

Dầu Khí



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

■ SỐ 4 - 2012

ISSN-0866-854X

Khoan giếng ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ:

Nghiên cứu mặt cắt địa tầng trầm tích Paleogen

Xuất bản hàng tháng
Số 4 - 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

ThS. Đào Duy Khu

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: Giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ.

Ảnh: Hoàng Anh Tuấn



TIN TỨC - SỰ KIỆN

QUÝ II/2012:

Petrovietnam đặt mục tiêu khai thác 6,17 triệu tấn quy dầu

Trong Quý II/2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh các giải pháp thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hơn nữa hiệu quả sản xuất kinh doanh, thi đua “Về đích trước”. Đặc biệt, Tập đoàn đặt mục tiêu khai thác 6,17 triệu tấn quy dầu. Đồng thời, Tập đoàn khẩn trương tổ chức triển khai thực hiện phương án tái cấu trúc tổng thể Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015 ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trả lời câu hỏi của các nhà báo tại Hội báo Quý I/2012 của Tập đoàn. Ảnh: Ngọc Linh

Ưu tiên nguồn lực, đảm bảo sản lượng khai thác

Trong Quý II/2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh hoạt động “xương sống” - thăm dò, khai thác dầu khí - ở trong và ngoài nước, phần đầu tổ chức thực hiện hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng khai thác đạt 6,17 triệu tấn quy dầu. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 3,86 triệu tấn, sản lượng khai thác khí đạt 2,31 tỷ m³. Để hoàn thành kế hoạch đặt ra cho lĩnh vực cốt lõi, Tập đoàn ưu tiên tập trung dồn sức các nhà thầu đảm bảo kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, phát triển mỏ và khai thác dầu khí Quý II/2012 theo đúng kế hoạch đề ra. Đồng thời, tập trung lãnh đạo, chỉ đạo tổ chức tốt các hoạt động khai thác dầu khí đảm bảo hoàn thành kế hoạch khai thác năm 2012. Trong đó, chú trọng việc phối hợp với các chuyên gia trong, ngoài nước tìm ra những giải pháp phù hợp ngăn chặn đà suy giảm sản lượng nhanh ở một số giếng; giám sát để đảm bảo tiến độ đưa các mỏ mới ở trong và ngoài nước vào hoạt động.

Điều phối chặt chẽ hoạt động của các đơn vị thành viên Tập đoàn trong lĩnh vực khai thác và dịch vụ dầu khí

đảm bảo tiết kiệm chi phí và phát huy cao nhất các nguồn lực đầu tư, trang thiết bị phục vụ kế hoạch khai thác dầu khí. Cùng với đó, công tác tái cấu trúc doanh nghiệp cũng là nhiệm vụ quan trọng trong Quý II. Tập đoàn sẽ phối hợp chặt chẽ với các Bộ/Ngành liên quan để giải trình và tiếp thu ý kiến góp ý hoàn thiện Đề án tái cấu trúc tổng thể Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015; khẩn trương tổ chức triển khai thực hiện phương án tái cấu trúc ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác, Tập đoàn sản xuất 302 nghìn tấn phân đạm, 1,49 triệu tấn xăng dầu các loại và cung cấp cho lưới điện Quốc gia 3,98 tỷ kWh điện. Sản lượng xuất bán dầu thô đạt 3,85 triệu tấn (trong đó, cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 1,4 triệu tấn), cung cấp cho các hộ tiêu thụ trong nước 2,28 tỷ m³ khí khô... Với kế hoạch như trên, doanh thu toàn Tập đoàn trong Quý II/2012 ước đạt 168,6 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 34 nghìn tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, toàn Tập đoàn tổ chức thực hiện các giải pháp nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản

Bảng 1. Các chỉ tiêu kế hoạch chủ yếu của Tập đoàn Dầu khí trong Quý II/2012

STT	Danh mục	Đơn vị tính	Kế hoạch tháng 4/2012	Kế hoạch Quý II/2012
1	Khai thác dầu khí	Triệu tấn quy đổi	2,02	6,17
	Dầu thô	Triệu tấn	1,23	3,86
	Khí	Tỷ m ³	0,79	2,31
2	Sản xuất kinh doanh khác			
	Urea	Nghìn tấn	100,00	302,00
	Điện	Tỷ Kwh	1,39	3,98
	Xăng dầu các loại	Triệu tấn	496,00	1,49
3	Kinh doanh dầu khí			
	Xuất bán dầu thô	Triệu tấn	1,22	3,85
	Trong đó: Cấp NMLD Dung Quất	Triệu tấn	0,40	1,40
4	Khí khô	Tỷ m ³	0,76	2,28
	Doanh thu toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	53,70	168,60
	Ngoại tệ	Triệu USD	730,00	2.310,00
	Nội tệ	1.000 tỷ đồng	38,40	115,10
5	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	11,20	34,00

xuất kinh doanh. Trong lĩnh vực điện, Petrovietnam sẽ hợp tác chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) để vận hành, huy động tối ưu công suất các nhà máy điện, bảo đảm cung cấp điện cho lưới điện Quốc gia. Kiểm tra, giám sát chặt chẽ quá trình vận hành an toàn các hệ thống vận chuyển khí, các Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Điện Nhơn Trạch 1 & 2, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đôn đốc, giám sát chặt chẽ quá trình vận hành thử Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy xơ sợi tổng hợp Polyester Đình Vũ, Nhà máy sản xuất Bio-ethanol Dung Quất để sớm bàn giao và tổ chức khánh thành.

Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục phát triển thị trường tiêu thụ các sản phẩm mới (urea hạt đục, xơ sợi, nhiên liệu sinh học); tăng cường công tác kiểm tra, giám sát chặt chẽ các kênh phân phối, các đại lý, các điểm bán hàng đối với các sản phẩm thiết yếu của Tập đoàn. Đôn đốc các đơn vị thực hiện đẩy mạnh tiết kiệm, tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm

theo Nghị quyết số 1751/NQ-DKVN ngày 6/3/2012 của Tập đoàn phê duyệt mức tiết giảm chi phí quản lý, giảm giá thành sản phẩm năm 2012 của toàn Tập đoàn thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ ngày 3/1/2012 về những 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.

