam đã trở thành nước có cường độ năng lượng cao nhất sau 1995 mặc dù đã giảm xuống còn 198kg OE/1.000 USD GDP nhưng vẫn cao hơn mức 142kg OE/1.000 USD GDP ở Trung Quốc và 138kg OE/1.000 USD GDP của Thái Lan năm 2005. Đa số các ngành công nghiệp thuộc nhóm có cường độ năng lượng cao như: xi măng, sắt thép, máy móc... Tương tự trường hợp của Trung Quốc khi nước này trở thành địa chỉ cung cấp xi măng lớn nhất thế giới, đã đồng thời cũng là nước phát thải CO₂ nhiều nhất thế giới từ 2006.

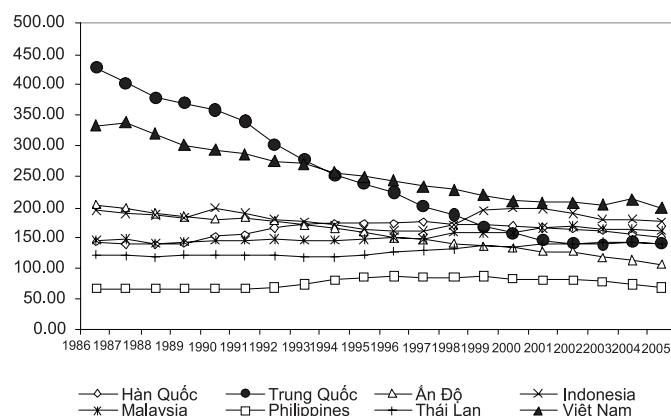
3.2. Chuyển dịch cơ cấu kinh tế

Hình 3 thể hiện động thái tiến triển của cơ cấu ngành kinh tế theo tốc độ tăng trưởng trị giá gia tăng của từng ngành và tốc độ biến động CO₂ phát thải hàng năm. Năm 1989 là thời điểm đáng chú ý nhất về sự biến động cơ cấu ngành và cũng là thời điểm chứng kiến sự giảm mạnh lượng CO₂ như đã đề cập ở trên (giảm 8 điểm so với mức 1986). Lượng CO₂ phát thải trong năm 1989 chỉ bằng mức trung bình giai đoạn 1983 - 1985, song GDP tăng 7% là do nông nghiệp tăng 7%, dịch vụ tăng 15% còn công nghiệp giảm 4%. Giá trị gia tăng của ngành dịch vụ tăng mạnh vào năm này là do di chuyển khoảng 1 triệu lao động từ lĩnh vực công nghiệp bị cắt giảm sản xuất do khó khăn về vốn và hoạt động kém hiệu quả của khu vực công và quân nhân phục viên sang tham gia vào lĩnh vực dịch vụ nhưng chủ yếu là lao động không có tay nghề. Vì vậy, giảm CO₂ trong khi GDP vẫn tăng vào năm 1989 chịu ảnh

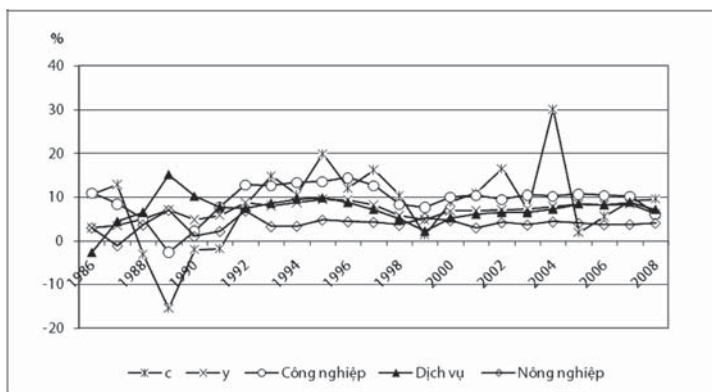
hưởng mạnh nhất bởi yếu tố định tính (chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế và cơ cấu lao động) nhưng không cho dấu hiệu tích cực của phát triển bền vững.

Lượng phát thải CO₂ ở mức độ thấp trong giai đoạn 1989 - 1992 phần nữa là do cơ cấu GDP thời kỳ này chủ yếu vẫn là nông nghiệp, trong khi công nghiệp chế tạo và dịch vụ chưa phát triển. Tuy nhiên, lượng phát thải CO₂ bắt

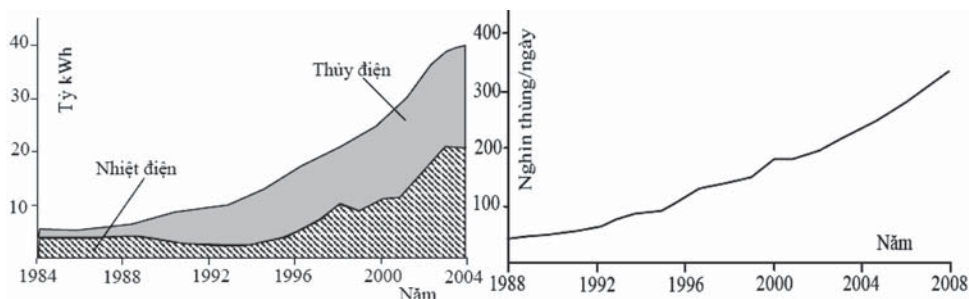
kgoe/1.000\$ GDP



Hình 2. Cường độ năng lượng của một số nước châu Á 1986 - 2005



Hình 3. Tốc độ tăng trưởng CO₂ và GDP theo ngành ở Việt Nam, 1986 - 2008 (Nguồn: Tính theo số liệu của IEA 2010)



Hình 4. Sản xuất điện năng và mức tiêu thụ dầu mỏ ở Việt Nam [5]

đầu tăng từ năm 1992 là do ngành công nghiệp Việt Nam bắt đầu đạt mức tăng trưởng khá cao (trên 15%/năm). Giai đoạn này Việt Nam bắt đầu sửa đổi Luật Đầu tư nước ngoài (năm 1992, 1996), tập trung thu hút vốn đầu tư cho phát triển công nghiệp chế tạo và chưa quan tâm đúng mức tới loại công nghệ. Tốc độ tăng trưởng trong ngành công nghiệp trong giai đoạn 1992 - 1996 đã dẫn tới tăng mạnh nhu cầu tiêu thụ năng lượng cũng như lượng phát thải khí CO₂ ở Việt Nam.

Mối quan hệ chặt chẽ giữa phát thải khí CO₂ với sự phát triển của các ngành kinh tế và chuyển dịch cơ cấu ngành được thể hiện rõ trong các giai đoạn tiếp theo. Từ 1997 - 2001, do bị tác động từ cuộc khủng hoảng tài chính châu Á, kinh tế Việt Nam có sự sụt giảm về tốc độ tăng trưởng cả trong các ngành nông nghiệp, công nghiệp và dịch vụ. Theo đó, lượng phát thải CO₂ cũng có chiều hướng giảm hơn giai đoạn 1992 - 1996. Tuy nhiên, sau năm 2000 khi Việt Nam ký kết hiệp định thương mại với Mỹ, dòng vốn FDI vào Việt Nam tăng lên và Chính phủ Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh công nghiệp hóa, tập trung phát triển các ngành công nghiệp chế tạo và dịch vụ, thì tốc độ tăng trưởng của ngành công nghiệp đạt trên 10%/năm và dịch vụ đạt từ 8 - 9%/năm. Sự chuyển dịch mạnh mẽ cơ cấu kinh tế sang hướng công nghiệp, sự gia tăng nhanh chóng của ngành xây dựng, vận tải làm cho phát thải khí CO₂ ở Việt Nam tiếp tục gia tăng. Hệ số c ở Việt Nam trong giai đoạn 2001 - 2005 tăng rất cao, đạt 0,1339 sau đó giảm còn 0,0933 vào giai đoạn 2006 - 2008, nhưng vẫn ở mức cao so với các giai đoạn trước đó.

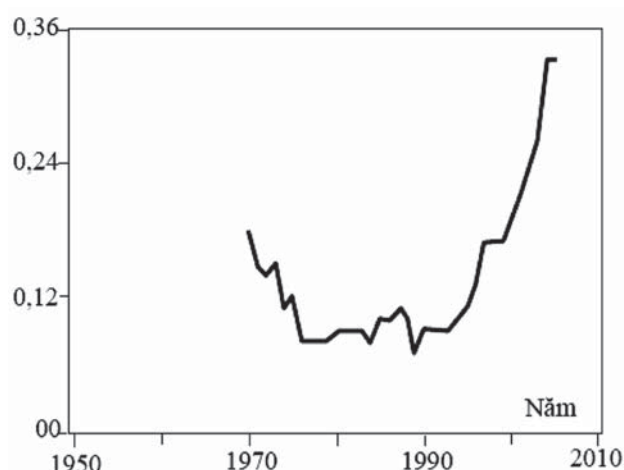
3.3. Chuyển dịch cơ cấu năng lượng

Nguồn năng lượng sơ cấp của Việt Nam tương đối giàu và khá đa dạng gồm: than, dầu mỏ, khí đốt và nước, song Việt Nam vẫn là nước sản xuất và tiêu thụ năng lượng khá khiêm tốn. Trong giai đoạn 1971 - 1998, tiêu thụ năng lượng thương mại trung bình hàng năm tăng 2,1% quá thấp so với mức 8,8%/năm của Hàn Quốc, 7,7%/năm của Malaysia và 6,2%/năm của Thái Lan. Từ năm 1986, tỷ lệ tăng trung bình của Việt Nam là 3,5%/năm so với mức 9,2%/năm của Hàn Quốc, 8,7%/năm của Malaysia và 8,1%/năm của Thái Lan. Năm 1998, sản lượng năng lượng thương mại/người không thấp hơn nhiều so với các nước châu Á khác nhưng tiêu thụ năng lượng thương mại/người chỉ bằng 53% của Trung Quốc, 73% của Indonesia, 22% của Malaysia và 11% của Nhật Bản.

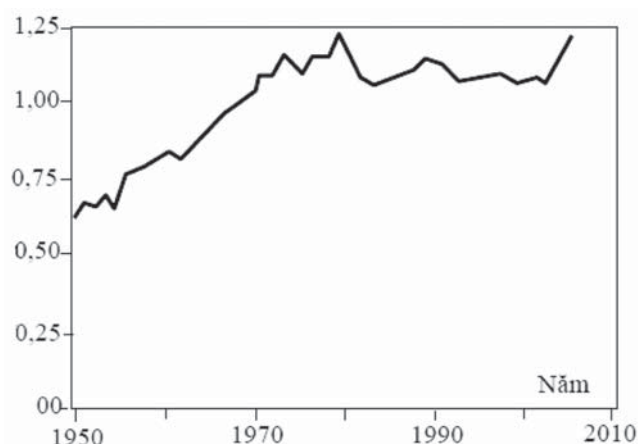
Ở Việt Nam, điện được sản xuất từ 4 nguồn: nước, than, khí đốt và dầu lửa. Ở miền Bắc, trước năm 1988

than là nguồn năng lượng chính được sử dụng cho các nhà máy nhiệt điện. Tất cả các nhà máy đã được xây dựng rất lâu trước khi giải phóng và khá lạc hậu. Từ cuối những năm 80 và đầu những năm 90 của thế kỷ XX, tỷ trọng thủy điện chiếm 70% tổng sản lượng điện toàn quốc. Khi một số nhà máy nhiệt điện quá cũ đã bị đóng cửa hoặc vận hành dưới công suất, Nhà máy Thủy điện Hòa Bình và một số nhà máy thủy điện khác được đưa vào hoạt động đã góp phần giảm mạnh CO₂ phát thải giai đoạn 1989 - 1996. Tuy nhiên, điện CO₂ phát thải trong ngành điện lực bắt đầu gia tăng trở lại từ 1998. Trong giai đoạn 2000 - 2008, tốc độ sử dụng 3 nguồn điện năng là thủy điện, nhiệt điện và khí điện ở Việt Nam đều có xu hướng tăng mạnh (Hình 4) dẫn đến lượng phát thải khí CO₂ tăng nhanh.

Hơn nữa, tốc độ phát triển của vận tải và xây dựng đi kèm với tốc độ đô thị hóa chóng mặt của Việt Nam hiện nay đang làm nhu cầu sử dụng điện năng, năng lượng hóa thạch ngày càng tăng cao. Theo dự báo, tăng trưởng của



Hình 5. Mức phát thải CO₂ trên đầu người ở Việt Nam [5]



Hình 6. Mức phát thải CO₂ trên đầu người của thế giới [5]

ngành điện phải ở mức 20%/năm mới đủ đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế và đời sống xã hội ở Việt Nam. Nguồn năng lượng của Việt Nam hiện nay chủ yếu vẫn dựa vào các nguyên liệu hóa thạch như dầu mỏ, than đá, đây là nguyên nhân làm gia tăng lượng khí CO₂. Như vậy, cơ cấu năng lượng chưa được cải thiện theo hướng sạch hơn mà còn phụ thuộc khá lớn vào năng lượng hóa thạch. Đó là lý do giải thích tốc độ tăng liên tục của cường độ CO₂ (c/e) trong hơn 20 năm qua.

Kết luận

Áp dụng đẳng thức Kaya bài báo đã phần nào làm rõ mối quan hệ giữa mức độ biến động phát thải CO₂ (C) với tăng trưởng kinh tế (y/p), cường độ CO₂ (c/e), cường độ năng lượng (c/y) và dân số (p) ở Việt Nam từ sau đổi mới đến năm 2008. Những phân tích trên cho thấy tăng trưởng kinh tế (y/p) (trừ giai đoạn 1986 - 1990) và cường độ CO₂ (c/e) là 2 yếu tố quan trọng nhất, làm gia tăng tốc độ phát thải CO₂ ở Việt Nam. Mặc dù cường độ năng lượng (e/y) luôn có tốc độ gia tăng âm, tốc độ tăng dân số luôn dương (+) và có xu hướng giảm dần nhưng chưa đủ bù đắp tốc độ tăng của hai yếu tố y/p và c/e.

Nghiên cứu 2 yếu tố định tính (C/E và E/Y) cho thấy, cơ cấu ngành kinh tế được chuyển dịch theo hướng công nghiệp hóa và tập trung phát triển công nghiệp chế tạo sử dụng nhiều năng lượng hóa thạch như xi măng, sắt, thép và ô tô... chưa có quan tâm thích đáng tới loại công nghệ có thân thiện với môi trường hay không là một nguyên nhân làm tăng nhu cầu sử dụng năng lượng hóa thạch. Thêm nữa, vấn đề đô thị hóa và phát triển của ngành vận tải là một nguyên nhân quan trọng làm tăng nhu cầu năng lượng (điện, dầu, khí, than...) trong khi cơ cấu năng lượng vẫn tiếp tục gia tăng phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch. Tất cả những nguyên nhân trên làm cho CO₂ phát thải ở Việt Nam ngày càng tăng nhanh.

Việt Nam vẫn chưa phải thực hiện các cam kết cắt giảm phát thải CO₂ và so với thế giới mức phát thải CO₂ bình quân đầu người của Việt Nam còn thấp hơn nhiều, hiện nay mới gần bằng 1/3 mức thải CO₂ bình quân của thế giới. Tuy nhiên, mức thải CO₂ bình quân đầu người của Việt Nam kể từ năm 2000 đến nay có tốc độ gia tăng rất lớn (Hình 5 và 6) trong khi mức độ phát thải CO₂ bình quân của thế giới gần như ổn định. Nếu không có giải pháp để cải thiện hiệu suất sử dụng năng lượng, chuyển dịch cơ cấu năng lượng và cơ cấu ngành kinh tế theo hướng "sạch" hơn, không áp dụng những công nghệ thân thiện với môi trường, trong khi vẫn giữ nguyên tốc độ gia tăng sử dụng nhiên liệu hóa thạch

như hiện nay thì Việt Nam khó có thể hiện thực hóa chiến lược phát triển bền vững của đất nước khi mức độ phát thải CO₂ vượt qua mức trung bình của thế giới.

Tài liệu tham khảo

1. Chương trình Nghị sự 21 ở Việt Nam: Phát triển bền vững ở Việt Nam.
2. Nguyễn Đức Ngữ. *Biến đổi khí hậu và phát triển bền vững ở Việt Nam*. Kỷ yếu Hội thảo quốc tế Việt Nam học lần thứ III. 2010: p. 579 - 596.
3. Nguyễn Hải Hoàn. *Môi trường và tăng trưởng*. www.tiasang.com.vn. 17/12/2007.
4. Nguyễn Ngọc Trân. *Ứng phó với biến đổi khí hậu và biển dâng ở Đồng bằng sông Cửu Long và Duyên hải miền Trung - Một số nhiệm vụ cần triển khai*. www.tiasang.com.vn. 15/7/2008.
5. Bùi Văn Ga và cộng sự. *Khả năng giảm phát thải CO₂ ở Việt Nam nhờ sản xuất điện bằng Biogas*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ, Đại học Đà Nẵng. 2009; 1(30).
6. Andrei Illarionov, Reasonability of Protocol and Kyoto-type Targets. *Climate Change Policy and Economic Growth: A Way Forward to Ensure Both*. Margo Thorning (International Council of Capital Formation) and Andrei Illarionov (Institute of Economics Analysis), (Editors), 2/2005; Chapt. 1: p. 1 - 30.
7. Vu Xuan Quang. *Forecasting Carbon dioxide emissions in Vietnam*. Global Warming and the Asian Pacific (Ed. Ching - Cheng Chang, Robert O. Mendelsohn). Edward Algar Publishing House. 2003: p. 13 - 34.
8. Nguyen, K.A. & Wake, Y. *Energy Policy and Sustainable Development: Structural Analysis of CO₂ Emissions for the Introduction of CDM in Vietnam*. Discussion paper. Asian Financial Crisis and Macro Economic Policy Response: The Ministry of Education, Science, Sports and Culture Grand-in-Aid for COE Research. Keio University. March 2002.
9. Chandler, U. W. *Assessing carbon emission control strategies: the case of China*. Climate Change. 1988; 13: p. 241 - 265.
10. Choi, Ki-Hong & Ang, B W. *A time-series analysis of energy-related carbon emissions in Korea*. Energy Policy. 2001; Vol. 29: p. 1155 - 1161.