Bên cạnh đó, Tập đoàn thu xếp đủ vốn và tổ chức thực hiện đúng tiến độ các dự án đầu tư; chỉ đạo thực hiện tốt chủ trương “Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam” của Bộ Chính trị và Chỉ thị

số 494/CT-TTg ngày 20/4/2010 của Thủ tướng Chính phủ về sử dụng vật tư, hàng hóa sản xuất trong nước trong công tác đấu thầu các dự án đầu tư sử dụng vốn Nhà nước; tiếp tục đôn đốc thực hiện quyết liệt 3 giải pháp đột phá (về quản lý, khoa học công nghệ và phát triển nguồn nhân lực). Đẩy mạnh các phong trào thi đua, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật đi đôi với thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng lãng phí; đảm bảo thu nhập cho CBCNV trong tất cả các đơn vị thành viên của Tập đoàn; tổ chức thực hiện tốt công tác an sinh xã hội; đẩy mạnh thực hiện học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh và tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền Quốc gia trên biển.

Đảm bảo mức tăng trưởng cao so với cùng kỳ 2011

Tại buổi họp báo công bố kết quả sản xuất kinh doanh Quý I/2012, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Minh Hồng cho biết: Petrovietnam cơ



Một góc cảng Vietsovpetro. Ảnh: CTV

Bảng 2. Kết quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong Quý I/2012

STT	Danh mục	Đơn vị tính	Kết quả Quý I/2012	So với kế hoạch Quý I/2012 (%)	So với kế hoạch năm 2012 (%)
1	Khai thác dầu khí	Triệu tấn quy đổi	6,45	106,0	26,0
	Dầu thô	Triệu tấn	4,04	104,3	25,5
	Khí	Tỷ m ³	2,41	109,0	27,0
2	Sản xuất kinh doanh khác				
	Urea	Nghìn tấn	264,80	106,6	22,0
	Điện	Tỷ Kwh	3,94	98,5	28,5
	Sản phẩm từ NMLD Dung Quất	Triệu tấn	1,73	116,0	29,0
3	Kinh doanh dầu khí				
	Xuất bán dầu thô	Triệu tấn	4,03	104,4	25,5
	Khí khô	Tỷ m ³	2,35	106,7	27,0
4	Doanh thu toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	189,4	129,4	28,7
5	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	40,60	115,3	30,1

bản hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch đã đề ra, đạt mức tăng trưởng cao hơn so với cùng kỳ năm 2011. Cụ thể, tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 189,4 nghìn tỷ đồng, tăng 25,3% so với cùng kỳ năm 2011; nộp ngân sách Nhà nước đạt 40,6 nghìn tỷ đồng, tăng 24% so với cùng kỳ năm 2011. Tổng sản lượng khai thác dầu khí quy đổi đạt 6,45 triệu tấn, tăng 7,2% so với cùng kỳ năm 2011. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 4,04 triệu tấn, tăng 9,5% so với cùng kỳ năm 2011, tập trung tại các mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng... Sản lượng khai thác khí trong 3 tháng đầu năm đạt 2,41 tỷ m³, tăng 3,5% so với cùng kỳ năm 2011, tập trung tại mỏ Lan Tây.

Thực hiện Nghị quyết Trung ương 3 (Khoá XI) của Đảng và Chỉ thị số 03/CT-TTg ngày 17/1/2012 của Thủ tướng Chính phủ về việc đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước, Tập đoàn đã thực hiện khẩn trương, nghiêm túc, hoàn chỉnh đề án tái cấu trúc Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015 trình

khai theo cam kết với tổng số tiền thực hiện công tác an sinh xã hội Quý I đạt trên 32 tỷ đồng. Công tác thực hành tiết kiệm, chống lãng phí được triển khai nghiêm túc triệt để, trong Quý I đã tiết giảm được khoảng 512 tỷ đồng.

Cũng trong Quý I/2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành Chương trình hành động số 809/CTr-DKVN ngày 4/2/2012 thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2012 của Chính phủ về những 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; tổ chức Hội nghị giao ước đầy mạnh thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí sản xuất kinh doanh theo Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ. Tập đoàn cũng quyết liệt chỉ đạo các đơn vị chủ động thực hiện các giải pháp đảm bảo sản xuất và tiến độ đầu tư các dự án, chuẩn bị để cung ứng đủ và kịp thời các sản phẩm chủ yếu: xăng dầu, LPG, điện...

Ngọc Linh



Tái cấu trúc, phát triển Tập đoàn bền vững

Ngày 13/4/2012, Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí (nhiệm kỳ 2011 - 2013) đã tổ chức kỳ họp thứ III dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Trưởng Tiểu ban nhằm thảo luận các giải pháp triển khai Đề án tái cấu trúc Tập đoàn và phát triển một số đơn vị đào tạo, nghiên cứu khoa học.

Tại kỳ họp lần này, Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí đi sâu thảo luận vấn đề trọng tâm đó là các giải pháp để triển khai Đề án tái cấu trúc Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015 sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tiểu ban cho rằng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần có sự chuẩn bị kỹ hơn về các giải pháp liên quan đến việc thoái vốn và hỗ trợ tài chính cho các đơn vị trong quá trình thực hiện phương án tái cấu trúc. Cụ thể, việc thoái vốn phải đảm bảo đúng nguyên tắc của M&A, lưu ý định giá giá trị doanh nghiệp trong điều kiện thị trường chứng khoán diễn biến phức tạp. Với bất kỳ một thương vụ thoái vốn nào cũng đều phải lập Đề án cụ thể (FS). Bên cạnh đó, Tiểu ban kiến nghị Tập đoàn có cơ chế hỗ trợ tài chính cho các đơn vị đang khó khăn: chấp nhận cơ chế trả chậm có thời hạn cho các đơn vị đang khó khăn trong quá trình thoái vốn; cho phép việc thoái vốn của Tập đoàn và một số đơn vị có tình hình tài chính tốt được thực hiện chậm lại (1 - 2 năm) đồng thời xem xét tăng tỷ lệ nắm giữ cao hơn để tạo điều kiện tốt hơn về tài chính cho các đơn vị khắc phục khó khăn. Khi thị trường thuận lợi và đơn vị đã hoạt động tốt trở lại thì mới thực hiện thoái vốn. Đồng thời, cần phải có phương án cụ thể trong việc thoái vốn, tăng vốn tạm thời; mạnh dạn khoanh lỗ và các tồn tại cũ để xử lý riêng để đơn vị mới tái cấu trúc có điều kiện phát triển. Trong quá trình triển khai phương án tái cấu trúc cần linh hoạt, đặc biệt lưu ý năng lực của người đại diện/người đứng đầu - nhân tố quan trọng nhất trong quản lý vốn tại doanh nghiệp...

Tại Kỳ họp lần này, Tiểu ban cũng thảo luận giải pháp phát triển một số đơn vị đào tạo, nghiên cứu khoa học của Tập đoàn bao gồm Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU), Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI-EMC). Trong đó, Tiểu ban đề xuất Tập đoàn giao PVU phối hợp với VPI thực hiện đề tài nghiên cứu về định hướng phát triển của PVU nhằm phục vụ hiệu quả Chiến lược phát triển nguồn nhân lực của Tập đoàn, đào tạo các nội dung/chuyên ngành xuất phát từ thực tiễn sản



TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí, Trưởng Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí chủ trì kỳ họp. Ảnh: EMC

xuất và giải quyết được nhu cầu đào tạo thực tế của Tập đoàn. Về giải pháp thu hút nhân tài, Tiểu ban cho rằng cần tập trung vào xây dựng cơ chế, chính sách để thu hút được chuyên gia/cán bộ giỏi có kinh nghiệm và khả năng giảng dạy tốt, đặc biệt là cán bộ trong Ngành; cần có cơ chế phối hợp cụ thể giữa PVU và VPI trong việc sử dụng chung cơ sở vật chất, đào tạo, nghiên cứu thông qua các hợp đồng cụ thể... Tiểu ban cũng kiến nghị Tập đoàn tiếp tục xem xét Đề án Học viện Dầu khí Việt Nam trong lộ trình tái cấu trúc.

Để nâng cao năng lực nghiên cứu của VPI-EMC, Tiểu ban đề xuất Trung tâm cần chủ động củng cố năng lực nghiên cứu, nắm bắt nhu cầu nghiên cứu trong Ngành. VPI đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hỗ trợ công tác đào tạo nguồn nhân lực tại chỗ và bổ sung nguồn nhân lực đã có kinh nghiệm thực tế và có trình độ cao; giao cho VPI-EMC thẩm định về kinh tế các dự án đầu tư của Tập đoàn phù hợp với năng lực của Trung tâm. Cụ thể, Tiểu ban đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho VPI-EMC nghiên cứu giá thành và các giải pháp giảm giá thành cho các sản phẩm dầu khí (trước mắt là cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất); đánh giá hiệu quả đầu tư của các dự án thượng, trung và hạ nguồn; các vấn đề liên quan đến rủi ro trong ngành dầu khí; nghiên cứu và đề xuất các giải pháp tiêu thụ các sản phẩm mới (nhiên liệu sinh học, xơ sợi polyester...).

Theo kế hoạch, Kỳ họp thứ IV của Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí sẽ tập trung nghiên cứu các giải pháp đẩy mạnh đầu tư trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước của Tập đoàn, trong đó tập trung vào các giải pháp về kinh tế, quản lý để hỗ trợ và thúc đẩy hoạt động E&P; cũng như phương án đảm bảo nguồn nguyên liệu cho các nhà máy nhiên liệu sinh học.

Ngọc Linh

Tối ưu hóa vận hành các nhà máy ethanol

Tại Kỳ họp lần III, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung phân tích các khó khăn, tìm giải pháp cho vấn đề nguồn nguyên liệu, phương án tiêu thụ, cơ chế chính sách của Nhà nước, lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu sinh học. Đồng thời, các phương án kỹ thuật công nghệ tối ưu hóa vận hành nhằm giảm thiểu chi phí, giảm giá thành sản phẩm, bảo vệ môi trường; triển vọng sản xuất ethanol từ các nguồn nguyên liệu khác (rỉ đường, phế phẩm nông nghiệp, sinh khối tảo); cũng như chương trình nghiên cứu khoa học ngắn hạn/dài hạn để nâng cao hiệu quả hoạt động của các nhà máy... đã được các chuyên gia, nhà khoa học dành nhiều thời gian thảo luận.



Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí tập trung tìm giải pháp cho các nhà máy nhiên liệu sinh học. Ảnh: Châu Khiếu Minh

Ngày 10/4/2012, tại Tp. Vũng Tàu, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí thuộc Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần III với chủ đề “Giải pháp cho các nhà máy nhiên liệu sinh học” dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Anh Đức - Trưởng Tiểu ban, Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam. Từ việc đi sâu phân tích thực trạng, các khó khăn, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng cần triển khai đồng bộ các giải pháp ngắn hạn, trung hạn và dài hạn để phát triển nhiên liệu xanh một cách bền vững.

Về các giải pháp ngắn hạn, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề xuất Tập đoàn chủ động bắt buộc các đơn vị sử dụng xăng E5 cho các phương tiện công và có chính sách khuyến khích người lao động Tập đoàn sử dụng xăng E5 cho phương tiện cá nhân. Tập đoàn cần kiến nghị Chính phủ sớm ban hành “Lộ trình bắt buộc tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống” đi kèm với các chính sách khuyến khích, hỗ trợ cho việc sản xuất ethanol và nhiên liệu sinh học trong nước để phát triển thị trường nhiên liệu sinh học.

Đồng thời, Tập đoàn cần hỗ trợ về kỹ thuật và kinh tế cho các đơn vị kinh doanh xăng dầu trong Ngành để nhanh chóng phát triển hệ thống phân phối xăng pha ethanol nhằm đáp ứng các yêu cầu về mốc thời gian trong Dự thảo “Lộ trình bắt buộc tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống”. Tiểu ban Hóa - Chế biến

Dầu khí cũng nhấn mạnh sự cần thiết trong vấn đề thành lập bộ phận chuyên trách để tư vấn kịp thời và thống nhất cho lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về các lĩnh vực: đầu tư xây dựng, công nghệ sản xuất và kinh doanh phát triển nhiên liệu sinh học; đẩy mạnh công tác tuyên truyền, quảng bá về hiệu quả của việc sử dụng xăng E5 đến môi trường và sự phát triển bền vững đất nước.

Đối với các giải pháp trung và dài hạn, Tiểu ban đề xuất Tập đoàn chỉ đạo các đơn vị quản lý nhà máy sản xuất ethanol bổ sung/cải hoán công nghệ để có thể chế biến được nhiều loại nguyên liệu khác ngoài sắn lát như: sắn tươi, rỉ đường, phế phẩm nông nghiệp. Nên có một đơn vị làm đầu mối phát triển vùng nguyên liệu (hỗ trợ nông dân, cung cấp giống sắn cao sản...) và đảm bảo cung cấp nguyên liệu ổn định cho các nhà máy sản xuất ethanol của Tập đoàn. Đặc biệt, cần đầu tư nghiên cứu để tối ưu hóa vận hành, giảm thiểu chi phí vận hành nhằm hạ giá thành sản phẩm; nâng cao hiệu suất các công đoạn chế biến, giảm tiêu hao năng lượng, nước, hóa chất và chế phẩm sinh học trong tất cả các công đoạn chế biến, tái sinh nước thải triệt để kết hợp thu hồi biogas, thu hồi CO₂, tăng cường sản xuất các sản phẩm phụ với giá trị cao...