Đặc tính kỹ thuật và ứng dụng của phương pháp sóng siêu âm ảnh (SONIC SCANNER)

TS. Nguyễn Quốc Quân

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Một trong những phương pháp đo đạc quan trọng trong giếng khoan để đánh giá môi trường giếng khoan và xác định thông số vỉa là phương pháp sóng âm. Hơn 60 năm qua, thiết bị đo đạc sóng âm ngày càng được cải tiến và ứng dụng hiệu quả trong thăm dò và khai thác dầu khí. Thiết bị đo siêu âm ảnh là thiết bị dựa trên phương pháp siêu âm được cải tiến và có nhiều ưu điểm hơn so với phương pháp siêu âm truyền thống. Hiện nay, thiết bị đo đạc này được sử dụng rộng rãi trong các giếng khoan thăm dò, thăm lượng, khai thác.

1. Đặc tính kỹ thuật

Từ những năm 50 của thế kỷ XX, thiết bị sóng âm được biết đến với cấu trúc đơn giản là thiết bị sóng âm một nguồn thu và một nguồn phát.

Theo định luật Snell, độ trễ (slowness) DT được tính như sau:

$$DT = (a + b + c)/L$$

Trong đó:

a, b, c: Thời gian truyền sóng siêu âm

L: Khoảng cách nguồn phát và nguồn thu

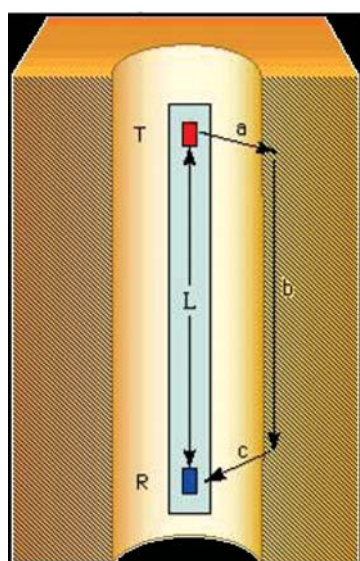
Vì thiết bị có một nguồn thu và một nguồn phát nên chỉ đo được một bên thành giếng khoan. Độ tin cậy của

thiết bị này giảm khi thành giếng bị sạt lở và bị ảnh hưởng của dung dịch khoan. Để khắc phục nhược điểm trên, thiết bị hai nguồn thu đã ra đời. Tuy nhiên, thiết bị mới vẫn chỉ đo được một bên thành giếng khoan nên cũng chịu ảnh hưởng của thành giếng bị lỗi lõm hay sạt lở.

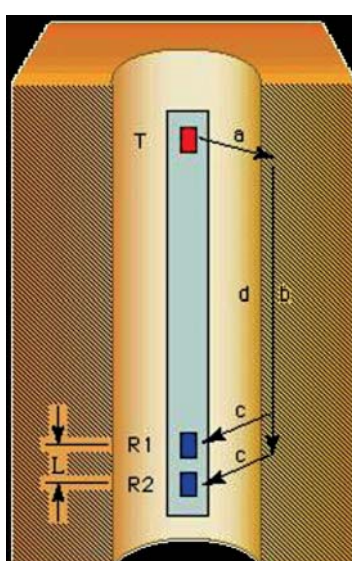
Độ trễ được tính theo công thức:

$$\text{Độ trễ DT} = [(a + b + c) - (a + d + c)]/L = (b - d)/L$$

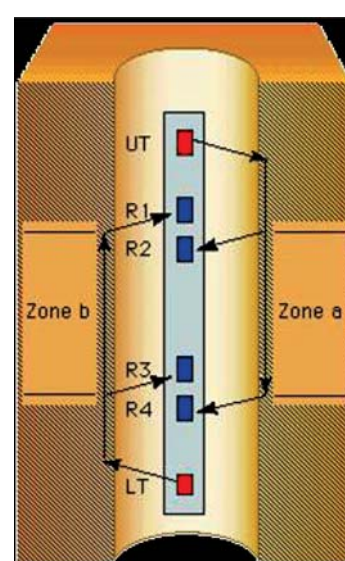
Vào những năm 60 của thế kỷ XX, thiết bị hai máy phát và bốn máy thu ra đời với một số cải tiến đáng kể. Thiết bị này đo hai bên thành giếng khoan nên ít bị ảnh hưởng bởi thành giếng khoan khi bị sạt lở hoặc gồ ghề. Thiết bị đó là bước đầu bù lỗ khoan BHC (Borehole compensated) với hai nguồn phát đặt tại hai đầu thiết bị.



Hình 1. Thiết bị siêu âm với một nguồn phát và một nguồn thu



Hình 2. Thiết bị siêu âm gồm một nguồn phát và hai nguồn thu



Hình 3. Thiết bị siêu âm với hai nguồn phát và bốn nguồn thu

Trong những năm 70 của thế kỷ XX, thiết bị đo xa bù lỗ khoan DDBHC (depth derive borehole compensated) ra đời và hai nguồn phát đặt gần nhau và khoảng cách là 2ft. Qua Hình 4 ta thấy thiết bị siêu âm DDBHC có khả năng đo sâu hơn thiết bị BHC vì khoảng cách giữa máy thu và máy phát được gia tăng. Thiết bị đo được tin cậy hơn vì không bị ảnh hưởng bởi thành giếng khoan sạt lở hay dung dịch khoan.

Tùy mục đích mà thiết bị nào được sử dụng, thông tin giếng khoan cần quan tâm là đới gần giếng khoan hay đi sâu hơn vào thành hệ. Vì vậy, cuối thập niên 80 đến thập niên 90 (thế kỷ XX), thiết bị sóng siêu âm ảnh ban đầu

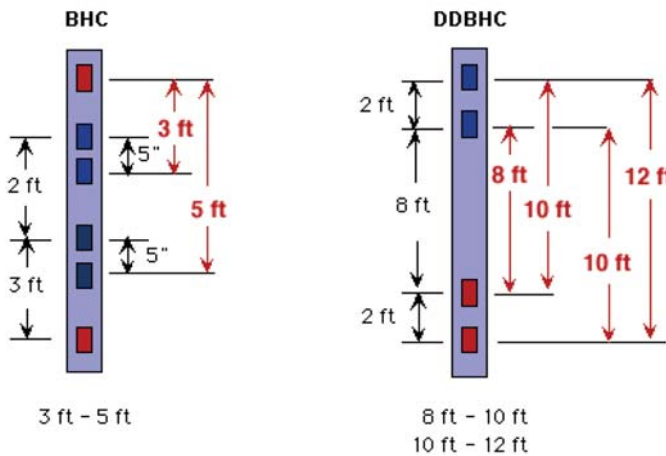
được ra đời Dipole Shear Imager (DSI) với 8 máy thu và 3 máy phát nhằm đo được thành hệ từ xung quanh thành giếng khoan đến đi sâu vào thành hệ và tăng độ rõ nét của số liệu ghi được (signal to noise). Đặc biệt, thiết bị này có thể ghi nhận được sóng ngang của thành hệ kể cả khi thành hệ thuộc thành hệ mềm. Tuy nhiên, thiết bị này vẫn còn hạn chế bởi tần số sử dụng có giới hạn (thông thường < 15kHz). Để khắc phục hạn chế về tần số từ thiết bị DSI, thiết bị sóng siêu âm Sonic Scanner (SS) ra đời với dãy tần số rộng (wide band frequency - chirp drive). Dãy tần số đến > 20Khz và gia tăng độ phân giải cũng như rõ nét của thiết bị đo với 5 nguồn phát và 13 máy thu. Mỗi máy thu gồm 8 bộ cảm biến phương vị nhằm định hướng cho sóng ngang. Đặc biệt, sóng Stoneley được ghi nhận khá rõ nét và linh động vì gia tăng độ phân giải và tín hiệu của thiết bị (signal to noise) cũng được gia tăng đáng kể.

Cấu trúc của thiết bị siêu âm ảnh và công tác đo thu dữ liệu

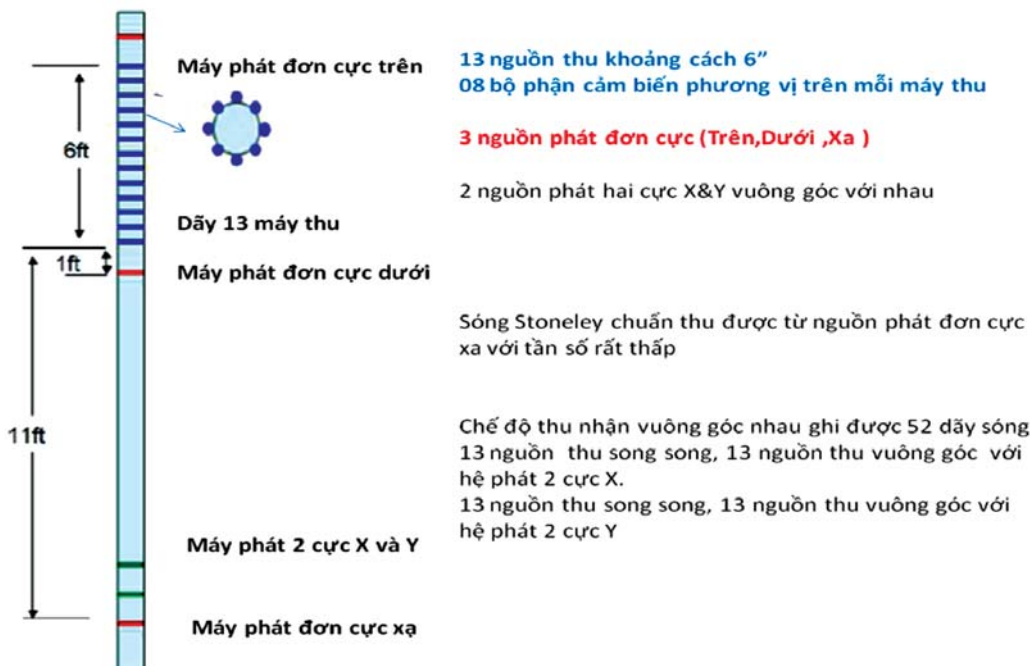
Thiết bị đo siêu âm ảnh kết hợp công nghệ đơn cực (monopole) và đa cực (dipole) cho phép đo đặc sóng dọc P (compressional) và sóng ngang S (shear) cho các loại thành hệ khác nhau trong điều kiện chống ống (cased hole) và thân trần (opened hole). Hình 5 trình bày một cách chi tiết thiết bị đo siêu âm ảnh.

Một chuỗi 13 nguồn thu (receiver) cách nhau 0,5ft với 8 bộ cảm biến phương vị (azimuthal sensor) tạo thành một anten dài 6ft. Hai nguồn phát đơn cực gần (near monopole source) cách nguồn thu 1ft. Một nguồn phát đơn cực ở xa (far monopole source) cách nguồn thu 11ft. Khả năng đo sâu tùy thuộc vào khoảng cách giữa nguồn thu và nguồn phát từ 6

BHC vs. DDBHC



Hình 4. So sánh giữa thiết bị siêu âm BHC và DDBHC



Hình 5. Thiết bị đo siêu âm ảnh

inch (0,1524m) đến 3ft (0,61m), độ phân giải 6 inch. Thiết bị này đo ghi tất cả các dạng sóng sinh ra từ nguồn phát đơn cực và đa cực trên chuỗi 13 nguồn thu với khoảng cách 6 inch. Toàn bộ sóng âm được số hóa dưới đáy giếng, được gửi lên bề mặt và được ghi nhờ phần mềm MAXIS (schlumberger multi - tasking acquisition and imaging system).

2. Ứng dụng của phương pháp sóng siêu âm ảnh

2.1. Đánh giá thành hệ

Phương pháp siêu âm ảnh cho phép ta xác định độ rỗng thành hệ, thành phần thạch học của đất đá, đánh giá độ bão hòa khí, đánh giá độ thấm, đo đặc tính bất đẳng hướng, nhận dạng nứt nẻ (theo sự suy giảm biên độ của sóng truyền), nhận dạng nứt nẻ (theo biên độ của sóng phản xạ). Phương pháp này cho phép phân tích chuỗi sóng Stoneley so sánh với một chuỗi sóng được mô hình có quan tâm đến hình dạng lỗ khoan và thạch học, để nhận ra các nứt nẻ tự nhiên cắt qua lỗ khoan; cho phép phân tích sự suy giảm biên độ và đường cong đo độ trễ của sóng Stoneley trên một phổ tần số rộng để đánh giá độ dịch chuyển của chất lưu trong thành hệ (độ thấm/độ nhớt của chất lưu).

2.2. Xác định tính cơ lý của đá (rock mechanics)

Phương pháp siêu âm ảnh cho phép đo đặc tính bất đẳng hướng của trường ứng suất và xác định tính ổn định của thành lỗ khoan; cung cấp các thuộc tính vật lý dọc theo lỗ khoan bằng cách sử dụng mô hình đẳng hướng 1 chiều. Tỷ số Poisson được đánh giá từ P & S. Module Young động được đánh giá từ P & S và mật độ của thành hệ. Module Young động có thể được chuyển đổi thành module Young tĩnh bằng cách sử dụng các liên kết giếng khoan và mẫu lõi. Trường ứng suất nằm ngang cực tiểu thu được từ tỷ số Poisson và ứng suất thẳng đứng (overburden stress) sử dụng phương trình "poroelastic" và ứng suất thẳng đứng được đánh giá bằng cách tích hợp mật độ trên chiều sâu. Sản phẩm này đòi hỏi kết hợp với các thiết bị khác không được sử dụng cùng với thiết bị siêu âm ảnh như mật độ và gamma. Ngoài ra, phương pháp này hỗ trợ việc phân tích sự sinh cát (sanding analysis), thiết kế nứt vỉa thủy lực và tối ưu hóa choòng khoan

2.3. Ứng dụng và hỗ trợ trong địa chấn

Vì cùng bản chất vật lý nên phương pháp siêu âm ảnh là một công cụ hỗ trợ hiệu quả cho địa chấn để xác định

mối quan hệ thời gian và độ sâu; sự tương quan của sóng ngang; Mô hình sóng ngang được chuyển đổi; biểu đồ tổng hợp về sóng ngang - shear synthetic seismogram; phân tích AVO; nghiên cứu về thuộc tính địa chấn; xúc tiến mô hình hóa chất lưu trong lỗ rỗng hoặc tính bất đẳng hướng tác động lên dữ liệu địa chấn.

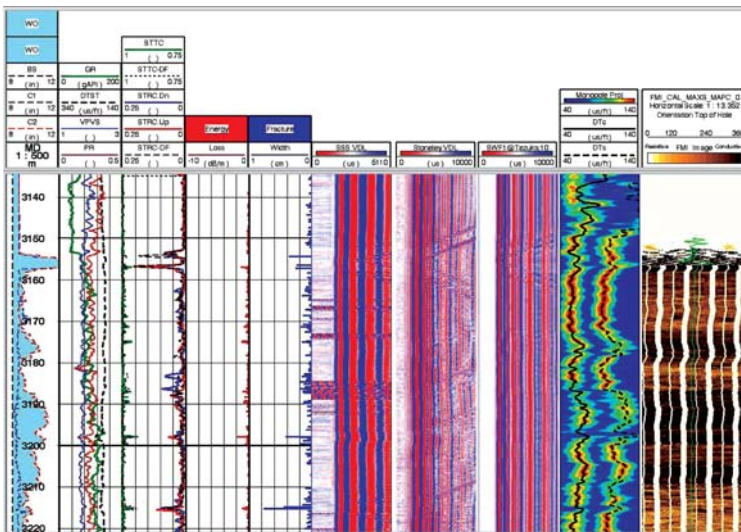
2.4. Ứng dụng trong quá trình khoan

Cho phép đánh giá chất lượng xi măng trong khoảng không vành xuyên giữa ống chống và thành hệ. Hai nguồn phát đơn cực ở gần nhau cung cấp thông tin trong lỗ khoan nơi mà sự suy giảm được tính toán. Sự suy giảm này có thể được đem so sánh với sự suy giảm tổng hợp từ các thuộc tính của xi măng. Sản phẩm này được xác định từ dữ liệu thu được bởi cấu hình thiết bị có chiều dài ngắn. Đánh giá sự thay đổi tỏa hướng của vận tốc sóng dọc (compressional radial variation profiling), vận tốc sóng ngang nhanh và chậm (shear radial variation profiling) để nhận ra các khoảng thay đổi phục vụ cho việc tối ưu hóa chương trình hoàn thiện giếng, bắn mở vỉa, việc lựa chọn súng bắn.