Tiểu ban cũng đề xuất Tập đoàn giao Viện Dầu khí Việt Nam phối hợp với các đơn vị nghiên cứu khoa học trong và ngoài nước thực hiện “chương trình nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động các nhà máy sản xuất ethanol” với định hướng: đa dạng hóa nguồn nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất ethanol (rỉ đường, phế phẩm nông nghiệp như rơm rạ, bã mía); tăng hiệu suất quá trình lên men bằng cách sử dụng hóa phẩm, phương pháp và chủng loại nấm men tiên tiến; giảm chi phí sản xuất ethanol (tiết kiệm hơi nước, nước, enzyme, nấm men); đảm bảo chất lượng (chống nhiễm nước, tách lớp, ăn mòn) và giảm thiểu hao hụt trong quá trình sản xuất xăng pha ethanol; tận dụng các sản phẩm phụ từ quá trình sản xuất ethanol: CO₂ lỏng, rắn, phân vi sinh, thức ăn gia súc, chế phẩm sinh học...

Việt Hà

BƯỚC PHÁT TRIỂN MỚI

CỦA DỊCH VỤ DẦU KHÍ VIỆT NAM

Trước yêu cầu ngày càng cao về mức độ phức tạp và tính chuyên nghiệp trong dịch vụ kỹ thuật dầu khí, điều kiện tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí ngày càng khó khăn... đòi hỏi lĩnh vực dịch vụ dầu khí tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh trên cơ sở nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo kỹ thuật - tiến độ, hạ giá thành sản phẩm. Đó cũng là vấn đề Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt ra, tìm giải pháp thực hiện tại Hội nghị tổng kết công tác dịch vụ dầu khí năm 2011 và triển khai kế hoạch năm 2012.

Tiếp tục duy trì mức tăng trưởng cao

Trong năm 2011 - năm đầu tiên thực hiện Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt mức kỷ lục về tổng doanh thu dịch vụ dầu khí (lần đầu tiên đạt trên 200 nghìn tỷ đồng), tiếp tục duy trì mức tăng trưởng cao (tăng trưởng 23,8% so với năm 2010) và đạt mức cao hơn so với mục tiêu Chiến lược đề ra (tỷ trọng doanh thu dịch vụ năm 2011 đạt 30,8% trên tổng doanh thu toàn Tập đoàn so với mục tiêu chiến lược đề ra trong giai đoạn 2011 - 2015 là 25 - 30%). Hầu hết các đơn vị làm công tác dịch vụ dầu khí đã có những bước phát triển mạnh mẽ, hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu, lợi nhuận năm 2011 trước thời hạn 1 - 3 tháng và đạt mức tăng trưởng cao so với năm 2010.

Với việc tập trung đầu tư cơ sở vật chất kỹ thuật, trang thiết bị hiện đại, Tập đoàn đã xây dựng được hệ thống nguồn lực cung cấp dịch vụ dầu khí bao trùm nhiều lĩnh vực có giá trị tài sản tính đến hết năm 2011 đạt gần 140 nghìn tỷ đồng (tương đương 6,7 tỷ USD). Trong đó, Tập đoàn hiện đang xây dựng và vận hành 20 căn cứ cảng/kho cảng dịch vụ sản xuất, 15 xưởng cơ khí, 8 giàn khoan, 13 kho nổi/chứa xuất dầu, 22 tàu vận chuyển dầu thô và sản phẩm dầu, 52 tàu dịch vụ các loại, 3 hệ thống đường ống dịch vụ vận chuyển khí, 139 phương tiện chuyên dụng các loại, 43 kho xăng dầu đầu mối và trung chuyển với tổng sức chứa 1,1 triệu m³, trên 3.000 cửa hàng trực thuộc và



cửa hàng bán lẻ xăng dầu trên toàn quốc, 10 kho LPG với tổng sức chứa trên 80 nghìn tấn, 12 kho đạm với tổng sức chứa trên 215 nghìn tấn... Trình độ, năng lực của đội ngũ làm công tác dịch vụ (trên 35.000 người) được nâng cao, đủ khả năng vận hành, đảm nhận vai trò tổng thầu EPC các công trình dự án mà trước đây phải thuê chuyên gia, nhà thầu nước ngoài thực hiện. Đặc biệt, Tập đoàn đã đầu tư và tự tổ chức vận hành, khai thác tàu địa chấn 2D - 3D, giàn khoan tự nâng 90m nước, giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (TAD)...

Nhờ sự phát triển mạnh của lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn đã chủ động hơn trong việc thực hiện tiến độ các dự án đầu tư, góp phần làm tăng giá trị sản xuất công nghiệp và chủ động trong việc triển khai các hoạt động đảm bảo chủ quyền quốc gia trên biển. Đặc biệt, việc đầu tư tự tổ chức vận hành các tàu khảo sát địa chấn 2D, 3D

trên thêm lực địa Việt Nam đã tạo giúp Tập đoàn chủ động trong việc thực hiện các nhiệm vụ được giao và góp phần vào việc khẳng định chủ quyền Quốc gia trên biển. Việc chống chèo một số loại hình dịch vụ trước đây đã được hạn chế; thương hiệu các đơn vị dịch vụ trong Ngành đã được khẳng định; năng lực, tính chuyên nghiệp và chất lượng dịch vụ được nâng cao, có khả năng cạnh tranh tốt hơn và thực hiện được các dự án phức tạp, đòi hỏi công nghệ cao.

Đến nay, các đơn vị của Tập đoàn đã làm chủ được một số lĩnh vực dịch vụ dầu khí kỹ thuật cao: dịch vụ vận hành các giàn khai thác dầu khí, khoan tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, khảo sát địa vật lý giếng khoan (Vietsovpetro); dịch vụ xây lắp các công trình biển, tàu dịch vụ, tàu bảo vệ, kho/bãi, khảo sát địa chấn 2D - 3D, bảo dưỡng công trình biển (PTSC); khoan và dịch vụ khoan (PV Drilling); dịch vụ khảo sát địa chấn, tàu dịch vụ, tàu bảo vệ, kho/bãi, bảo dưỡng công trình biển (PTSC); dịch vụ vận chuyển khí bằng đường ống, cung ứng khí dân dụng, LPG, CNG (PV Gas); dịch vụ bảo hiểm (PVI); dịch vụ giám định (PV EIC); dịch vụ phân tích, xử lý số liệu (VPI); dịch vụ cung cấp dung dịch khoan, hóa phẩm dầu khí (DMC)...

Trong đó, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) hiện nay đã cơ bản khép kín chuỗi năng lực thực hiện hợp đồng thiết kế, thi công, mua sắm, chế tạo, lắp đặt (EPCI) các giàn khai thác, giàn đầu giếng, giàn công nghệ xử lý trung tâm cũng như các công trình dầu khí ngoài khơi khác, đủ năng lực cơ sở vật chất, con người và kinh nghiệm thực hiện các công trình siêu trường, siêu trọng, đòi hỏi cao về kỹ thuật, công nghệ. Điểm nổi bật là PTSC đang tự thực hiện khâu thiết kế chi tiết nhằm hoàn thiện dự án Hải Sư Đen và Thăng Long - Đông Đô. Đây là bước đột phá về năng lực của PTSC trong việc góp phần hoàn thiện chuỗi cung ứng EPCI, tạo sự chủ động, điều phối nhịp nhàng giữa các khâu, giảm tối đa thời gian, hạn chế rủi ro từ sự phân chia các gói thầu.

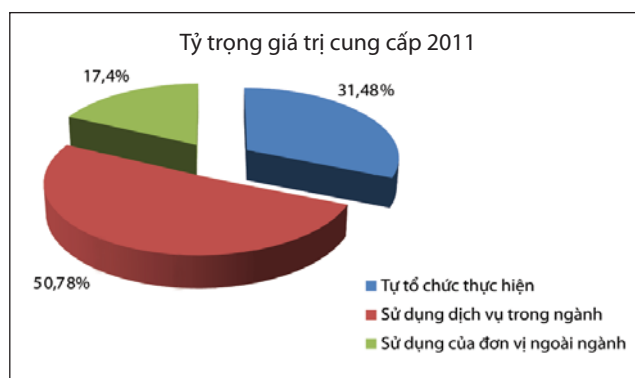
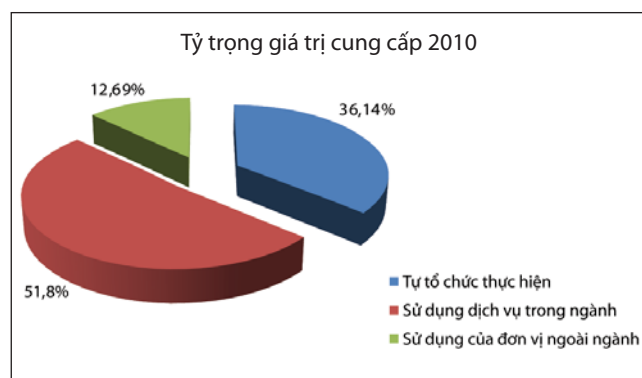
Giảm 2 tỷ USD thuê dịch vụ nước ngoài

Dịch vụ phải thuê nước ngoài thực hiện trong năm 2011 tại Tập đoàn giảm mạnh, khoảng 2 tỷ USD so với năm 2010, đã tác động tích cực đến việc giảm ngoại tệ chảy ngược ra nước ngoài, góp phần quan trọng vào việc thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ về cân đối ngoại tệ và giảm nhập siêu cho đất nước. Cụ thể, với vai trò là nhà cung cấp dịch vụ, năm 2011 tỷ trọng sử dụng dịch vụ từ nước ngoài của Tập đoàn giảm 4,43 nghìn tỷ đồng (tương đương 200 triệu USD) so với năm 2010; với vai trò là đơn vị thuê dịch vụ, năm 2011 tỷ trọng sử dụng dịch vụ từ nước ngoài giảm 35,52 nghìn tỷ đồng (tương đương 1,74 tỷ USD) so với năm 2010.

Bên cạnh sự phối hợp, hỗ trợ giữa các đơn vị trong việc sử dụng và thực hiện dịch vụ của các đơn vị ở phạm vi trong nước, các đơn vị đã tích cực phối hợp triển khai công tác xuất khẩu dịch vụ ra nước ngoài. Trong đó, PVI Holdings triển khai hợp đồng tư vấn bảo hiểm cho Rusvietpetro tại Liên bang Nga, tham gia chuỗi cung cấp bảo hiểm toàn cầu cùng nhà đầu tư chiến lược Talanx (Đức); PTSC cung cấp tàu dịch vụ cho các nhà thầu dầu khí tại Nga, Ấn Độ, Nhật Bản, Trung Quốc, Malaysia...; PV Drilling triển khai dịch vụ khoan cho dự án thăm dò, khai thác tại Algeria, PV OIL đẩy mạnh kinh doanh xăng dầu tại Lào, Singapore...

Tại Hội nghị, Vietsovpetro khẳng định mục tiêu mở rộng công tác dịch vụ ra bên ngoài và coi vấn đề này là một trong năm nhiệm vụ chiến lược phát triển của Vietsovpetro. Trong đó, Vietsovpetro chú trọng các dịch vụ xây lắp công trình biển, phát triển mỏ, kết nối vận hành và bảo dưỡng cho các công trình dầu khí. Hiện nay, Vietsovpetro đang triển khai công tác để chuẩn bị đầu thầu cung cấp dịch vụ EPCI giàn khoan cho các dự án ở nước ngoài cho Ấn Độ và Turkmenistan. Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã có

Biểu đồ so sánh tỷ trọng cung cấp dịch vụ trong Ngành năm 2010 và 2011. Nguồn: PVN



Giá trị và tỷ trọng sử dụng dịch vụ trong Ngành giai đoạn 2011 - 2012. Nguồn: PVN