Cung cấp sự thay đổi tỏa hướng của vận tốc sóng dọc (compressional radial variation profiling) để nhận ra các khoảng biến đổi, để tối ưu việc lựa chọn các khoảng đo ghi, áp suất, đất đá, lấy mẫu chất lưu và tối ưu hóa chương trình hoàn thiện giếng, bắn mở vỉa và lựa chọn súng bắn. Dùng độ trễ sóng ngang đo được từ hệ hai cực (dipole mode) với tính chất có hướng đường cong được chia ra sóng ngang nhanh (fast shear) và sóng ngang chậm (slow shear) vuông góc với nhau. Fast shear chính là hướng của khe nứt. Mức độ nứt nẻ được đánh giá dựa vào sự khác nhau giữa năng lượng cực đại và cực tiểu (maxenergy - minenergy) hay chính là sự khác nhau giữa sóng ngang nhanh và sóng ngang chậm.

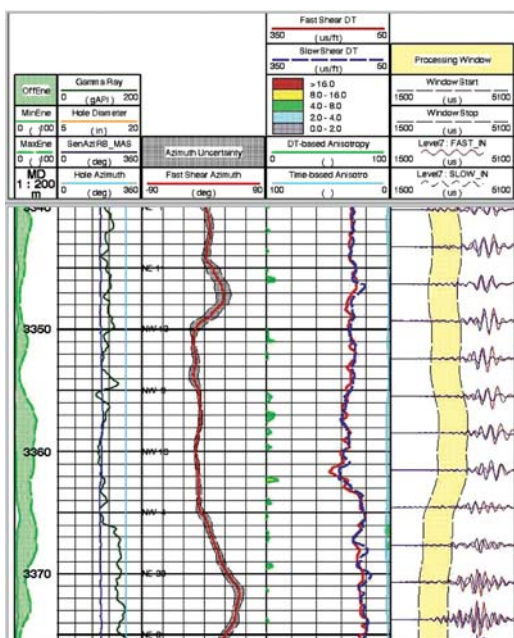
2.5. Một vài ứng dụng phương pháp siêu âm ảnh trong đá móng giếng khoan HSD-5X mỏ Hải Sư Đen

Hình 7 thể hiện sự khác biệt khá lớn giữa năng lượng nhỏ nhất và năng lượng lớn nhất, sự tách biệt giữa sóng ngang định hướng cùng với sự thay đổi của fast shear azimuth biểu hiện sự bất đồng nhất lớn gây ra bởi khe nứt, nứt nẻ. Khi trong thành hệ đồng nhất không có khe nứt, đứt gãy thì sẽ có sự đồng nhất của các dữ liệu tính toán, có nghĩa là sẽ không có sự tách biệt giữa các sóng ngang cũng như mức năng lượng bằng 0 khi sóng truyền qua thành hệ này.



Hình 6. Kết quả xử lý tính chất nứt nẻ trong đá móng ở độ sâu 3.130 - 3.220m của giếng HCD-5X

Cột 1: Độ sâu, đường kính giếng khoan, đường kính thành giếng khoan.
Cột 2: Đường cong GR, tỷ số PR, VpVs, độ trễ sóng stoneley, hệ số truyền STTC và hệ số tán xạ trên và dưới STRC_Up, STRC_Down.
Cột 3: Năng lượng bị mất.
Cột 4: Độ mở của khe nứt.
Cột 5: Sóng stoneley trình bày dưới dạng mật độ được đo hệ đơn cực gần.
Cột 6: Sóng stoneley trình bày dưới dạng mật độ được đo hệ đơn cực xa.
Cột 7: Mô hình sóng stoneley.
Cột 8: Sóng ngang và sóng dọc trình bày dạng mặt phẳng độ trễ so với thời gian.
Cột 9: Hình ảnh vi điện cực FMI.



Hình 7. Kết quả của phương pháp xử lý tính chất bất đẳng hướng

3. Kết luận và kiến nghị

Phương pháp siêu âm ảnh là một trong những phương pháp chủ đạo của địa vật lý

giếng khoan được ứng dụng rộng rãi trong việc đo đạc tất cả các loại đá chứa đặc biệt đối với các loại đá có hang hốc nứt nẻ (như carbonate, đá granite...). Khi kết hợp với các phương pháp khác, tài liệu của phương pháp siêu âm ảnh là thông tin quan trọng trong việc đánh giá địa chất, địa chấn, hỗ trợ quá trình khoan... Đối với đá móng granite nứt nẻ, trong công tác mô hình hóa vỉa, do mức độ bất đồng nhất bất đẳng hướng nên mô hình đá móng nứt nẻ còn nhiều thông số không chắc chắn chẳng hạn như độ mở, hướng và mật độ phân bố của khe nứt... Do đó, kết quả phân tích từ tài liệu siêu âm ảnh chính là tài liệu tốt trong việc chuẩn chỉnh mô hình (Halo hoặc DFN) phù hợp hơn với thực tế của vỉa, giúp cho việc "history matching" dễ dàng hơn và cuối cùng là dự báo khai thác tin cậy hơn.

Tuy nhiên, phương pháp sóng siêu âm ảnh có độ phân giải 6inch, nên có khả năng bỏ lỡ những khe nứt nhỏ xung quanh thành giếng khoan khi tìm hiểu về địa chất của giếng khoan, đặc tính nứt nẻ của thành hệ. Vì vậy, thông thường phương pháp sóng siêu âm ảnh được dùng kết hợp với phương pháp ảnh vi điện cực FMI nhằm tìm hiểu rõ hơn tính chất phức tạp của khe nứt, đứt gãy khi giếng khoan đi qua. Phương pháp này nhằm hỗ trợ phương pháp FMI trong việc xác định những khe nứt lớn và khi giếng khoan bị sạt lở, khi đó FMI không thấy được tính chất của khe nứt. Vì thế, sự kết hợp giữa hai phương pháp này thể hiện khá rõ nét tính chất phức tạp của khe nứt trong thành hệ khi giếng khoan đi qua.

Tài liệu tham khảo

1. Đoàn Thị Mỹ Dung. *Đặc tính kỹ thuật phương pháp sóng siêu âm ảnh (sonic scanner) và ứng dụng để nghiên cứu đánh giá tính chất nứt nẻ của đá móng tại giếng HCD-5X mỏ Hải Cầu Đen - bồn trũng Cửu Long*. Luận văn Thạc sỹ. 12/2011.
2. J. Aron, S. K. Chang, et al. *Sonic compressional measurements while drilling*. SPWLA 35th annual logging symposium. June 19 - 23, 1994.
3. A. Brie, F. Pampuri, A.F Marsala, O. Meazza. *Shear sonic interpretation in gas bearing sands*. SPE annual conference. October, 1995.
4. M. Hashem, D. Ince, et al. *Seismic Tie Using Sonic - While - Drilling Measurements*. SPWLA 40th annual logging symposium. May 30 - June 3, 1999.
5. K. Hsu, G. Minerbo, et al. *Case studies of time - lapse sonic logging*. SPWLA 39th annual logging symposium. May 25 - 28, 1998.



Cho đến trước ngày 11/3/2011 (trận siêu động đất/sóng thần), 30% năng lượng điện của Nhật Bản là do các nhà máy điện hạt nhân sản xuất. Nhưng bắt đầu từ ngày 5/5/2012, 54 lò phản ứng hạt nhân của Nhật Bản ngừng hoạt động đã tạo nên bước ngoặt lớn trong chính sách năng lượng của đất nước vốn dựa nhiều vào năng lượng hạt nhân. Vậy Nhật Bản sẽ thay thế điện hạt nhân bằng cách nào (?) đang là vấn đề được các nhà nghiên cứu và hoạch định chính sách năng lượng của Việt Nam và nhiều nước quan tâm.

Đóng cửa toàn bộ các lò phản ứng hạt nhân

Theo hãng tin Kyodo, bắt đầu từ ngày 5/5/2012, tất cả 54 lò phản ứng hạt nhân của Nhật đã ngừng hoạt động, coi như “bảo dưỡng định kỳ” vì các nhà chức trách Nhật Bản không còn chắc chắn về độ an toàn của nhiều lò trong số đó. Có thể nói, việc ngừng hoạt động toàn bộ các nhà máy điện hạt nhân ở Nhật Bản cũng đồng nghĩa với việc từ đây nước này sẽ mất đi nguồn cung năng lượng điện khoảng 50GW, tương đương với mức tiêu thụ điện của Thủ đô Tokyo...

Tuy nhiên, phần lớn công suất điện bị hụt đi do đóng cửa các nhà máy điện hạt nhân đang được thay thế bằng nhiệt điện sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch, nhưng việc ngưng toàn bộ các lò phản ứng cùng một lúc được coi là một quyết tâm chiến lược mang tính lịch sử. Theo ước tính của Bộ Thương mại Nhật Bản, nếu toàn bộ lò phản ứng hạt nhân vĩnh viễn không hoạt động trở lại thì Nhật Bản sẽ phải chi thêm khoảng 37,5 tỷ USD/năm để nhập thêm nhiên liệu hóa thạch trong khi việc sử dụng năng lượng tái tạo vẫn còn hạn chế. Mặt khác, việc dỡ bỏ hoàn toàn các nhà máy điện hạt nhân ở Nhật Bản sẽ mất khoảng 40 năm với chi phí ước tính còn cao hơn nhiều so với chi phí xây dựng mới.

Kể từ siêu động đất/sóng thần năm 2011 gây thiệt hại nặng nề cho Nhà máy điện hạt nhân Fukushima, làm

bức xạ rò rỉ vào lòng đất, không khí và biển, thực phẩm... Kết quả khảo sát của Viện Nghiên cứu ý kiến cộng đồng về vấn đề phát triển điện hạt nhân Nhật Bản công bố trên Nhật báo Tokyo Shimbun ngày 19/3/2012 cho thấy, 79,6% người được hỏi muốn vĩnh viễn xóa bỏ các nhà máy điện hạt nhân trong tương lai. Còn theo kết quả một cuộc thăm dò của hãng tin Kyodo thực hiện gần đây, có 26,7% số người được hỏi, những người sống gần các nhà máy điện hạt nhân không bị ảnh hưởng của sóng thần năm ngoái, muốn tái khởi động các lò phản ứng để có việc làm, trợ cấp; còn 71% nhà sản xuất cho biết thiếu hụt điện sẽ buộc họ phải cắt giảm sản xuất trong khi 96% nói rằng hóa đơn điện cao hơn sẽ ảnh hưởng đến thu nhập của dân cư...

Trong khi đa số người dân Nhật Bản vẫn chưa sẵn sàng cho việc khởi động lại các lò phản ứng hạt nhân thì Chính phủ Nhật Bản lại đang đứng trước sức ép về lượng điện năng thiếu hụt và lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính khi buộc phải sử dụng năng lượng từ dầu mỏ và khí đốt. Viện Kinh tế Năng lượng Nhật Bản cũng cảnh báo rằng việc ngưng các lò phản ứng hạt nhân sẽ làm giảm 0,1% GDP trong năm 2012 khi các nhà sản xuất phải cắt giảm sản lượng, đồng thời phải trả thêm tiền cho việc dùng dầu thô thay thế. Còn IAEA thì ước tính việc đóng cửa tất cả các nhà máy điện hạt nhân sẽ làm tăng nhu cầu dầu của Nhật Bản lên tới 4,5 triệu thùng/ngày, tức tăng thêm chi phí 100 triệu USD/ngày. Theo Bộ trưởng Công nghiệp, Thương mại

và Kinh tế Yukio Edano, chi phí nhập khẩu nhiên liệu dành cho nhiệt điện tăng sẽ buộc người dân phải trả nhiều tiền điện hơn. Thậm chí, Thủ tướng Yoshihiko Noda cũng cho biết Nhật Bản vẫn cần điện hạt nhân vì việc phải dùng nhiều nhiên liệu hóa thạch thay thế sẽ vi phạm những cam kết về biến đổi khí hậu mà Nhật Bản đã ký...

Theo các nhà khoa học Nhật Bản thì dù Nhà máy Fukushima đã được thiết kế chống động đất, sóng thần, nhưng không ai ngờ được trận siêu động đất/sóng thần 2011 lại làm nước biển dâng lên tới mức 38,9m, đặt Nhà máy vào tình trạng nguy hiểm. Hơn nữa, báo cáo đánh giá an toàn hạt nhân của IAEA cũng cảnh báo 80% nhà máy điện hạt nhân trên thế giới đã hoạt động hơn 20 năm, khoảng thời gian khiến giới chuyên gia về an toàn hạt nhân cảm thấy lo ngại. Vì vậy, việc Chính phủ Nhật đóng cửa các nhà máy điện hạt nhân vĩnh viễn hay chỉ tạm thời “bảo dưỡng” cũng là một giải pháp an toàn hơn.

Đẩy mạnh nghiên cứu ứng dụng năng lượng tái tạo

Nguồn năng lượng có sẵn trong thiên nhiên, không gây ô nhiễm, không bị cạn kiệt và đây là giải pháp tốt nhất nhằm tiết kiệm năng lượng hóa thạch. Do vậy, việc đẩy mạnh nghiên cứu và ứng dụng các dạng năng lượng tái tạo không chỉ thay thế điện hạt nhân mà cả nhiệt điện đã trở thành xu thế chung và mục tiêu vươn tới của hầu hết các nước, trong đó có Nhật Bản. Ngay từ năm 2002, Chính phủ Nhật Bản đã yêu cầu các công ty điện đặt mục tiêu đến năm 2014 phải sản xuất 1,6% sản lượng điện từ các nguồn tái tạo. Sự cố Fukushima càng hối thúc Nhật Bản đẩy nhanh các chương trình sản xuất năng lượng tái tạo này. Theo đánh giá của các chuyên gia nghiên cứu Viện Năng lượng Nhật Bản, năng lượng tái tạo có thể cung cấp tới 30% sản lượng điện của Nhật Bản năm 2020, trong đó năng lượng mặt trời và gió đóng góp 7 - 8% và thủy điện chiếm khoảng trên 20%.

Năng lượng mặt trời: Nhật Bản là một trong những nước đi đầu trong việc nghiên cứu và ứng dụng năng lượng mặt trời. Ngay từ năm 2002, Nhật Bản đã sản xuất được khoảng 520.000kW điện bằng pin mặt trời, với giá thành thấp hơn 10 lần so với thời điểm đầu thập kỷ 90 của thế kỷ XX. Là một trong số ít các quốc gia dẫn đầu thế giới về lắp đặt các pin mặt trời, Nhật Bản đang chuẩn bị phát triển một dự án năng lượng mặt trời vũ trụ trị giá 2.000 tỷ yên (21 tỷ USD) nhằm tích lũy năng lượng điện từ vũ trụ dưới dạng sóng viba hoặc tia laser cung cấp cho 300.000 hộ gia đình tại Nhật trong vòng 3 thập kỷ. Dự án này do một nhóm nghiên cứu đến từ 16 công ty trong đó

có Tập đoàn công nghiệp nặng Mitsubishi. Theo dự báo, hệ thống năng lượng mặt trời sẽ đi vào hoạt động sau năm 2030, với tổng công suất đạt 54 triệu kW.

Năng lượng gió: Với quyết tâm tái thiết khu vực Đông Bắc sau thảm họa kép, Chính phủ Nhật Bản đang xem xét kế hoạch xây dựng một “Trang trại gió nổi” trên khu vực ngoài khơi biển Fukushima, với sự tham gia của một số tập đoàn lớn như: Mitsubishi, Fuji và Japan Steel. Tổng mức đầu tư của dự án này khoảng 20 tỷ yên (261 triệu USD) với 6 turbine gió, mỗi turbine có công suất 2MW. Các nhà thiết kế hy vọng “Trang trại gió nổi” này sẽ hoạt động vào năm 2015 nhằm khắc phục tình trạng thiếu điện.

Năng lượng địa nhiệt: Đây là nguồn năng lượng nằm sâu dưới lòng những hòn đảo, núi lửa. Nguồn năng lượng này có thể thu được bằng cách hút nước nóng sâu dưới lòng đất để chạy turbine điện. Hiện nay, Nhật Bản có 17 nhà máy kiểu này, trong đó lớn nhất là Nhà máy địa nhiệt Hatchobaru (thuộc tỉnh Oita), công suất 110.000kW đủ cung cấp điện năng cho 3.700 hộ gia đình.

Năng lượng thủy triều: Đây là nguồn năng lượng vô cùng phong phú, nhất là quốc gia có diện tích biển lớn. Sóng và thủy triều được sử dụng để quay các turbine phát điện. Nguồn điện sản xuất ra có thể dùng trực tiếp cho các thiết bị đang vận hành trên biển như hải đăng, phao, cầu cảng, hệ thống hoa tiêu dẫn đường...

Năng lượng tuyết: Hiệp hội nghiên cứu năng lượng thiên nhiên ở Bihai, Nhật Bản đã thành công trong việc ứng dụng tuyết để làm lạnh các kho hàng và điều hòa không khí ở những tòa nhà khi thời tiết nóng bức. Theo dự án này, tuyết được chứa trong các nhà kho để giữ nhiệt độ kho từ 0 - 4°C. Đây là mức nhiệt độ lý tưởng dùng để bảo quản nông sản, do đó giảm được chi phí sản xuất và giảm giá thành sản phẩm.

Năng lượng sinh học: Nguồn năng lượng này được tạo bởi sự lên men sinh học các đồ phế thải sinh hoạt. Theo đó, người ta sẽ phân loại và đưa chúng vào những bể chứa để cho lên men nhằm tạo ra khí metan. Khí đốt này sẽ làm cho động cơ hoạt động từ đó sản sinh ra điện năng. Sau khi quá trình phân hủy hoàn tất, phần còn lại được sử dụng để làm phân bón.

Pin nhiên liệu: Đây cũng là kỹ thuật có thể cung cấp năng lượng cho con người mà không thải ra CO₂ hoặc những chất thải độc hại khác. Nhật Bản sản xuất được nhiều nguồn pin nhiên liệu khác nhau, dùng cho phương tiện giao thông, ô tô hoặc cả cho cả các thiết bị dân dụng như điện thoại di động.

Tăng thêm nhà máy nhiệt điện và nhập khẩu khí đốt

Sự cố Fukushima buộc Nhật Bản phải điều chỉnh chính sách phát triển điện hạt nhân. Tuy nhiên, việc tìm kiếm nguồn năng lượng để thay thế điện hạt nhân thực sự là thách thức nan giải, nhất là trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ ngày càng gia tăng và giá dầu thô trên thị trường quốc tế tăng đột biến do bất ổn tại khu vực Trung Đông. Giải pháp được coi là hữu hiệu nhất trong thời điểm hiện tại nhằm đáp ứng nhu cầu năng lượng trong ngắn hạn là đầu tư xây dựng thêm các nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch như dầu mỏ, khí đốt và than đá. Trên thực tế, để giải quyết tình trạng thiếu điện, Công ty Điện lực Tokyo TEPCO đã tập trung đầu tư phát triển nhiệt điện, bao gồm cả việc tái khởi động các nhà máy nhiệt điện đã ngừng hoạt động.

Ngoài ra, Nhật Bản đã và đang đẩy mạnh việc nhập khẩu khí hóa lỏng, đồng thời đẩy mạnh hợp tác về năng lượng với các đối tác khác. Trong năm 2010, Nhật Bản nhập khẩu 70 triệu tấn LNG. Năm 2011, lượng LNG nhập khẩu của Nhật Bản đã tăng 12,2%, lên mức 78,532 triệu tấn [5]. Theo đánh giá của giới chuyên gia, trong 3 - 5 năm tới, TEPCO sẽ phải nhập thêm 5 - 10 triệu tấn khí hóa lỏng hàng năm và chi phí cho lượng mua này vào khoảng 500 tỷ yên (6,2 tỷ USD).

Đồng thời, Nhật Bản cũng đẩy mạnh việc hợp tác nhằm đa dạng hóa nguồn cung khí hóa lỏng. Công ty Itochu đang xem xét kế hoạch xây dựng hai nhà máy sản xuất khí hóa lỏng ở Vladivostok (Nga) nhằm bảo đảm nguồn cung cho Nhật Bản. Theo kế hoạch, dự án này được khởi công từ năm 2013 và sẽ đi vào hoạt động vào năm 2017. Dự kiến, mỗi nhà máy sẽ sản xuất 5 triệu tấn khí hóa lỏng/năm, đáp ứng toàn bộ nhu cầu của thị trường Nhật Bản. Để vận chuyển khí đốt tới Nhật Bản, Tập đoàn Itochu và Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí Nhật Bản sẽ cùng với các đối tác Nga lập kế hoạch tu sửa một đường ống dẫn khí xuất phát từ Vladivostok thẳng tới Hokkaido. Ngoài ra, một số tập đoàn Nhật Bản cũng đang xem xét và thúc đẩy hợp tác với Tập đoàn Gazprom của Nga để xây dựng đường ống dẫn khí dài gần 3.000km để vận chuyển khí đốt từ các mỏ khí ở khu vực Đông Siberia.

Thông qua Luật và xây dựng kế hoạch năng lượng mới

Sau 5 tháng kể từ sự cố Fukushima, Quốc hội Nhật Bản đã thông qua Luật thúc đẩy sử dụng Năng lượng tái tạo và sẽ chính thức áp dụng từ ngày 1/7/2012, nhằm khuyến khích sử dụng các nguồn năng lượng ổn định và

hợp lý dựa trên các tiêu chuẩn xã hội - kinh tế; hạn chế ảnh hưởng xấu với môi trường; thúc đẩy sử dụng năng lượng tái tạo thông qua các biện pháp quy định về giá thành, thời hạn sử dụng điện năng lượng tái tạo; góp phần thúc đẩy sự phát triển mang tính bền vững của nền kinh tế quốc dân. Luật thúc đẩy sử dụng Năng lượng tái tạo quy định các công ty điện có nghĩa vụ mua lại toàn bộ sản lượng điện được sản xuất ra từ năng lượng tái tạo như: quang năng, phong năng, thủy năng, địa nhiệt năng, năng lượng sinh học với giá mua được quyết định bởi Ủy ban Tính toán Giá điện trực thuộc Cục Tài nguyên Năng lượng (METI). Ngược lại, các công ty điện được phép tăng giá bán điện đối với các hộ dân và doanh nghiệp để trang trải nguồn kinh phí mua điện nói trên. Luật trên cũng quy định một số ưu đãi đối với các doanh nghiệp như giảm 80% giá điện đối với các doanh nghiệp có lượng điện tiêu thụ gấp 8 lần so với mức trung bình (tính theo tỷ lệ doanh thu và mức điện tiêu thụ) nhằm ngăn chặn tình trạng doanh nghiệp di chuyển cơ sở sản xuất ra nước ngoài. Tuy nhiên, theo đánh giá của dư luận Nhật Bản, Luật thúc đẩy sử dụng năng lượng tái tạo vẫn chưa thể giải quyết được một số vấn đề bất cập như: giá thành để sản xuất ra điện cao; đầu tư cho các nguồn điện tái sinh thường xuyên biến động và có sự chênh lệch giữa các địa phương, có thể làm cho các doanh nghiệp từ chối mua điện; vốn đầu tư cho các nhà máy sản xuất điện tái sinh lớn, làm tăng chi phí sản xuất của các doanh nghiệp và ảnh hưởng đến mức tiêu dùng trong dân cư...

Thời gian vừa qua, Liên đoàn các Tổ chức kinh tế Nhật Bản (KEIDANREN) đã nhiều lần tổ chức hội thảo nhằm lấy ý kiến rộng rãi của các chuyên gia và giới doanh nghiệp, và đã 3 lần đề xuất các kiến nghị để Chính phủ Nhật Bản đưa ra các chính sách ổn định năng lượng phục vụ cho phát triển bền vững. Đề xuất của KEIDANREN tập trung vào các vấn đề sau:

- *Trong ngắn hạn:* Đảm bảo cung ứng đủ điện cho sản xuất và sinh hoạt; kế hoạch bảo đảm an ninh năng lượng phải được xây dựng trên cơ sở thực hiện có hiệu quả các thiết bị tiết kiệm năng lượng, hạn chế công suất tiêu thụ, đa dạng hóa các nguồn cung cấp năng lượng phổ biến; nới lỏng các quy định và biện pháp bổ sung ngân sách; Chính phủ cần sớm phát động phong trào nâng cao nhận thức trong việc tiết kiệm điện và sử dụng thiết bị tiết kiệm năng lượng trong nhân dân.

- *Về lâu dài:* Giải quyết các vấn đề tổng thể mang tính chiến lược nhằm thực hiện mục tiêu tăng trưởng kinh

tế từ 2 - 3% đến năm 2030, trong đó Chính phủ cần bảo đảm tính kinh tế và tính ổn định của các nguồn cung cấp năng lượng, tạo nền tảng vững chắc phục vụ các hoạt động sản xuất và cuộc sống của người dân. Đồng thời, nỗ lực khắc phục sự cố và cải thiện chế độ phúc lợi cho khu vực bị nạn, nhằm mang lại niềm tin cho người dân trên cơ sở xác nhận tính an toàn, tin cậy của người dân; nâng cao năng lực khoa học công nghệ về năng lượng theo tiêu chuẩn quốc tế nhằm đối phó với sự nóng dần lên của trái đất, bảo đảm nguồn nhiên liệu hóa thạch dần được thay thế bằng năng lượng tái tạo. Tiếp tục duy trì và bổ sung năng lượng nhiệt điện nhằm bảo đảm nguồn cung cấp năng lượng điện ổn định, khai thác hiệu quả của nguồn năng lượng tái tạo thông qua việc thúc đẩy đổi mới công nghệ và giảm thiểu chi phí liên quan. Mở rộng việc quảng bá các sản phẩm, công nghệ tiết kiệm năng lượng và kèm theo các chính sách hỗ trợ thỏa đáng.

Sử dụng đa dạng và linh hoạt các nguồn năng lượng khác thông qua xem xét chiều hướng phát triển và phổ cập công nghệ cùng với việc thiết lập lộ trình phù hợp với các thành tựu khoa học công nghệ; nghiên cứu xem xét vai trò của các thiết bị tiết kiệm năng lượng và việc sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo; xây dựng hệ thống cung cấp năng lượng điện linh hoạt và đa dạng dựa trên sự kết hợp hài hòa các loại hình năng lượng, năng lượng tái tạo, năng lượng hóa thạch...

Ban hành chính sách bảo tồn năng lượng

- *Luật hóa chính sách bảo tồn năng lượng:* Do sự phụ thuộc nhiều vào nguồn năng lượng nhập khẩu, nhu cầu sử dụng năng lượng ngày càng tăng, cam kết cắt giảm lượng phát thải khí nhà kính... là động lực chính để Nhật Bản đẩy mạnh việc sử dụng năng lượng hiệu quả. Ngay sau cuộc khủng hoảng năng lượng thế giới lần II, Chính phủ Nhật Bản đã thảo luận và nhanh chóng thông qua Luật Bảo tồn Năng lượng. Theo quy định của luật này, tất cả các ngành công nghiệp ở Nhật Bản phải giảm ít nhất 1% mức tiêu thụ năng lượng hàng năm. Trong lần sửa đổi Luật Bảo tồn Năng lượng (5/2008), Nhật Bản đã chuyển hướng tập trung sâu hơn vào lĩnh vực thương mại, sinh hoạt. Cho đến nay, Luật Bảo tồn Năng lượng vẫn luôn được coi là cơ sở pháp lý vững chắc, vừa có tính rắn đề vừa khuyến khích nhằm hỗ trợ các chính sách năng lượng đi vào cuộc sống. Luật này cần được bổ sung, hoàn chỉnh cho phù hợp với thời kỳ mới.

- *Các biện pháp thực hiện hiệu quả:* Một trong các biện pháp đó là các giải pháp khuyến khích về tài chính với các chương trình cho vay có lãi suất ưu đãi đặc biệt, áp dụng

cho các doanh nghiệp vừa và nhỏ, chương trình ưu đãi thuế bao gồm miễn thuế tương đương với 7% của chi phí mua máy móc thiết bị, khấu hao đặc biệt 30% của giá mua máy móc thiết bị, chương trình trợ cấp cho các doanh nghiệp, dự án và các thiết bị tiết kiệm năng lượng. Đối với các tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả sử dụng năng lượng, Chính phủ Nhật Bản đã có một cách tiếp cận khá sáng tạo so với nhiều quốc gia khác. Đó là đưa ra tiêu chuẩn Top Runner (1999) nhằm tìm kiếm những sản phẩm tốt nhất về tiết kiệm năng lượng đang có mặt trên thị trường, đồng thời quy định mức sử dụng năng lượng của những sản phẩm này sẽ trở thành tiêu chuẩn cho các sản phẩm cùng loại sau một khoảng thời gian thường từ 4 - 8 năm. Cách tiếp cận khá linh hoạt này vừa giúp tránh loại bỏ tức thời các sản phẩm ít tiết kiệm năng lượng trên thị trường vừa khuyến khích các nhà sản xuất tự nguyện phát triển các sản phẩm có tiêu chuẩn thậm chí còn cao hơn các sản phẩm thuộc Top Runner.

- *Chính phủ quyết tâm, công chúng nỗ lực:* Ngay từ những năm đầu thập niên 1980 của thế kỷ XX, Chính phủ Nhật Bản đã tiến hành tái cấu trúc quy mô lớn hàng loạt kế hoạch và chiến lược liên quan, đồng thời cam kết về thái độ và trách nhiệm của Nhà nước đối với vấn đề bảo đảm an ninh năng lượng. Cam kết của Chính phủ Thủ tướng Hashimoto (1/1996 - 7/1998) cắt giảm 6% lượng khí thải CO₂ vào năm 2012 so với năm 1990; Chính phủ của Thủ tướng Koizumi (2001 - 2006) thực hiện mua sắm và sử dụng các thiết bị văn phòng tiết kiệm năng lượng, tiên phong thực hiện chiến dịch "cởi bỏ veston và cravat" trong mùa hè; sáng kiến "Cool Earth 50" của Thủ tướng Shinzo Abe trong kỳ họp Thượng đỉnh G8 lần thứ 34 nhằm kêu gọi các quốc gia giảm 50% phát thải khí CO₂ toàn cầu vào năm 2050; cam kết mới của cựu Thủ tướng Hatoyama nhằm cắt giảm 25% lượng phát thải CO₂ so với 6% trước đây. Cam kết của những người đứng đầu Chính phủ đã có tác động mạnh đến toàn xã hội Nhật Bản, đóng vai trò quan trọng huy động sự tham gia tích cực của hàng triệu hộ gia đình và doanh nghiệp, đặc biệt là các ngành công nghiệp trong việc sử dụng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng.

- *Phát triển công nghệ cao, coi trọng giáo dục tiết kiệm:* Với mục tiêu đưa công nghệ bảo tồn năng lượng tiên tiến trở thành một lợi thế cạnh tranh của nền công nghiệp của Nhật Bản, chiến lược về công nghệ bảo tồn năng lượng của chính phủ đã dành nhiều ưu tiên về tài chính cho các nghiên cứu và phát triển công nghệ cao về năng lượng trong nhiều lĩnh vực. Nhằm đảm bảo tính thực tiễn của công tác bảo tồn năng lượng trong tương lai, việc nghiên cứu và triển khai công nghệ tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng đã được xúc tiến thông qua sự hợp tác

chặt chẽ giữa chính phủ với các ngành công nghiệp, các trường đại học và các viện nghiên cứu. Công tác quảng bá và tôn vinh các thành tựu công nghệ và thiết bị tiết kiệm năng lượng tốt nhất được thực hiện thông qua các Hội chợ Triển lãm Môi trường và Năng lượng (ENEX) cũng như các hội nghị năng lượng quốc gia được tổ chức hàng năm.

Như vậy, sau thảm họa động đất và sóng thần đã buộc Nhật Bản phải đánh giá lại toàn bộ chính sách năng lượng quốc gia, tiến hành điều chỉnh chính sách năng lượng trong điều kiện mới. Mục tiêu trước mắt, tăng lượng nhập khẩu khí hóa lỏng, duy trì và phát triển các nhà máy nhiệt điện, đảm bảo đủ cung ứng điện trong ngắn hạn phục vụ sản xuất và tiêu dùng; đảm bảo cho tăng trưởng ổn định của các ngành công nghiệp trọng điểm. Mục tiêu lâu dài, xây dựng mô hình tăng trưởng mới, trong đó, ưu tiên đầu tư phát triển các nguồn năng lượng tái tạo, đẩy mạnh chính sách tiết kiệm và bảo tồn năng lượng. Phát triển cơ sở hạ tầng phù hợp với công nghệ xanh, đẩy mạnh nghiên cứu và ứng dụng các loại năng lượng tái tạo để đáp ứng nhu cầu năng lượng cho sự phát triển bền vững của Nhật Bản trong tương lai.

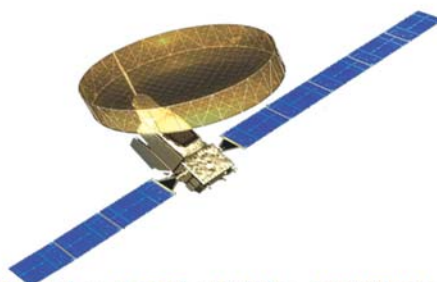
Tài liệu tham khảo

1. Cù Thị Minh, 2012. *Tìm kiếm các nguồn năng lượng thay thế dầu mỏ của một số nước*. Tạp chí Kiến thức Quốc phòng hiện đại. 2012; 4: p. 92.
2. P.G (tổng hợp). *Nhật Bản với quyết định ngừng hoạt động tất cả các nhà máy điện hạt nhân*. <http://dangcongsan.vn>. 10/5/2012.
3. Vinamain. *Địa nhiệt trong chiến lược an ninh năng lượng của Nhật Bản*. <http://nangluongvietnam.vn>. 16/5/2012
4. Hoài Anh. *Nhật Bản ưu tiên phát triển năng lượng tái tạo sau thảm họa sóng thần*. <http://www.petrotimes.vn>. 7/5/2012.
5. *Japan 2011 LNG imports hit 78.5 million tonnes*. LNG World News Staff. January 25, 2012.