Chỉ tiêu	Năm 2010		Năm 2011	
	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)
Tổng giá trị Hợp đồng thuê dịch vụ <i>Trong đó:</i>	218,79		304,50	
- Sử dụng dịch vụ trong Ngành	115,51	52,79	235,35	77,29
- Sử dụng đơn vị ngoài Ngành	103,28	47,21	69,15	22,71
+ Của đơn vị trong nước	11,17	5,11	13,56	4,45
+ Của đơn vị nước ngoài	92,11	42,10	55,59	18,26

những bước phát triển lớn mạnh trong việc vận hành và khai thác giàn khoan với việc sở hữu 5 giàn khoan và đóng vai trò là nhà điều hành 6 giàn khoan của các đối tác là nhà thầu khoan nổi tiếng trên thế giới: Transocean, Seadrill, Maerks Drilling, Vantage Drilling... Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) với vai trò là nhà điều hành đã từng bước hỗ trợ các đơn vị trong Ngành có thể tham gia đấu thầu và trúng thầu: PVEP Sông Hồng thu nổ địa chấn 2D trên đất liền tại lô Champasak và Saravan (Lào); PV Drilling khoan tại Algieria và đang tiến hành khoan phát triển mỏ tại Bir Seba; PTSC G&S thu nổ địa chấn 3D tại Myanmar, PVI Holdings cung cấp dịch vụ tái bảo hiểm cho dự án SK305 (Malaysia), 433a&416b (Algieria), Tanit (Tunisia)...

Tuy nhiên, tỷ trọng doanh thu từ hoạt động cung cấp dịch vụ ở nước ngoài còn thấp. Năm 2011, doanh thu từ hoạt động này chỉ đạt 4,5 nghìn tỷ đồng, chiếm 2% tổng doanh thu dịch vụ toàn Tập đoàn, chưa đạt được định hướng của Tập đoàn là tăng cường đầu tư phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài.

Nâng cao năng lực cạnh tranh

Hội nghị đã tập trung trí tuệ nhìn nhận những tồn tại, yếu kém cần khắc phục, từ đó xác định các mục tiêu và các giải pháp để thực hiện tốt các nhiệm vụ phát triển dịch vụ dầu khí trong năm 2012 và tạo đà phát triển cho các năm tiếp theo. Trong đó, phải kể đến trong nội bộ Tập đoàn còn hiện tượng chống chèo về chức năng, nhiệm vụ, ngành, nghề kinh doanh của một số đơn vị dẫn đến cạnh tranh nội bộ, gây khó khăn, lúng túng cho chủ đầu tư trong việc lựa chọn, giao thầu cho đơn vị trong Ngành; sự phối hợp mang tính tự giác trong hỗ trợ cùng phát triển giữa các đơn vị còn hạn chế; năng lực cạnh tranh của một số đơn vị chưa cao... Hệ thống định mức, đơn giá cho công tác dịch vụ còn thiếu, ảnh hưởng đến công tác đấu thầu cũng như

quản lý trong quá trình thực hiện dịch vụ. Kinh tế thế giới sẽ diễn biến phức tạp; yêu cầu về mức độ phức tạp và tính chuyên nghiệp trong dịch vụ kỹ thuật dầu khí ngày càng cao; điều kiện tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ngày càng khó khăn, phức tạp... đòi hỏi lĩnh vực dịch vụ dầu khí phải có bước phát triển mới.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định năm 2012 và các năm tiếp theo là năm: “nâng cao năng lực cạnh tranh trên cơ sở nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo kỹ thuật - tiến độ, hạ giá thành sản phẩm dịch vụ”. Mục tiêu đặt ra đó là phát huy sức mạnh tổng hợp của cả hệ thống chính trị trong toàn Tập đoàn để tiếp tục đẩy mạnh thực hiện chủ trương của Kết luận số 264-TB/TW ngày 31/7/2009 của Bộ Chính trị về tổ chức Cuộc vận động “Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam”, Nghị quyết số 233/NQ-ĐU ngày 17/3/2009 của Ban chấp hành Đảng bộ Tập đoàn về “phát huy nội lực, tăng cường và ưu tiên sử dụng các dịch vụ của các đơn vị thành viên trong Tập đoàn”. Đồng thời, tập trung nâng cao năng lực cạnh tranh và chất lượng dịch vụ; phát triển đội ngũ làm dịch vụ đạt chuẩn quốc tế; tăng cường đầu tư phương tiện thiết bị; áp dụng công nghệ cao và hiện đại để giảm giá thành sản phẩm dịch vụ và đảm bảo tiến độ dự án. Phấn đấu đạt mục tiêu tăng trưởng dịch vụ dầu khí năm 2012 đạt cao hơn so với năm 2011, tạo tiền đề đến năm 2015 doanh thu dịch vụ đạt 30 - 35% tổng doanh thu của toàn Tập đoàn. Con số này cao hơn 5% so với mục tiêu Chiến lược đã được Bộ Chính trị kết luận và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Để thực hiện được mục tiêu này, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh việc tập trung thực hiện đúng nội dung, lộ trình tái cấu trúc các đơn vị dịch vụ theo đề án tái cấu trúc doanh nghiệp của Tập đoàn ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tái cấu trúc để tiếp tục

phát triển Tập đoàn và các đơn vị trong Tập đoàn mạnh hơn, hoạt động hiệu quả, chuyên nghiệp và phát triển bền vững; giảm thiểu tiến tới loại bỏ cạnh tranh nội bộ, trùng lặp chức năng nhiệm vụ và ngành nghề kinh doanh giữa các đơn vị trong Tập đoàn; thu gọn đầu mối quản lý để giảm chi phí, nâng cao hiệu quả đầu tư và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Các đơn vị dịch vụ tiếp tục đẩy mạnh đầu tư, quy hoạch cơ sở vật chất, thiết bị chuyên dụng, con người để nâng cao chất lượng dịch vụ nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh của các đơn vị trong Tập đoàn. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị cung cấp dịch vụ, căn cứ vào loại hình dịch vụ, chức năng nhiệm vụ của đơn vị, xây dựng kế hoạch với các giải pháp nhằm thực hiện bằng được mục tiêu nâng cao năng lực cạnh tranh, trên cơ sở nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo tiến độ các dự án và hạ giá thành sản phẩm dịch vụ, bao gồm các nội dung: xác định loại hình dịch vụ, kế hoạch đầu tư phương tiện chuyên dụng, kế hoạch đào tạo và xây dựng đội ngũ chuyên gia chất lượng cao...; rà soát lại các quy định về cung cấp dịch vụ của Tập đoàn, mở rộng hợp tác để hỗ trợ các doanh nghiệp trong nước cùng phát triển, gắn kết chặt chẽ giữa các đơn vị trong Tập đoàn và trong nước trong việc cùng tạo ra hệ thống sản phẩm dịch vụ/hàng hóa chung. Loại bỏ hẳn việc nhận thầu rồi giao lại cho doanh nghiệp khác thực hiện. Kiên quyết không sử dụng dịch vụ nước ngoài đối với các dịch vụ mà các đơn vị

trong Tập đoàn, trong nước thực hiện được. Tiếp tục đẩy mạnh phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài, trước mắt là tập trung thực hiện dịch vụ đi liền với các dự án của Tập đoàn và các đơn vị thành viên của Tập đoàn đầu tư ở nước ngoài.