Nguyễn Nhâm (tổng hợp)

CÔNG TY TNHH MTV THÔNG TIN ĐIỆN TỬ HÀNG HẢI VIỆT NAM

Số 02 Nguyễn Thượng Hiền, Hồng Bàng, Hải Phòng – Tel: 84.31.3746 464 – Fax: 84.31.3747 062
Email: contact@vishipel.com.vn – Website: www.vishipel.com.vn



Công ty TNHH MTV Thông tin Điện tử Hàng hải Việt Nam (VISHIPEL), Silver Partner của inmarsat, là nhà cung cấp dịch vụ vệ tinh hàng đầu Việt Nam, với các hoạt động chính:



Cung cấp dịch vụ, thiết bị viễn thông vệ tinh: Fleet Broadband (FBB), BGAN, Isatphone Pro, Fleetphone, Isatphone Link, VSAT...



Tư vấn, lắp đặt, sửa chữa thiết bị Inmarsat và nghi khí hàng hải;



Cơ quan thanh toán trung gian viễn thông quốc tế VT02;



Cơ quan quản lý, cấp số và hòa mạng mã nhận dạng tự động MMSI, mã Inmarsat.



TIN TRONG NGÀNH

Triển vọng hợp tác dầu khí tại Uzbekistan



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu làm việc với Tổng giám đốc UNG. Ảnh: PVN

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu vừa có chuyến công tác tại Uzbekistan để làm việc với Công ty Dầu khí Quốc gia Uzbekistan (UNG) và các Bộ, Ngành liên quan về tình hình triển khai các dự án hợp tác của PVN/PVEP với UNG, cũng như các triển vọng hợp tác mới trong thời gian tới.

Tại Tashkent, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã yết kiến và báo cáo Phó Thủ tướng Chính phủ phụ trách về năng lượng và dầu khí Uzbekistan cùng lãnh đạo

các Bộ, Ngành Uzbekistan về tình hình triển khai các dự án của PVN/PVEP tại Uzbekistan, cụ thể việc triển khai Hợp đồng dầu khí Lô Kossor, Thỏa thuận nghiên cứu chung tầng móng tại Uzbekistan, kế hoạch triển khai Hợp đồng Lô Molabaur. Hiện tại, giếng khoan tìm kiếm thăm dò đầu tiên tại Lô Kossor đang được PVEP triển khai dự kiến sẽ hoàn thành trong tháng 8/2012.

Phó Thủ tướng Uzbekistan và lãnh đạo các Bộ, Ngành, UNG đánh giá cao thiện chí và quyết tâm hợp tác đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, khẳng định tính nhất quán trong việc ủng hộ và tạo các điều kiện tốt nhất, khuyến khích PVN/PVEP trong việc triển khai các dự án hợp tác hiện có, cũng như tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới. Các bên khẳng định việc triển khai thành công các dự án hợp tác giữa PVN/PVEP và UNG sẽ góp phần tăng cường và làm sâu sắc hơn nữa mối quan hệ giữa nhân dân hai nước. Dưới sự chứng kiến của Phó Thủ tướng Uzbekistan và Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVEP và UNG đã ký Hợp đồng dầu khí Lô Molabaur.

Phạm Xuân

Ký thỏa thuận nghiên cứu chung tại vùng Usturt, Kazakhstan

Ngày 13/7/2012, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác đã có buổi làm việc với các đối tác tại Kazakhstan để thúc đẩy việc tìm kiếm các dự án mới. Thứ trưởng thứ nhất Bộ Dầu khí Kazakhstan, Phó Chủ tịch thứ nhất phụ trách khâu đầu của Công ty Dầu khí Quốc gia Kazakhstan (KazMunaiGaz) khẳng định Kazakhstan dành sự quan tâm đặc biệt cho việc thúc đẩy các dự án hợp tác với PVN/PVEP trong các dự án tại Kazakhstan, tại Việt Nam, cũng như khả năng KazMunaiGaz tham gia vào các dự án tại các nước thứ ba mà PVN/PVEP đang triển khai.

Sau buổi làm việc, PVEP và KazMunaiGaz đã ký Thỏa thuận nghiên cứu chung tại vùng Usturt (gần biên giới Uzbekistan, nơi PVN/PVEP đang triển khai hợp đồng Lô Kossor), theo đó trong thời gian tới PVEP sẽ tiến hành các hoạt động nghiên cứu và đánh giá tiềm năng dầu khí tại diện tích nói trên. Sau thời gian nghiên cứu, nếu kết quả về tiềm năng dầu khí như mong đợi, các bên sẽ đàm phán chi tiết các điều khoản hợp đồng dầu khí. Thỏa thuận nghiên cứu chung nói trên là thỏa thuận hợp tác cụ thể đầu tiên mà PVN và các đơn vị của Tập đoàn có được tại địa bàn rất tiềm năng này. Đây có thể được xem là bước khởi đầu quan trọng, tạo điều kiện để PVN tiếp tục tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới. Trước mắt, trong thời



Lãnh đạo PVEP và KazMunaiGaz ký thỏa thuận nghiên cứu chung tại vùng Usturt. Ảnh: PVN

gian tới, PVN/PVEP sẽ làm việc cụ thể với KazMunaiGaz về khả năng cùng tham gia trong một lô diện tích cụ thể bên cạnh diện tích nghiên cứu chung, theo như gợi ý và hướng dẫn của Lãnh đạo KazMunaiGaz.

Cũng trong thời gian tại Kazakhstan, đoàn công tác đã có buổi làm việc với các đối tác địa phương, thảo luận các dự án hợp tác tiềm năng do bạn giới thiệu, cũng như khả năng Tập đoàn và các đơn vị có thể tham gia thị trường cung cấp các loại hình dịch vụ (đặc biệt là dịch vụ khoan) cho các hoạt động dầu khí tại Kazakhstan.

Hoàng Ngọc

Khai thác dòng dầu khí thương mại đầu tiên từ giàn đầu giếng H4 mỏ Tê Giác Trắng



Giàn đầu giếng H4 mỏ Tê Giác Trắng (TGT-WHP-H4). Ảnh: CTV

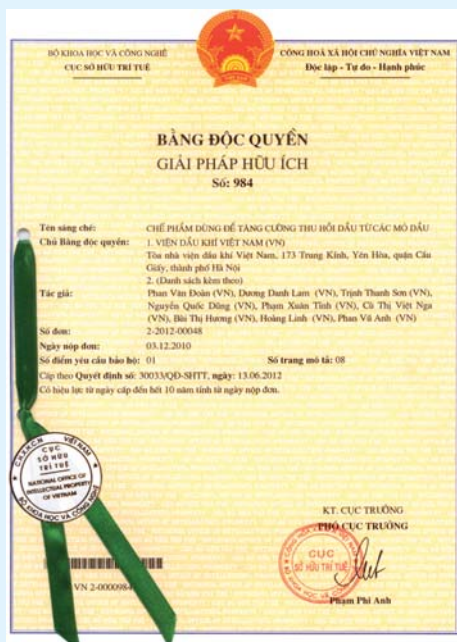
Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC) cho biết, vào 9h30 phút sáng ngày 6/7/2012, dòng dầu khí thương mại đầu tiên đã được khai thác tại giàn đầu giếng H4 mỏ Tê Giác Trắng từ 5 giếng với lưu lượng trung bình từ 10.000 - 15.000 thùng dầu/ngày.

Kết quả này được Hoang Long JOC thực hiện trước kế hoạch 7 ngày so với tiến độ của Chương trình tăng tốc, sớm hơn 37 ngày so với Kế hoạch 2012 của Ủy ban quản lý Đề án 16-1 và sớm hơn gần 11,5 tháng so với Kế hoạch phát triển sớm của Bộ Công Thương với nỗ lực cao nhất, vượt tiến độ, đảm bảo chất lượng, tuyệt đối an toàn. Hiện nay, Hoang Long JOC đang tiếp tục cho Chiến dịch khoan một số giếng phát triển tại khu vực H1 mỏ Tê Giác Trắng nhằm gia tăng sản lượng khai thác dầu khí từ mỏ Tê Giác Trắng, đảm bảo tiếp nối thành công cũng như duy trì sản lượng khai thác dầu khí trong các năm tiếp theo.

Trước đó, ngày 22/8/2011, giàn đầu giếng H1 đã được Hoang Long JOC đưa vào khai thác, đón dòng dầu khí đầu tiên vượt trước tiến độ 18 ngày, lưu lượng trung bình hiện nay là 41.000 thùng dầu/ngày.

Ngọc Linh

Bằng độc quyền giải pháp hữu ích cho sáng chế sử dụng chế phẩm để tăng cường thu hồi dầu



Sáng chế sử dụng "Chế phẩm dùng để tăng cường thu hồi dầu từ các mỏ dầu" do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì cùng với sự tham gia của Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển vừa được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học Công nghệ cấp Bằng độc quyền giải

pháp hữu ích. Khoảng 80 tấn chế phẩm này đã được bơm vào giếng bơm ép 202 tầng Miocen hạ mỏ Bạch Hổ và theo dõi hiệu quả đẩy dầu ở các giếng khai thác 60, 98, 806, 817, 815, 816. Theo tính toán của các chuyên gia Liên doanh Việt - Nga (Vietsovetropet), sau 10 tháng theo dõi, tổng lượng dầu được thu hồi tăng cường đạt 8.577 tấn, doanh thu trị giá trên 5 triệu USD, lãi ròng trên 2 triệu USD.

Giải pháp hữu ích đề xuất chế phẩm để bơm ép tăng cường thu hồi dầu ở các mỏ dầu với tính năng làm tăng độ nhớt của pha nước, giảm độ nhớt của pha dầu, thay đổi đặc tính dính ướt của đá chứa, có khả năng chịu mặn và chịu nhiệt. Chế phẩm theo giải pháp hữu ích chứa tổ hợp các chất hoạt động bề mặt không ion, anion, các alcol mạch ngắn và một số phụ gia khác. Chế phẩm này có khả năng tăng cường thu hồi dầu tốt, đồng thời có khả năng chịu đựng được các điều kiện khắc nghiệt của vỉa như nhiệt độ, áp suất cao, nồng độ khoáng lớn.

Việt Hà

Bàn giao toàn bộ tài sản Nhà máy Đạm Cà Mau

Lễ bàn giao tài sản Nhà máy Đạm Cà Mau từ Ban QLDA Khí Điện Đạm Cà Mau sang Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã được tổ chức ngày 2/7/2012. Đến nay, Nhà máy Đạm Cà Mau đã đi vào sản xuất ổn định ở công suất cao (từ 95 - 100% công suất thiết kế), sản xuất được 250.000 tấn sản phẩm.

Qua 9 lần đấu giá công khai, trên 200.000 tấn Đạm Cà Mau được các doanh nghiệp sản xuất NPK cũng như các công ty phân phối trong nước tiêu thụ trong hệ thống đại lý phân phối nội địa, đáp ứng nhu cầu sản xuất vụ mùa trong nước, đặc biệt là khu vực Tây Nam Bộ. Đây là một kết quả hết sức thiết thực, cụ thể, kịp thời, đóng góp vào sự phát triển kinh tế của đất nước, đặc biệt trong thời điểm ngành nông nghiệp nước ta đang phải nhập khẩu lượng phân bón urea rất lớn.

Lan Anh

Hạ thủy, vận chuyển, lắp đặt chân đế cho Giàn công nghệ trung tâm Hải Thạch



Chân đế giàn công nghệ trung tâm Hải Thạch có tổng trọng lượng chế tạo và lắp đặt lên đến 60.000 tấn. Ảnh: CTV

Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) mới đây đã tổ chức lễ hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt chân đế cho Giàn công nghệ trung tâm Hải Thạch (thuộc dự án Biển Đông 1). Đây là dự án dầu khí ngoài khơi lớn nhất tại Việt Nam từ trước đến nay được

thực hiện bởi các nhà thầu trong nước với tổng trọng lượng chế tạo và lắp đặt lên đến 60.000 tấn.

Phạm vi công việc của dự án Biển Đông 1 bao gồm thiết kế, mua sắm, chế tạo, lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi cho 1 khối thượng tầng tích hợp giàn Công nghệ trung tâm Hải Thạch (PQP-HT); 2 giàn đầu giếng Mộc Tinh 1 và Hải Thạch 1 (WHP-HT1 và WHP-MT1), 3 chân đế giàn PQP-HT, WHP-MT1 và WHP-HT1; 1 cầu dẫn, cùng 70km đường ống và 21km cáp ngầm. Chỉ sau gần 25 tháng khẩn trương thi công, Công ty CP Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã thực hiện dự án đảm bảo an toàn, chất lượng, đáp ứng tiến độ theo các yêu cầu khắt khe của khách hàng và hệ thống các tiêu chuẩn quốc tế. Đặc biệt, đây cũng là dự án lần đầu tiên tại Việt Nam sử dụng phương pháp float-over trong vận chuyển và lắp đặt giàn công nghệ trung tâm PQP-HT bởi đội ngũ nhà thầu trong nước mà nhà thầu chính là PTSC M&C.

Khánh Linh

Khởi động dự án Thăng Long - Đông Đô



Lễ ký hợp đồng và khởi công dự án Thăng Long - Đông Đô giữa PTSC M&C và Lam Son JOC. Ảnh: CTV

Công ty Liên doanh Điều hành Lam Sơn (Lam Son JOC) và Công ty CP Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã ký hợp đồng giá trị gần 113 triệu USD và chính thức khởi công dự án Thăng Long - Đông Đô. Quy mô dự án bao gồm: công tác thiết kế, mua sắm, thi công, lắp đặt ngoài khơi, đấu nối và chạy thử 2 khối thượng tầng cho giàn Thăng Long và giàn Đông Đô có tải trọng mỗi giàn 1.100 tấn, 15km đường ống nội mô và 87 tấn PLEM. Các giàn Thăng Long và Đông Đô nằm ở lô 02/97 bốn trũng Cửu Long, cách mỏ Hồng Ngọc 27km

về hướng Đông Nam, cách mỏ Bạch Hổ 80km về hướng Đông Bắc và cách Tp. Vũng Tàu 160km về hướng Đông.

Trong dự án này, PTSC M&C đảm nhiệm cả công việc thiết kế chi tiết các khối thượng tầng, chân đế, đường ống/PLEM, góp phần tối ưu hóa các giải pháp kỹ thuật, tiết kiệm chi phí cho dự án, giúp tăng tính chủ động và giảm thiểu các rủi ro trong công đoạn mua sắm và thi công. Lãnh đạo PTSC M&C cũng tin tưởng rằng, với việc làm chủ và sở hữu chuỗi cung ứng EPCI trong nước, PTSC M&C sẽ chủ động đảm bảo được tính tương hỗ và sự chuyển giao đồng bộ, nhịp nhàng giữa các khâu thiết kế, mua sắm, chế tạo, lắp đặt, đấu nối và chạy thử, hướng đến mục tiêu chính là đảm bảo an toàn, chất lượng và tiến độ của dự án với giá cả cạnh tranh và tối ưu hóa lợi ích cho khách hàng.

Nguyễn Huy

Phát hiện vỉa dầu mới tại cấu tạo Thỏ Trắng

Ngày 30/6/2012, giếng khoan thăm dò ThT-1X tại cấu tạo Thỏ Trắng đã cho dòng dầu tự phun với lưu lượng trung bình 1.690 thùng/ngày đêm. Đây là kết quả thử vỉa tại đối tượng đầu tiên ở độ sâu từ 3.500 - 3.650m. Theo kế hoạch, Vietsovpetro sẽ tiếp tục tiến hành thử vỉa 4 đối tượng triển vọng khác nằm ở các tầng phía trên của giếng này. Thỏ Trắng là cấu tạo địa chất độc lập trong lô 09-1 nằm ở phía Tây Bắc mỏ Bạch Hổ.

Ông Lê Việt Hải - Phó Tổng giám đốc địa chất Vietsovpetro cho biết: Sau giếng thăm dò ThT-1X, Vietsovpetro sẽ khoan giếng thăm lượng ThT-2X để đánh giá toàn diện trữ lượng dầu khí của cấu tạo, đồng thời sẽ xem xét tiến hành các giải pháp kinh tế - kỹ thuật để có thể sớm đưa cấu tạo này vào khai thác trong năm 2013.

Thế Kim

Hợp tác phát triển mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen

Sáng ngày 12/7/2012, tại Tp. Vũng Tàu, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực đã chứng kiến Lễ ký hợp đồng dự án phát triển mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen giữa Công ty Liên doanh Điều hành Thăng Long (Thang Long JOC) và Công ty CP Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C). Phạm vi công việc của Dự án bao gồm thiết kế chi tiết, mua sắm, thi công, vận chuyển và lắp đặt, đấu nối chạy thử ngoài khơi cho 2 giàn khai thác Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen có tổng trọng lượng khoảng 9.000 tấn với tổng thời gian thực hiện dự án là 22,5 tháng. Trong giai đoạn 1, hai chân đế sẽ được hạ thủy và lắp đặt trong tháng 8/2012 để phục vụ kế hoạch khoan sớm của Thang Long JOC.

Trước đó, Thang Long JOC và Công ty Liên doanh Điều hành Hoang Long đã ký Thỏa thuận kết nối mỏ (TIA) và Thỏa thuận khung về phân bổ và đo lường (FAMA) phục vụ cho công tác kết nối giữa các mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen với mỏ Tê Giác Trắng. Theo đó, dầu khí khai thác từ các mỏ của Thang Long JOC sẽ được vận chuyển qua đường ống ngầm dưới biển tới cụm giàn đầu giếng H1 và tàu chứa



Việc kết nối các mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen vào mỏ Tê Giác Trắng giúp tiết kiệm hàng trăm triệu USD. Ảnh: PTSC

xử lý khai thác TGT Armada 01 (FPSO) của Hoang Long JOC với công suất xử lý trên 55.000 thùng/ngày để xuất bán sau đó. Việc kết nối các mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen vào mỏ Tê Giác Trắng giúp tiết kiệm được hàng trăm triệu USD chi phí đầu tư phát triển khai thác do tận dụng được hệ thống khai thác dầu khí sẵn có. Dự kiến, các mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen của Thang Long JOC sẽ đón dòng dầu khí đầu tiên vào ngày 19/5/2013.

Đỗ Khánh

Hội thảo Quỹ phát triển khoa học công nghệ



Ông Phạm Văn Huy - Phó Trưởng Ban KHCN PVN giới thiệu Quy chế quản lý hoạt động sáng kiến, sáng chế. Ảnh: CTV

Xác định khoa học công nghệ là đòn bẩy để doanh nghiệp phát triển bền vững, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã tổ chức Hội thảo "Quỹ phát triển khoa học công nghệ". Việc PV Drilling tổ chức hội thảo kết hợp mời các chuyên gia hàng đầu trong lĩnh vực nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam là bước đi tiên phong, vừa tận

dụng được những kiến thức, kinh nghiệm thực tế trong Ngành Dầu khí Việt Nam, vừa khơi dậy sự sáng tạo và khát vọng cải tiến khoa học công nghệ.

Hội thảo diễn ra trong 2 ngày với những kiến thức căn bản và mới mẻ về khoa học

công nghệ, kết hợp phương pháp trao đổi thảo luận đã đưa ra những giải pháp chiến lược và định hướng nghiên cứu khoa học công nghệ cho PV Drilling trong thời gian tới. Trên cơ sở đó, PV Drilling sẽ có bước tiến đột phá trong phát triển khoa học công nghệ và sử dụng hiệu quả Quỹ phát triển khoa học công nghệ vào hoạt động sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp.

Hồ Thái

Viện Dầu khí Việt Nam ký thỏa thuận hợp tác với DMC

Vừa qua, Viện Dầu khí Việt Nam đã ký thỏa thuận hợp tác với Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí. Theo đó, hai bên sẽ tập trung đẩy mạnh hợp tác nghiên cứu phát triển và cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ; hợp tác nghiên cứu phát triển công nghệ, sản xuất, kinh doanh vật tư, hóa chất, hóa phẩm phục vụ khai thác dầu khí (gồm: khảo sát, lấy mẫu phân tích, thử nghiệm hiện trường, chuyển giao công nghệ...); đào tạo và phát triển nguồn nhân lực...

Ngọc Linh

Hoàn thành công tác chế tạo và hạ thủy thành công giàn E1A

Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Công trình Dầu khí - Vietsovetro mới đây đã hạ thủy giàn đầu giếng E1A thuộc dự án mỏ Rạng Đông. Sau thời gian 5 tháng kể từ ngày khởi công, Xí nghiệp đã cùng các nhà thầu phụ đã hoàn thành công tác chế tạo và hạ thủy giàn đầu giếng E1A với khối lượng hơn 1.800 tấn, tổng đầu tư cho công tác chế tạo, lắp đặt là 14 triệu USD. Dự kiến, giàn đầu giếng E1A sẽ đón nhận dòng dầu đầu tiên trong tháng 7/2012.

Thanh Loan

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành trở lại 100% công suất

Sáng ngày 9/7, ông Nguyễn Hoài Giang - Tổng giám đốc Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết, sau gần 2 tháng dừng hoạt động để xử lý các lỗi kỹ thuật trước khi nghiệm thu lần cuối với Tổ hợp nhà thầu Technip, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã khởi động trở lại và vận hành ở 100% công suất thiết kế, tiếp tục sản xuất ra các sản phẩm xăng dầu các loại cung ứng cho thị trường Việt Nam. Trong 6 tháng đầu năm 2012, BSR đã sản xuất và xuất bán ra thị trường hơn 2,679 triệu tấn sản phẩm xăng dầu các loại, đạt doanh thu hơn 60.000 tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước hơn 7.400 tỷ đồng.

Trong thời gian tạm dừng Nhà máy, các chuyên gia của Tổ hợp nhà thầu Technip phối hợp cùng kỹ sư, công nhân của BSR đã làm việc 3 ca liên tục để xử lý dứt điểm 4 lỗi kỹ thuật lớn và những lỗi nhỏ tại các phân xưởng công nghệ mà trong quá trình vận hành không thể khắc phục được, đồng thời xử lý triệt để và khắc phục xong một số vấn đề tồn tại kỹ thuật ở phân xưởng RFCC. Sau khi xử lý xong các lỗi kỹ thuật, BSR và Tổ hợp nhà thầu Technip sẽ



Dự kiến Tổ hợp nhà thầu Technip sẽ nghiệm thu lần cuối cùng và bàn giao NMLD Dung Quất cho BSR trong Quý III/2012. Ảnh: CTV

ng nghiệm thu lần cuối cùng và bàn giao Nhà máy, dự kiến hoàn tất chuyển giao FA (Final Acceptance) trong Quý III/2012. Sau khi nhận bàn giao, BSR sẽ chịu hoàn toàn trách nhiệm về kỹ thuật cũng như mọi hoạt động quản lý, vận hành, sản xuất, bảo dưỡng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Minh Sỹ

PVID bọc ống cho dự án Biển Đông 1 bằng dây chuyền bọc ống MLPP



Dây chuyền bọc MLPP là một trong những dây chuyền công nghệ tiên tiến, hiện đại của thế giới. Ảnh: PVID

Công ty CP Đầu tư và Xây lắp Khí (PVID) đã chính thức đưa dây chuyền bọc MLPP vào hoạt động để thực hiện dự án Biển Đông 1/Cladpipe do Biển Đông POC làm chủ đầu tư. Theo hợp đồng ký kết, PVID sẽ bọc 12km ống loại 12 inch bằng các loại vật liệu như: 3LPP (FBE, Adhesive, PP), PP Foam và PP Topcoat cho dự án Biển Đông 1/Cladpipe.

Dây chuyền bọc MLPP là một trong những dây chuyền công nghệ tiên tiến, hiện đại của thế giới do nhà thầu Dimett Watsser (Malaysia) cung cấp và lắp đặt với tổng số vốn đầu tư 1,4 triệu USD, bao gồm 5 bộ phận chính là: bộ phận đưa ống vào (Incoming section, Conveyor line), bộ phận gia nhiệt hồng ngoại (Infrared heater section), bộ phận máy đùn nhựa (Extruder), bộ phận làm mát và đưa ống ra (Quenching, Outgoing section), bộ phận cắt đầu ống (Cutback). Sản phẩm bọc ống của dự án Biển Đông 1/Cladpipe đảm bảo chất lượng, tiêu chuẩn kỹ thuật đã đánh dấu bước ngoặt quan trọng của PVID trong quá trình phát triển, đặc biệt là chiến lược đa dạng hóa sản phẩm, phát huy nội lực của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Phạm Trọng

PVFCCo: 415 sáng kiến, làm lợi gần 200 tỷ đồng

Chiều ngày 10/7, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP đã tổ chức Hội nghị sáng kiến PVFCCo lần thứ I năm 2012 nhằm đánh giá hoạt động phong trào sáng kiến trong giai đoạn từ 2005 - 2011, tôn vinh những gương sáng kiến điển hình và xây dựng những giải pháp có tính đột phá nhằm thúc đẩy hơn nữa phong trào sáng kiến của Tổng công ty trong thời gian tới. Trong giai đoạn 2005 - 2011, PVFCCo đã có 415 sáng kiến, làm lợi gần 200 tỷ đồng.

Thủy Nguyên

Bàn giao, nghiệm thu kết cấu sân bay và hệ thống ống cứu hỏa của dự án Gấu Trắng

Công ty CP Xây lắp Đường ống Bể chứa Dầu khí (PVC-PT) đã tiến hành bàn giao, nghiệm thu toàn bộ kết cấu của sân bay và hệ thống ống cứu hỏa dự án Gấu Trắng cho chủ đầu tư Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro). Được khởi công ngày 15/3/2012 với tổng khối lượng khoảng 157 tấn kết cấu, công trình đã hoàn thành sau hơn 3 tháng thi công, vượt tiến độ 5 ngày và được Ban nghiệm thu Vietsovpetro đánh giá đạt chất lượng tốt.

Hồng Thắm

TIN THẾ GIỚI

Brazil với mục tiêu “lưới điện không khí thải” vào năm 2050

Theo Báo cáo mới nhất của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), Brazil sẽ bổ sung 32GW điện từ năng lượng tái tạo trong 5 năm tới. Động thái này sẽ đưa Brazil trở thành nước đầu tư vào năng lượng tái tạo lớn thứ 4 thế giới, sau Trung Quốc (270GW), Mỹ (56GW) và Ấn Độ (39GW). Như vậy, nhóm BRIC (gồm Brazil, Nga, Ấn Độ và Trung Quốc) chiếm 3 trong 4 vị trí hàng đầu thế giới về đầu tư năng lượng tái tạo. Hiệp hội Năng lượng gió Brazil cho biết nước này đang dẫn đầu thị trường điện gió Mỹ Latinh, với công suất điện gió hiện nay khoảng 1.400MW và dự kiến sẽ tăng gấp 8 lần vào năm 2014. Nghiên cứu của IHS Emerging Energy Research cho hay, đến năm 2025 sản lượng điện gió của Brazil có thể đạt 31,6GW. Brazil hoàn toàn có khả năng đạt được mục tiêu xây dựng mạng lưới điện không khí thải vào năm 2050.

Mặc dù nguồn cung điện chủ yếu hiện nay tại Brazil là các nhà máy thủy điện, nhưng sản lượng điện gió từ năm 2006 - 2011 của quốc gia Nam Mỹ này đã tăng 500%. Để hỗ trợ sự phát triển của điện gió, Brazil đang áp dụng các thủ tục đấu giá cho các dự án điện gió tương tự như các dự án thủy điện. Trong một phiên đấu giá điện tổ chức vào tháng 8/2011, các công ty xây dựng 44 trạm điện gió đã thắng thầu 39% tổng sản lượng điện được đưa ra đấu thầu với giá trung bình 62,91USD/MWh, lần đầu tiên thấp hơn giá điện do các nhà máy thủy điện và nhiệt điện dùng khí đốt sản xuất ra.

Các nhà đầu tư quốc tế hiện đang xếp hàng để khai thác thị trường điện gió, bởi giá thành sản xuất thấp hơn,

các chính sách ưu đãi của chính phủ và nhu cầu điện không ngừng gia tăng của nước này đang mở ra những cơ hội cho các nhà đầu tư nước ngoài. Trong những năm 90 của thế kỷ XX, chi nhánh Wobben Windpower của Tập đoàn Enercon (Đức) đã xây dựng nhà máy turbine gió đầu tiên tại Brazil. Theo các dự án hợp đồng năm 2011, Công ty này sẽ hoàn thành việc lắp đặt 22 trạm điện gió với tổng công suất 554MW vào cuối năm 2012. Các công ty nước ngoài khác tham gia “cơn sốt vàng” điện gió tại Brazil gồm Gamesa (Tây Ban Nha), Impsa (Argentina), Siemens (Đức), Vestas (Đan Mạch), GE Wind (Mỹ), Suzlon (Ấn Độ) và Alstom (Pháp).

Bang Ceara (ở Đông Bắc) là khu vực nghèo nhất Brazil, nhưng lại có ngành điện gió phát triển mạnh nhất do chiếm hơn 40% tổng sản lượng điện gió của quốc gia. Theo Chính phủ Brazil, Ceara có tiềm năng điện gió lớn nhất trong tương lai, với gần 60GW, gấp 4 lần công suất điện tổ hợp thủy điện Itaipu của nước này. Brazil bắt đầu quan tâm đến năng lượng tái tạo từ năm 1973, khi lệnh cấm vận dầu mỏ khiến giá dầu tăng gấp 3 đã buộc quốc gia này phải sáng tạo. Từ đó đến nay, Brazil đã phát triển sản xuất ethanol đứng thứ 2 thế giới. Vì vậy, với một chính phủ cam kết hỗ trợ năng lượng tái tạo, một hệ thống ngân hàng sẵn sàng linh động để tài trợ vốn và việc quyết tâm đặt một số trạm điện gió tại các khu vực nghèo khó, Brazil đang trở thành giấc mơ đối với các nhà đầu tư điện gió.

Thanh Hoa (TTXVN)

Indonesia vẫn xuất khẩu khí đốt dù ưu tiên nhu cầu nội địa

Ông Priyono - Chủ tịch Công ty Dầu khí Indonesia BP Migas cho biết, thời gian tới Chính phủ nước này cho phép tiếp tục xuất khẩu một phần sản lượng khí đốt tự nhiên hóa lỏng (LNG) dù xác định dành ưu tiên cho tiêu dùng nội địa. Phát biểu tại Diễn đàn về khí đốt hóa lỏng tại Bali ngày 12/7/2012, ông Priyono cho rằng nếu không xuất khẩu, Indonesia khó có thể khai thác lợi nhuận từ thị trường quốc tế trong tương lai. Indonesia có nhiều đối thủ trên thị trường LNG thế giới như Malaysia và Australia. Thực tế, các hợp đồng xuất khẩu LNG thường nhắm tới mục tiêu dài hạn, khoảng 20 năm. Ngừng xuất khẩu LNG đồng nghĩa với việc mất đi những cơ hội kinh

doanh lớn, khó tìm được khách hàng trong 20 năm tới và trước mắt là mất đi nguồn lợi không nhỏ khi nhu cầu thế giới tăng cao trở lại.

Trong khi đó, Chủ tịch tổ chức “Thông tin Năng lượng Toàn cầu” Fereidun Fesharaki cho biết nếu Indonesia chỉ bán LNG trên thị trường nội địa sẽ khiến các nhà đầu tư quan ngại. Hơn nữa, Indonesia đang phát triển các dự án quy mô lớn, nên nếu khí đốt sản xuất được chỉ tập trung cho nhu cầu trong nước thì nước này sẽ gặp nhiều khó khăn trong việc tìm kiếm các nhà tài trợ quốc tế cho các dự án như vậy.

Việt Tú (TTXVN)

Báo động về lượng khí đồng hành bị đốt cháy trên toàn cầu

Ngày 6/7/2012, Ngân hàng Thế giới (WB) đã phát tín hiệu báo động về lượng khí đồng hành khổng lồ bị đốt cháy trong quá trình khai thác dầu khí trên thế giới. Theo số liệu vệ tinh mới nhất của WB, lượng khí đồng hành bị đốt cháy tăng từ 138 tỷ m³ năm 2010 lên 140 tỷ m³ năm 2011 cho thấy các nỗ lực cắt giảm lượng khí thải này đã không thành công. Lượng khí đồng hành bị đốt không những giảm mà còn tăng lên chủ yếu do các nước tăng sản lượng khai thác dầu lửa và Mỹ khai thác mỏ đá dầu ở bang Bắc Dakota.

Đối tác "Giảm đốt cháy khí đồng hành toàn cầu" (Global Gas Flaring Reduction Public - GGFR) của WB nhấn mạnh tuy mức 140 tỷ m³ của năm 2011 chưa tác động lớn đến mục tiêu giảm 20% lượng khí đồng hành bị đốt cháy từ mức 172 tỷ m³ năm 2005, nhưng mức tăng 2 tỷ m³ trong một năm là tín hiệu đáng báo động về nguy cơ mọi nỗ lực trong nhiều năm qua có thể bị đảo ngược nếu các nước và các công ty khai thác dầu không tăng cường

các nỗ lực giảm đốt khí đồng hành. Lượng khí đồng hành bị đốt cháy được giảm kể từ năm 2005 đến nay đã làm giảm lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính tương đương với lượng khí thải của 16 triệu chiếc ô tô.

GGFR kêu gọi các nước và các công ty khai thác dầu cần tận dụng lượng khí đồng hành hiện đang bị đốt cháy lãng phí vào các nhu cầu năng lượng. Ông Vijay Iyer - Giám đốc về năng lượng bền vững của WB khẳng định bằng việc giảm đốt cháy khí đồng hành, các nước sản xuất dầu đang cải thiện hiệu quả năng lượng và kiểm chế tốc độ biến đổi khí hậu. Để tránh lãng phí nguồn tài nguyên quý giá này, thế giới cần phát triển cơ sở hạ tầng và các thị trường khí đốt để tận dụng nguồn khí đồng hành vào sản xuất điện, cung cấp nguồn nhiên liệu sạch hơn cho các hộ gia đình. Khoảng 140 triệu m³ khí đồng hành bị đốt cháy trong năm 2011 đã tạo ra 360 triệu tấn khí thải gây hiệu ứng nhà kính tương đương với lượng khí thải của 70 triệu chiếc ô tô.

Phương Anh (theo TTXVN)

IEA: Năng lượng tái tạo đóng vai trò quan trọng trong 5 năm tới



Bang Ceara chiếm hơn 40% tổng sản lượng điện gió của Brazil

Trong Báo cáo 2012 về thị trường năng lượng tái tạo trung hạn, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) nhận định năng lượng tái tạo sẽ đóng vai trò ngày càng quan trọng trong sản xuất điện, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng của toàn cầu trong 5 năm tới. Báo cáo cho rằng mức tiêu thụ năng lượng tái tạo sẽ tiếp tục tăng nhanh trong 5 năm tới, trong khi đó, sản lượng điện tạo ra từ năng lượng gió, mặt trời và thủy điện trên toàn cầu sẽ tăng 40%, khi cơ hội phát triển các nguồn năng lượng này đang rộng mở.

Theo Giám đốc điều hành IEA, Maria van der Hoeven, năng lượng tái tạo đang phát triển nhanh chóng nhờ những tiến bộ vượt bậc về công nghệ. Sự phát triển dạng năng lượng này đang đưa tới nhiều cơ hội cho việc đa dạng hóa các nguồn năng lượng, đảm bảo an ninh năng lượng và tăng trưởng bền vững. Tuy nhiên, cần xác định rõ những thuận lợi và khó khăn cho sự phát triển năng lượng tái tạo, nhất là về chi phí cho các dự án, khi đầu tư cho tất cả các công nghệ phải được giảm xuống. Đầu tư cho năng lượng tái tạo trên toàn cầu năm 2011 đạt 250 tỷ USD, song số liệu gần đây cho thấy mức đầu tư đang giảm trong năm 2012.

Báo cáo của IEA lưu ý tới việc xu thế phát triển năng lượng tái tạo đã chuyển từ các nước phát triển sang các nền kinh tế mới nổi, khi Trung Quốc chiếm khoảng 40% tổng công suất điện được sản xuất từ các nguồn năng lượng tái tạo của toàn cầu. Nhờ nhu cầu điện tăng nhanh, quyết tâm của chính phủ trong việc tăng mức sử dụng năng lượng tái tạo và nguồn tài chính vững mạnh, Trung Quốc là nước dẫn đầu thế giới về đầu tư cho năng lượng sạch trong năm 2011.

Lê Minh (theo THX/TTXVN)

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Đầu tư trong ngành dầu khí tăng cao

Theo nhận định của Công ty Tư vấn Dầu khí Quốc tế IHS, chi phí cho hoạt động thượng nguồn của ngành dầu khí trong năm 2012 sẽ đạt khoảng 1,3 nghìn tỷ USD. Trong đó, đầu tư cho các dự án mới chiếm 728 tỷ USD và chi phí điều hành các dự án đang hoạt động chiếm 500 tỷ USD. Đến năm 2016, dự báo con số này sẽ đạt 1,6 nghìn tỷ USD. Trong khi chi phí capex cho các hoạt động trên đất liền cao hơn ở biển thì chi phí ở biển lại tăng nhanh hơn, với mức tăng trong giai đoạn 2011 - 2016 lên đến 58%. Chi phí capex ở biển năm 2012 khoảng 213 tỷ USD và năm 2016 sẽ là 297 tỷ USD. Chi phí điều hành các năm tiếp theo ngày càng tăng vì có nhiều đề án tìm kiếm thăm dò mới được triển khai, nhiều mỏ mới đi vào hoạt động và chi phí trên đơn vị sản phẩm (thùng dầu) tăng.

Phân chia theo khu vực, hoạt động đầu tư capex - opex ở Bắc Mỹ dẫn đầu (392 tỷ USD), chủ yếu tập trung cho các đối tượng dầu khí phi truyền thống. Tiếp theo là châu Á - Thái Bình Dương (238 tỷ USD); châu Mỹ La tinh (230 tỷ USD) và sau đó là châu Phi, đặc biệt là phía Tây vịnh Guinea. Ở Trung Đông, chi phí capex tăng 80%, cao hơn mức tăng toàn cầu (45%) trong giai đoạn 2011 - 2016. Ở châu Âu, do các phát hiện dầu khí mới ở biển Na Uy cùng với việc triển khai xây dựng các hệ thống đường ống dẫn dầu khí làm cho chi phí capex năm 2012 tăng cao hơn so với năm 2011 và dự báo đạt khoảng 57 tỷ USD. Chi phí cho hoạt động sản xuất LNG sẽ tăng 183% trong giai đoạn 2011 - 2016 cho thấy ngành này sẽ rất sôi động trong tương lai gần, nhất là ở khu vực Nam châu Phi, Australia và Mỹ.

Hội thảo Global Capital Confidence Barometer tại London tháng 5/2012 cho biết, hoạt động M&A (sáp nhập, mua bán tài sản) được các nhà lãnh đạo các công ty dầu khí cân nhắc rất thận trọng. Năm 2011 có đến 48% lãnh đạo các công

ty dầu khí được phỏng vấn cho biết họ có chương trình mua thêm tài sản (mỏ, nhà máy...) nhưng năm 2012 con số đó giảm xuống chỉ còn 31%. Tuy nhiên, đa số lãnh đạo các công ty dầu khí trên thế giới đều khẳng định sẽ không cắt

Bảng 1. Sản lượng dầu thô trung bình và tổng sản lượng khí đốt toàn thế giới trong 4 tháng đầu năm 2012

TT	Khu vực/nước	Sản lượng dầu thô (nghìn thùng/ngày)	Tổng sản lượng khí đốt (tỷ feet khối)
1	Tây bán cầu	18.771	12.682,25
	Mỹ	6.153	8.371,46
	Canada	3.117	1.741,30
	Mexico	2.538	772,00
	Venezuela	2.493	238,00
	Brazil	2.135	181,00
	Các nước khác	2.335	1.378,49
2	Tây Âu	3.210	3.606,05
	Anh	1.003	540,14
	Na Uy	1.737	1.491,00
	Các nước khác	470	1.574,91
3	Đông Âu & Liên Xô cũ	13.404	10.950,06
	Nga	10.428	8.200,00
	Kazakhstan	1.575	450,00
	Azerbaijan	891	290,00
	Các nước khác	510	2.010,06
4	Châu Phi	8.707	1.794,78
	Nigeria	2.085	280,00
	Angola	1.740	16,00
	Libya	1.323	102,00
	Algeria	1.155	895,00
	Các nước khác	2.404	501,78
5	Trung Đông	23.323	5.727,58
	Saudi Arabia	9.988	985,00
	Iran	3.313	1.915,00
	Kuwait	2.728	149,00
	Iraq	2.670	97,00
	UAE	2.623	635,00
	Qatar	750	1.410,00
	Các nước khác	1.251	536,58
6	Châu Á - Thái Bình Dương	7.541	5.871,95
	Trung Quốc	4.075	1.394,90
	Indonesia	873	1.005,00
	Ấn Độ	771	527,00
	Malaysia	534	720,00
	Việt Nam	330	79,00
	Australia	378	487,00
	Thái Lan	237	470,00
	Brunei	148	160,50
	Các nước khác	195	1.028,55
7	Toàn thế giới	74.955	40.632,67
	Trong đó OPEC	31.345	6.726,00

Nguồn: OGI 9/7/2012

Bảng 2. Cung - cầu khí đốt toàn thế giới năm 2012

Đơn vị: tỷ m³

Vùng	Khai thác	Xuất khẩu	Nhập khẩu	Tiêu thụ
Bắc Mỹ	845,6	129,2	146,1	865,3
Trung - Nam Mỹ	159,3	39,0	24,2	144,6
Châu Âu	272,9	186,1	457,6	544,4
Liên Xô cũ	821,2	323,2	141,1	639,1
Châu Phi	196,7	98,8	5,9	103,8
Trung Đông	524,5	166,1	44,2	402,6
Châu Á - Thái Bình Dương	485,9	115,7	239,0	609,3
Toàn thế giới	3.309,10	1.058,1	1.058,1	3.309,10

Nguồn: Thống kê CEDIGAZ 6/2012

Bảng 3. Diễn biến giá dầu thô ký trong tháng 4 và 5/2012

Đơn vị: USD/thùng

	4/2012	5/2012
Giá dầu chuẩn của OPEC	118,94	99,0
Arab nhẹ của Saudi Arabia	118,94	108,48
Bashrah nhẹ Iraq	116,26	105,94
Bonny nhẹ 37° Nigeria	122,36	112,87
ES Sider Libya	120,71	111,27
Grassol Angola	121,32	111,20
Iran nặng	117,78	107,06
Kuwait xuất khẩu	117,53	107,55
Marine Qatar	117,39	107,79
Merey Venezuela	108,62	99,97
Murban UEA	120,44	110,58
Oriente Ecuador	113,86	102,25
Sahara trộn, 44° - Algeria	120,81	110,27
Minas 34°	130,15	120,21
Fateh 32° Dubai	117,30	107,71
Brent 38°	116,04	110,20
Isthmus 33° Mexico	114,07	107,20
Tia Juana 31° Venezuela	119,71	NA
Urals Nga	117,68	109,21

Nguồn: OGI 16/6/2012 và 9/7/2012

Bảng 4. Giá dầu Brent và WTI spot

Ngày	Dầu Brent (USD/thùng)	Dầu WTI (USD/thùng)
17/5/2012	106	93
21/5/2012	108	91
25/5/2012	106,5	90,5

Nguồn: OGI 16/6/2012 và 9/7/2012

Bảng 5. Giá LNG xuất khẩu tính lùi tại các thị trường nhập khẩu chính

Đơn vị: USD/MMBtu

Nước xuất khẩu	Đông Bắc Á	Tây Nam Âu	Vương quốc Anh
Qatar	15,59	10,30	5,39
Oman	15,81	10,50	5,73
Abu Dhabi	15,64	10,35	5,49
Indonesia	16,94	9,33	4,57
Malaysia	16,88	9,43	4,69
Australia	16,61	9,27	4,56
Nga	17,59	8,73	4,10
Algeria	14,06	12,13	6,92
Nigeria	14,01	11,12	6,22

Nguồn: WGI 6/6/2012

giảm nhân sự và lợi nhuận thu được trong năm 2012 vẫn ở mức mong đợi.

Nhìn chung, sản lượng dầu khí trong thời gian qua khá ổn định. Công suất trung bình toàn thế giới đạt 74,5 triệu thùng dầu/ngày và 10.436,5bcf khí/ngày (Bảng 1). Lượng dầu mỏ thiếu hụt so với cầu được đáp ứng bằng việc tăng công suất khai thác ngoài kế hoạch ở một số quốc gia theo từng thời điểm, cộng với các nhiên liệu ngoài dầu hóa thạch truyền thống và dầu dự trữ chiến lược nên thị trường dầu khí vẫn cân bằng.

Theo IEA, nhu cầu dầu trên thế giới sẽ đạt 90 triệu thùng/ngày vào cuối Quý IV/2012; mức tăng cao nhất ở các nước đang phát triển và giảm nhẹ ở các nước phát triển (OECD). Trung Quốc đứng đầu danh sách các nước có nhu cầu dầu khí tăng, đạt 9,9 triệu thùng/ngày, Nhật nhu cầu dầu tăng, đạt 4,5 triệu thùng/ngày. Nhu cầu dầu giảm mạnh ở Tây Âu, xuống còn 13,9 triệu thùng/ngày và Mỹ cũng giảm còn 18,7 triệu thùng/ngày...

Trong số các sản phẩm lọc dầu, nhu cầu diesel tăng mạnh ở khối các nước đang phát triển để phục vụ cho các ngành công nghiệp, xây dựng, nông nghiệp (14 triệu thùng/ngày) còn ở các nước OECD giảm xuống còn 12,5 triệu thùng/ngày. Nhu cầu xăng tăng 180.000 thùng/ngày, lên mức 22,5 triệu thùng/ngày, trong đó các nước đang phát triển chiếm 8,7 triệu thùng/ngày.

Giá dầu thô còn nhiều biến động

Giá dầu thô thời gian qua diễn biến theo chiều hướng giảm (khoảng gần 1% - Bảng 3 và 4). Giá dầu từ đầu năm đến nay đã giảm 35USD/thùng và có thể còn tiếp tục giảm. Tuy nhiên, theo kết quả điều tra hàng năm của Viện Năng lượng Thế giới KPMG (vào cuối tháng 4/2012), trong số 225 tổng giám đốc tài chính của các công ty năng lượng quốc tế hàng đầu thế giới thì có hơn 50% số người được hỏi cho rằng giá dầu Brent sẽ vượt ngưỡng 140USD/thùng vào cuối năm nay; 25%

cho rằng giá dầu sẽ dao động trong khoảng 131 - 140USD/thùng. Hơn 2/3 số người được phỏng vấn cho rằng Mỹ vẫn chưa đạt đến một ngành năng lượng độc lập, bền vững sau năm 2030 (mục tiêu Quốc hội Mỹ đặt ra là sau năm 2020) mặc dù Mỹ đã và đang tập trung đầu tư vào các nguồn năng lượng nội địa, xây dựng mới và nâng cấp cơ sở hạ tầng, phát triển các nguồn năng lượng thay thế, nhất là dầu khí phiến sét và khí than.

Theo nhận định, giá dầu thô trong năm nay cũng như trong các năm tiếp theo còn nhiều biến động do nền kinh tế thế giới còn chưa thoát khỏi suy thoái, các rủi ro địa chính trị vẫn đang hiện hữu và có nguy cơ trầm trọng thêm, nhu cầu dầu khí vẫn gia tăng trong bối cảnh nhân loại chưa tìm được nguồn nhiên liệu có khả năng thay thế dầu khí trong trung hạn. Việc giá dầu tăng trở lại phụ thuộc việc tăng nhu cầu của Trung Quốc và Ấn Độ cũng như sự ổn định của thị trường các nước phát triển. Chủ trương xuất dầu từ quỹ dự trữ chiến lược cung cấp cho thị trường của các nước phương Tây vừa qua đã làm chậm quá trình này nhưng ít có khả năng để giá dầu tụt dốc liên tục như giai đoạn 2008 - 2009. Mức cầu của toàn thế giới sẽ tăng vì các kho dầu dự trữ chiến lược bắt buộc phải được tái lập và nền kinh tế của các nước đang phát triển tuy có giảm tốc độ nhưng vẫn tăng trưởng. Nếu nhu cầu được cải thiện thì các nước xuất khẩu dầu trong và ngoài OPEC không cần cố gắng gì nhiều cũng có thể cung cấp đủ cho thị trường. Do đó phần lớn các viện nghiên cứu kinh tế đều cho rằng giá dầu có thể xuống thấp nhất trong tháng 8 dao động quanh 80USD/thùng, tuy nhiên sang tháng 9 sẽ tăng trở lại và cuối năm 2012 sẽ ở mức trên 100USD/thùng.

Một hiện tượng đáng chú ý khác là sự bùng nổ của sản lượng dầu chứa hàm lượng lưu huỳnh (S) thấp, khai thác từ đá phiến sét ở Mỹ đã ảnh hưởng lớn đến thị trường dầu ngọt. Như ta biết, do áp lực của phong trào chống ô nhiễm môi trường, chống thay đổi khí hậu toàn cầu, từ năm 2008 nhu cầu dầu ngọt tăng cao khi thị trường cần nhiều sản phẩm lọc chứa ít S trong lúc tỷ phần dầu thô chua và dầu nặng trong nguồn cung mỗi năm lại tăng cao. Ngành lọc dầu nhiều nước phải chuyển sang xây dựng mới các nhà máy lọc dầu sử dụng nguồn đầu vào là dầu chua hoặc chuyển đổi các nhà máy lọc dầu ngọt có sẵn sang dùng dầu chua. Do nguồn dầu ngọt khan hiếm nên giá dầu ngọt tăng nhanh. Theo nguồn tin từ Chính phủ Mỹ, sản lượng dầu nói chung và dầu phiến sét (ngọt) nói riêng của nước này tăng lên mức cao nhất trong Quý I/2012 sau 14 năm suy giảm liên tục, do đó đã làm cho giá dầu ngọt giảm; quá trình xây dựng các nhà máy lọc mới hoặc chuyển đổi nhà máy có sẵn sang nhà máy lọc dầu chua phải dừng lại. Điều

này sẽ ảnh hưởng đến giá dầu chưa được sản xuất từ các nước Trung Đông cũng như giá dầu nặng từ Venezuela, Canada và Nga làm cho giá dầu nói chung trong tương lai không tăng quá cao như dự báo của những năm trước.

Giá khí đốt vẫn tăng và công nghiệp hóa lỏng khí đang phát triển nhanh (Bảng 5, 6, 7). Các công trình đường ống dẫn dầu khí phục vụ cho xuất khẩu được trình bày trong Bảng 8.

Bảng 6. Giá khí và giá các nhiên liệu khác dùng cho phát điện ở Mỹ

Khí và các nhiên liệu	Giá (USD/MMBtu)
Giá khí trung bình tháng 5/2012	2,42
Giá khí trung bình tháng 6/2012	2,51
Dầu đốt lò 3% S	15,81
Dầu đốt lò 0,3% S	18,12
Dầu sưởi	21,09
Diesel	21,46
Than đá vùng Ohio	2,23

Nguồn: WGI 6/6/2012

Bảng 7. Giá khí ở Mỹ từ tháng 7/2012 đến tháng 6/2013

Tháng giao hàng	Giá theo hợp đồng ký ngày 4/6/2012	Giá theo hợp đồng ký ngày 25/5/2012
7/2012	2,415	2,627
8/2012	2,467	2,678
9/2012	2,512	2,718
10/2012	2,601	2,789
11/2012	2,846	3,001
12/2012	3,144	3,281
1/2013	3,293	3,430
2/2013	3,313	3,443
3/2013	3,292	3,416
4/2013	3,280	3,386
5/2013	3,316	3,416
6/2013	3,365	3,461

Nguồn: WGI 7/2012

Bảng 8. Đường ống hoạt động từ 2012 trên toàn thế giới

TT	Loại đường ống	Chiều dài (km)
1	Đường kính nhỏ hơn 8 inch	62.139
	Đang hoạt động/lắp đặt	40.504
	Đã có kế hoạch xây dựng	21.635
2	Đường kính 8 - 16 inch	120.684
	Đang hoạt động/lắp đặt	74.123
	Đã có kế hoạch xây dựng	46.561
3	Đường kính lớn hơn 16 inch	131.341
	Đang hoạt động/lắp đặt	85.230
	Đã có kế hoạch xây dựng	46.111
4	Hệ thống khai thác	
	Phương tiện nổi	590
	Giàn cố định	11.169

Đơn vị: USD/MMBtu

Hà Phong

Danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành (từ tháng 7/2011 - 6/2012)

Từ tháng 7/2011 - 6/2012, Viện Dầu khí Việt Nam và các trung tâm nghiên cứu phát triển trực thuộc Viện đã hoàn thành 41 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 41 Đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu đã hoàn thành và được nghiệm thu từ tháng 7/2011 - 6/2012. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành từ tháng 1/2010 - 6/2011 trên Tạp chí Dầu khí số 7/2011 hoặc trên trang web: www.nckh.pvn.vn.

TT	Tên 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	Cập nhật mô hình mô phỏng khai thác cụm mỏ Kim Long - Ác Quỷ - Cá Voi theo các số liệu xác định tại thỏa thuận khung (HOA FEED)	Nguyễn Hải An	VPI/EPC	VPI/EPC	6878/BB-DKVN, 02/8/2011
2	Nghiên cứu cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí bể Phú Khánh trên cơ sở tài liệu địa chất, địa vật lý, khoan thăm dò tới tháng 12/2009	Nguyễn Mạnh Hùng Nguyễn Thu Huyền	VPI/EPC	VPI/EPC	316/BB-DKVN, 13/01/2012
3	Tổng kết công tác thi công khoan tại bể Nam Côn Sơn	Nguyễn Minh Quý	VPI/EPC	VPI/EPC	376/BB-DKVN, 13/01/2012
4	Lập phương án khảo sát địa chấn khu vực liên kết các bể trầm tích trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam	Nguyễn Trung Hiếu	VPI/EPC	VPI/EPC	1319/BB-DKVN, 21/02/2012
5	Tổng kết và đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2000 - 2010, nghiên cứu đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò đến 2020	Trịnh Xuân Cường	VPI/EPC	VPI/EPC	1587/BB-DKVN, 01/3/2012
6	Kiểm tra đánh giá hiện trạng trữ lượng, tiềm năng dầu khí lô SK305 - Malaysia	Ngô Kiều Oanh	VPI/EPC	VPI/EPC	2061/TB-DKVN, 16/3/2012
7	Minh giải tài liệu địa chấn 2D khu vực Phú Quốc	Nguyễn Văn Phòng	VPI/EPC	VPI/EPC	4346/BB-DKVN, 05/6/2012
8	Tổng kết, đánh giá công tác hoàn thiện giếng khai thác tại bể Cửu Long	Vũ Mạnh Hào	VPI/EPC	VPI/EPC	4548/BB-DKVN, 12/6/2012
9	Nghiên cứu sử dụng các kỹ thuật phân tích tối ưu hóa và giải pháp liên kết với mô hình địa chất trong hiệu chỉnh tham số mô hình mô phỏng khai thác mỏ cho đối tượng móng nút nê	Nguyễn Thế Đức	VPI/EPC	VPI/EPC	4548/BB-DKVN, 12/6/2012
II	Lĩnh vực Hóa - Chế biến dầu khí				
1	Nghiên cứu chế tạo hệ nhũ tương axit trên nền dầu thực vật biến tính để xử lý vùng cận đáy giếng khai thác nhằm tăng hệ số sản phẩm	Hoàng Linh	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	8519/BB-DKVN, 21/9/2011
2	Nghiên cứu tổng hợp chất hấp phụ oxit kẽm ZnO dạng hạt để xử lý khí có hàm lượng lưu huỳnh (H ₂ S) cao	Trần Mai Khôi	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	8519/BB-DKVN, 21/9/2011
3	Nghiên cứu lựa chọn phụ gia tăng trị số Octan cho xăng sản xuất từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Lê Dương Hải	VPI/ PVPro	PAC/VPI/PVPro	8887/BB-DKVN, 30/9/2011

TT	Tên đề tài, nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
4	Nghiên cứu tận dụng phụ phẩm từ các quá trình sản xuất nhiên liệu sinh học gốc	Huỳnh Minh Thuận	VPI/ PVPro	PAC/VPI/ PVPro	8887/BB-DKVN, 30/9/2011
5	Nhiệm vụ thường xuyên: Phân tích đánh giá tính chất khí và condensate mỏ Sư Tử Đen North - East, Nam Rồng - Đồi Mồi, Đông Đô, Thiên Ứng nhằm bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở tính chất khí Việt Nam	Nguyễn Phú Nghị	VPI/ PVPro	PAC/VPI/ PVPro	8887/BB-DKVN, 30/9/2011
6	Nhiệm vụ thường xuyên: Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam	Nguyễn Phan Trí	VPI/ PVPro	PAC/VPI/ PVPro	8887/BB-DKVN, 30/9/2011
7	Phân tích đánh giá và lựa chọn loại xúc tác FCC phù hợp cho các loại dầu thô nguyên liệu thay thế cho dầu thô Bạch Hổ cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Đào Thị Thanh Xuân	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	8888/BB-DKVN, 30/9/2011
8	Khảo sát loại và nồng độ thích hợp của phụ gia cho xúc tác RFCC trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm nâng cao trị số Octan của xăng cracking và nâng cao hiệu suất Propylene đối với từng loại dầu thô thay thế	Đặng Thanh Tùng	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	8888/BB-DKVN, 30/9/2011
9	Nghiên cứu tổng hợp phụ gia chống ăn mòn kim loại cho nhiên liệu sinh học pha etanol từ nguồn dầu mỡ động thực vật phi thực phẩm	Vũ An	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	11034/BB-DKVN, 5/12/2011
10	Nghiên cứu chế tạo hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn dùng cho dung dịch gốc nước (nước bơm ép, dung dịch Parker) trong công nghiệp khai thác dầu khí	Đỗ Thành Trung	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	11034/BB-DKVN, 5/12/2011
11	Đánh giá khả năng ứng dụng butanol trong động cơ xăng để thay thế một phần nhiên liệu truyền thống tại Việt Nam	Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	11034/BB-DKVN, 5/12/2011
12	Nghiên cứu tổng hợp hệ ức chế ăn mòn imidazonline từ dầu dừa Việt Nam nhằm bảo vệ đường ống, thiết bị khai thác dầu khí	Phạm Vũ Dũng	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	378/BB-DKVN, 16/1/2012
13	Nghiên cứu tổng hợp vật liệu hấp phụ sulphur kim loại để xử lý các nguồn khí có hàm lượng thủy ngân cao cung cấp cho các nhà máy đạm ở Việt Nam	Lê Quang Hưng	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	378/BB-DKVN, 16/1/2012
14	Nghiên cứu công nghệ xử lý paraffin lắng đọng trong đường ống bằng hệ hoá phẩm (nhũ tương) sinh nhiệt	Nguyễn Khánh Toàn	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	2466/BB-DKVN, 28/3/2012
15	Nghiên cứu sử dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt cho bơm ép tăng cường thu hồi dầu tại các vỉa có nhiệt độ cao	Trịnh Thanh Sơn	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	2466/BB-DKVN, 28/3/2012
III Lĩnh vực An toàn - Sức khỏe - Môi trường					
1	Hoàn chỉnh dự thảo và ban hành Quy chuẩn hệ thống phòng cháy chữa cháy cho các nhà máy chế biến dầu/khí	Hoàng Nguyên	VPI/CPSE	PAC/VPI/ CPSE	8823/BB-DKVN, 28/9/2011
2	Rà soát, cập nhật hướng dẫn giám sát và đánh giá môi trường lao động trên các công trình dầu khí	Võ Văn Hạnh	VPI/CPSE	PAC/VPI/ CPSE	8823/BB-DKVN, 28/9/2011
3	Đánh giá các ảnh hưởng của biến đổi khí hậu (nước biển dâng, nhiệt độ) đối với các công trình, hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đề xuất các giải pháp ứng phó	Nguyễn Ngọc Sơn	VPI/CPSE	PAC/VPI/ CPSE	050/BB-DKVN, 4/1/2012
4	Xây dựng Atlas điện tử cho các loài động vật đáy tại các khu vực hoạt động dầu khí biển Việt Nam, bao gồm các nhóm Giun nhiều tơ, Giáp xác, Thân mềm và Da gai	Dương Trường Giang	VPI/CPSE	PAC/VPI/ CPSE	050/BB-DKVN, 4/1/2012
5	Nghiên cứu xử lý chất thải từ các quá trình sản xuất nhiên liệu sinh học gốc	Nguyễn Đăng Khoa	VPI/CPSE	PAC/VPI/ CPSE	050/BB-DKVN, 4/1/2012
6	Nghiên cứu xây dựng thang chuẩn phân loại độ độc pha nước của các hóa chất dựa trên kết quả kiểm định với đối tượng ấu trùng tôm sú nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường trong các hoạt động dầu khí biển Việt Nam	Đoàn Đặng Phi Công	VPI/CPSE	PAC/VPI/ CPSE	2949/BB-DKVN, 16/4/2012

TT	Tên đề tài, nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
7	Hướng dẫn an toàn làm việc trong không gian hạn chế tại các công trình dầu khí của Việt Nam	Trần Nguyên Quý	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2949/BB-DKVN, 16/4/2012
8	Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam - Giai đoạn 1	Hoàng Thị Minh Thảo	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3215/BB-DKVN, 25/4/2012
IV Lĩnh vực Kinh tế - Quản lý					
1	Nghiên cứu thị trường khí miền Trung	Nguyễn Hồng Diệp	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	10655/BB-DKVN 22/11/2011
2	Thu thập, tổng hợp dữ liệu quản lý các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực thượng nguồn của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam	Phạm Kiểu Quang	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	386/BB-DKVN 16/01/2012
3	Nghiên cứu cơ sở khoa học cho công tác đánh giá kinh tế dự án đầu tư thăm dò khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Lê Tiến Hải	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	386/BB-DKVN 16/01/2012
4	Đánh giá công tác chuyển nhượng, sáp nhập (M&A) trong tái cấu trúc doanh nghiệp thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sau cổ phần hóa và những bài học kinh nghiệm	Phan Thị Mỹ Hạnh	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	2392/BB-DKVN 26/3/2012
5	Cập nhật và hoàn thiện Website Thông tin thị trường sản phẩm Dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Vũ Thắng	VPI/EMC	Đang hoàn thiện/chỉnh sửa theo Biên bản nghiệm thu cấp II	4732/BB-DKVN 19/6/2012
V Các lĩnh vực khác					
1	Nghiên cứu, đề xuất giải pháp phù hợp xây dựng các nhà máy nhiệt điện than quy mô công suất lớn của PVN	Đoàn Thành Đạt	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	467/BB-DKVN, 19/01/2012
2	Đánh giá tiềm năng năng lượng gió tại Việt Nam, thực trạng triển khai ở Việt Nam hiện nay và đề xuất các giải pháp cho việc đầu tư các dự án năng lượng gió của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Đào Văn Tuấn	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	467/BB-DKVN, 19/01/2012
3	Nghiên cứu sử dụng tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện than để sản xuất vật liệu xây dựng	Trần Vĩnh Lộc	VPI/PVPro	PAC/VPI/CTAT	468/BB-DKVN, 19/01/2012
4	Khảo sát hiện trạng và đề xuất các biện pháp tăng cường công tác bảo mật trong việc khai thác thông tin, tài liệu phục vụ các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trong và ngoài nước của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam	Bùi Anh Đức	VPI	PAC/VPI	2073/BB-DKVN 16/3/2012

Ghi chú:

VPI	Viện Dầu khí Việt Nam 173 Trung Kính, Q. Cầu Giấy, Tp. Hà Nội Điện thoại: 04-37843061. Fax: 04-3784 4156
PAC	Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)
EPC	Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)
CTAT	Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)
EMC	Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)
CPSE	Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)
PVPro	Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)

Phạm Văn Huy

Đề tài:

Soát xét “Hướng dẫn quan trắc và phân tích (monitoring) môi trường biển khu vực lân cận các công trình dầu khí ngoài khơi Việt Nam” và “Hướng dẫn quan trắc và phân tích môi trường xung quanh các công trình dầu khí trên đất liền”

“Hướng dẫn quan trắc và phân tích (monitoring) môi trường biển khu vực lân cận các công trình dầu khí ngoài khơi Việt Nam” do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành năm 2000” và “Hướng dẫn quan trắc môi trường xung quanh các công trình dầu khí trên đất liền” do Tập đoàn ban hành năm 2006 là tài liệu hướng dẫn thực hiện công tác khảo sát môi trường cơ sở và quan trắc môi trường định kỳ tại các khu vực có hoạt động dầu khí Việt Nam. Các hướng dẫn trên là công cụ hữu hiệu giúp các cơ quan quản lý môi trường có cái nhìn toàn diện và rõ ràng về diễn biến môi trường tại các khu vực có hoạt động dầu khí; cung cấp chỉ dẫn cụ thể đối với các nhà tư vấn môi trường hay các tổ chức dầu khí thực thi nhằm đảm bảo tính nhất quán trong công tác giám sát môi trường.

Tuy nhiên qua thực tế áp dụng, hai hướng dẫn trên vẫn còn nhiều hạn chế cần soát xét, chỉnh sửa trên cơ sở các thay đổi: về quy định pháp luật của Nhà nước, kỹ thuật lấy mẫu, kỹ thuật phân tích, kỹ thuật xử lý thống kê, các kết quả thu thập từ các đơn vị qua các đợt quan trắc, khó khăn vướng mắc trong quá trình quan trắc môi trường...

Sau 12 tháng thực hiện, nhóm tác giả thuộc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn Môi trường Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam đã rà soát, bổ sung và chỉnh sửa hai hướng dẫn, phù hợp với tình hình thực tế về kỹ thuật và các luật định của Việt Nam đồng thời có hướng tiếp cận với các yêu cầu của các tổ chức quốc tế như:

OSPAR, Naui, IFC, World Bank. Điểm mới của hướng dẫn là đề cập đến việc quan trắc khí thải và nước thải tại các nhà máy khí, điện, đạm và lọc hóa dầu, quan trắc môi trường trong quá trình thăm dò cũng như quan trắc môi trường sau khi tháo dỡ các công trình dầu khí...

Cũng trong đề tài nghiên cứu này, bên cạnh việc hoàn thiện hai hướng dẫn “Hướng dẫn quan trắc và phân tích (monitoring) môi trường biển khu vực lân cận các công trình dầu khí ngoài khơi Việt Nam” và “Hướng dẫn quan trắc và phân tích môi trường xung quanh các công trình dầu khí trên đất liền”, nhóm tác giả cũng đã hoàn thành báo cáo tổng kết. Nội dung của báo cáo tổng kết đề tài bao gồm phần Mở đầu (giới thiệu tính cấp thiết, mục tiêu nghiên cứu của đề tài) và 5 chương. Chương I: Tổng quan về công tác môi trường tại các đơn vị, sự thay đổi luật định và các nghiên cứu trên thế giới liên quan đến đề tài. Chương II: Đánh giá kết quả khảo sát môi trường từ các đơn vị trong Ngành Dầu khí. Chương III và Chương IV: Rà soát cập nhật các hướng dẫn. Chương V: Kết luận và kiến nghị, trong phần kiến nghị đề cập đến chu kỳ soát xét hướng dẫn.

Sau khi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành, các hướng dẫn sẽ tiếp tục là những tài liệu thiết thực áp dụng trong công tác giám sát môi trường các công trình dầu khí ngoài khơi và trên bờ. Hướng dẫn là tài liệu không thể thiếu cho cơ quan quản lý môi trường, các công ty và các nhà thầu môi trường.

Bùi Hồng Diễm (giới thiệu)



THẺ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ Tạp chí khoa học nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa mềm. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo.
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt, chữ thường viết nghiêng, khoảng 100 - 200 từ.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định về kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).
- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả, năm xuất bản. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Từ trang... đến trang... (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo hay".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

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

Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107

E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)