Các đơn vị sử dụng dịch vụ chủ động cung cấp thông tin nhu cầu sử dụng dịch vụ cho các đơn vị cung cấp dịch vụ trong Tập đoàn; trước khi đấu thầu phải tổ chức khảo sát để có phương án phù hợp giao cho đơn vị có chức năng trong Tập đoàn thực hiện theo thứ tự ưu tiên được quy định tại Nghị quyết 233. Các đơn vị có năng lực dịch vụ lớn trong Tập đoàn như PTSC, PV Drilling, Vietsovpetro, PVC... chủ động chủ trì phối hợp với các đơn vị dịch vụ khác trong Tập đoàn xây dựng phương án sử dụng hiệu quả các cơ sở vật chất sẵn có của từng đơn vị, hợp tác cung cấp, sử dụng dịch vụ trọn gói, nhằm tránh đầu tư chồng chéo, lãng phí và nâng cao hiệu quả đầu tư, dịch vụ trong nội bộ Tập đoàn. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng yêu cầu người đại diện của Tập đoàn tại đơn vị thành viên, trong các công ty điều hành chung, các nhà thầu dầu khí, các liên doanh với nước ngoài có trách nhiệm giới thiệu, tổ chức và tạo điều kiện để các đơn vị thành viên của Tập đoàn tham gia thực hiện các dịch vụ cho các dự án. Văn phòng đại diện của Tập đoàn tại các khu vực, các đơn vị có dự án đầu tư ở nước ngoài có trách nhiệm hỗ trợ các đơn vị dịch vụ xúc tiến dịch vụ của các đơn vị hoặc tổ hợp các đơn vị trong Tập đoàn ra nước ngoài.

Ngọc Linh

Kho cảng PV Gas. Ảnh: CTV



Khoan giếng ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ:

Nghiên cứu mặt cắt địa tầng trầm tích Paleogen

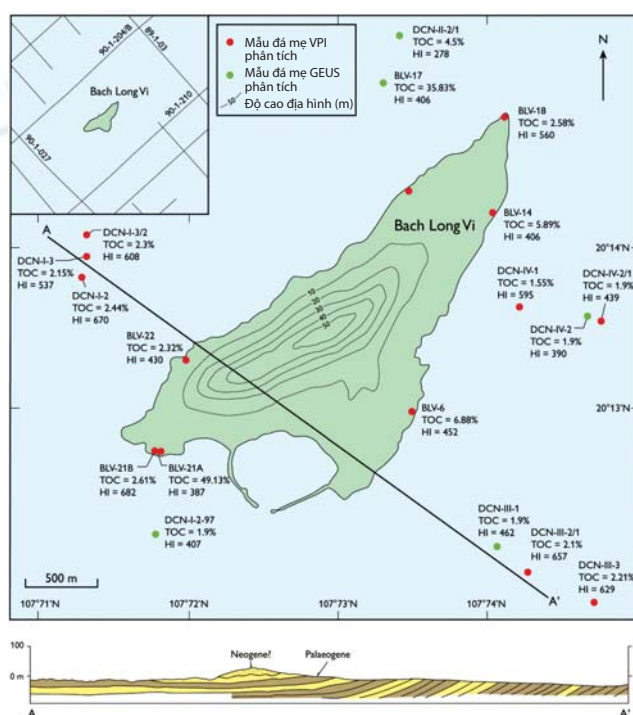
Vào 7h15' ngày 15/4/2012, giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 nằm ở phía Đông Nam của đảo Bạch Long Vĩ bắt đầu mở lỗ, dự kiến khoan đến độ sâu 500m. Các nhà khoa học của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Trung tâm Nghiên cứu và Chuyển giao Công nghệ Địa chất và Khoáng sản - Tổng cục Địa chất và Khoáng sản (CEGEMITE) sẽ đo địa vật lý, lấy mẫu toàn bộ giếng và mô tả mẫu chi tiết nhằm nghiên cứu mặt cắt địa tầng trầm tích Paleogen phục vụ cho công tác nghiên cứu tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Sông Hồng và khu vực lân cận.

Lấy mẫu lõi toàn bộ giếng khoan tới độ sâu 500m

Trong khuôn khổ Dự án “Nghiên cứu khoa học và đào tạo về mô hình hóa các bể trầm tích ở Việt Nam. Pha III: Phần phía Bắc bể Sông Hồng và miền vông Hà Nội” (Dự án ENRECA Pha III - Dự án được tài trợ bởi Quỹ Hỗ trợ phát triển Đan Mạch DANIDA) và được sự hỗ trợ bổ sung kinh phí của Petrovietnam, hợp đồng khoan giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ đã được ký ngày 29/3/2012 giữa VPI - đơn vị chủ trì dự án, Cục Địa chất Đan Mạch và Grinlen (GEUS), CEGEMITE. Chương trình khoan và phân tích mẫu cũng là một trong các hoạt động nghiên cứu chính của Dự án hợp tác nghiên cứu phi lợi nhuận giữa VPI, GEUS, các trường đại học của Việt Nam và Đan Mạch.

Đến nay, các hoạt động nghiên cứu, khảo sát địa chất thực địa, xác định vị trí giếng khoan, đo vẽ vị trí thi công giếng khoan... đã được khẩn trương triển khai thực hiện. Sau 5 ngày lắp đặt thiết bị và hoàn thiện công tác giải phóng mặt bằng, vào 7h15' ngày 15/4/2012 giếng khoan ENRECA-3 bắt đầu mở lỗ để khoan đến độ sâu 500m, lấy toàn bộ mẫu lõi ở đới cấu trúc nghịch đảo đồng trầm tích trên đảo Bạch Long Vĩ - nơi có khả năng gặp tập đá mẹ sinh dầu. Kết quả nghiên cứu 500m mẫu lõi sẽ cung cấp tài liệu và thông tin cần thiết để xây dựng mô hình phát triển trầm tích đồng tách giãn trong khu vực và bản chất của đá mẹ trong khu vực.

TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Giám đốc Dự án ENRECA phía Việt Nam cho biết: Với vị trí giếng khoan ENRECA-3 nằm ở phía Đông Nam của đảo Bạch Long Vĩ, có thể tin rằng đây là vị trí tốt nhất đảm bảo thu nhận đủ thông tin về địa tầng trầm tích Paleogen phục vụ cho công tác nghiên cứu tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Sông Hồng và khu vực lân cận. Với đá mẹ đã gặp ở các giếng khoan ngoài khơi cho phép dự đoán giếng khoan này sẽ cắt qua được tầng đá mẹ chính. Theo kế



Bản đồ đảo Bạch Long Vĩ với các vị trí lấy mẫu đá mẹ màu đỏ và xanh; ở góc trái là vị trí các tuyến địa chấn gần nhất. Mặt cắt được vẽ lại theo minh giải của Viện Dầu khí Việt Nam

hoạch, giếng khoan ENRECA-3 sẽ kết thúc vào giữa tháng 6/2012.

Mặt cắt đồng trầm tích Paleogen

Theo các chuyên gia địa chất, đảo Bạch Long Vĩ là “cửa sổ” thuận lợi nhất để có thể nhìn vào mặt cắt đồng trầm tích Paleogen ở bể Sông Hồng. Trầm tích Paleogen được chứng minh là có liên quan tới các phát hiện dầu khí ở các khu vực lân cận. Đảo Bạch Long Vĩ nằm trên nóc của địa hào trầm tích nghịch đảo Paleogen - địa hào liên kết bể Beibuwan với bể trầm tích Sông Hồng và tiếp nữa là liên kết trực tiếp với hệ thống trầm tích tách giãn khu vực dọc rìa Đông Bắc bể Sông Hồng. Hệ thống tách giãn trong khu



Lắp đặt thiết bị trên công trường khoan giếng ENRECA-3. Ảnh: Hoàng Tuấn

vực có liên quan với quá trình trượt bằng ngang dọc Đới trượt Sông Hồng. Môi trường trầm tích Paleogen nhìn chung không phải là môi trường biển, mà là môi trường lục địa. Điều này dẫn đến các thành tạo trầm tích cửa sông, châu thổ và quan trọng là trầm tích vụn đầm hồ. Sét đầm hồ và than xuất hiện ở các vết lộ trên đảo Bạch Long Vĩ và ở những nơi khác trong môi trường synrift có tiềm năng về đá mẹ tốt. Các đá mẹ tương tự cũng đã được kiểm tra ở các lô thăm dò lân cận.

Trước đây, công tác thăm dò địa chấn 2D ở bể Sông Hồng bắt đầu trong những năm cuối 1970. Sau đó, nhiều phát hiện dầu khí đã được xác định nhưng rất ít phát hiện có triển vọng thương mại. Petronas nhà điều hành Lô 102 và 106 đã thành công trong việc thử vỉa dầu ở tầng móng trong khu vực nằm ngay phía Tây đảo Bạch Long Vĩ. Điều đó khẳng định có tồn tại hệ thống dầu khí trong khu vực phần Bắc bể trầm tích Sông Hồng. Phân tích các mẫu dầu khí (dầu, condensate, khí) cho thấy đá mẹ của các phát hiện này đều có nguồn gốc đầm hồ và than, tương đồng với các đá lộ ra trên đảo Bạch Long Vĩ. Hơn nữa, về mặt địa chất, khu vực đảo Bạch Long Vĩ còn ít được quan tâm tìm kiếm thăm dò, triển khai một giếng khoan lấy mẫu toàn bộ trên đảo là cần thiết để có những hiểu biết mới về lịch sử phát triển và mặt cắt địa tầng đồng trầm tích trong khu vực.

Ngoài việc đo địa vật lý giếng khoan, các mẫu lấy được từ giếng khoan được đánh giá qua một chương trình phân tích chi tiết tại các phòng thí nghiệm của VPI và GEUS bao gồm: mô tả thạch học trầm tích, xác định tuổi địa tầng, phân tích địa hóa, phân tích khoáng vật sét, phân tích thạch học cát và xác định độ rỗng, độ thấm. Ngoài ra, nghiên cứu chuyên sâu AFTA (Apatite Fission Track Analysis) dự kiến cũng sẽ được triển khai để định lượng hóa quá trình nghịch đảo kiến tạo và bóc mòn cũng như quá trình nâng lên của toàn khu vực. Có thể nói, giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 sẽ tạo ra cơ sở tài liệu có ý nghĩa về lát cắt trầm tích đồng trầm tích tách giãn trong bể Sông Hồng.

Thế Hùng - Việt Hà

PGS. TS. Nguyễn Trọng Tín - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam:

Đảo Bạch Long Vĩ nằm ở Đông Bắc Vịnh Bắc bộ, cách Hòn Dấu - Hải Phòng 110 km, là phần lộ ra của địa hào Paleogen liên kết với hệ thống trầm tích đồng tách giãn có tiềm năng sinh dầu khí cao ở các lô thăm dò lân cận. Quá trình nghịch đảo kiến tạo diễn ra từ Oligocen dẫn đến việc nâng lên và lộ ra bề mặt trầm tích synrift. Các đá trầm tích đầm hồ và than Paleogen lộ ra trên đảo là những đá mẹ chính trong khu vực. Dự án ENRECA khoan giếng thẳng đứng, lấy mẫu toàn bộ với chiều sâu 500m nhằm phân tích thành phần và quá trình thành tạo địa tầng trầm tích đồng tách giãn trong khu vực. Giếng khoan sử dụng các phương pháp khoan tiêu chuẩn, dung dịch khoan nước. Giếng khoan có thiết kế sử dụng hệ thống chống nổ khí (BOP) nhằm làm giảm rủi ro do các bẫy dầu khí gây ra.

Giếng khoan sẽ đo carota, lấy mẫu lõi toàn bộ giếng và mô tả mẫu chi tiết. Mẫu được xác định tuổi bằng sinh địa tầng với khoảng lấy mẫu trung bình 10 - 20m/mẫu. Ngoài ra, một chương trình phân tích mẫu chi tiết cũng sẽ được thực hiện bao gồm các phân tích Vitrinite, hàm lượng vật chất hữu cơ của đá mẹ, phân tích dấu vết sinh học và các phân tích chuyên sâu khác. Trong đó, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ đảm nhận 70% khối lượng công việc, phần còn lại do đối tác Đan Mạch triển khai.

Dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí ở Việt Nam”

Được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ tại công văn số 891/CP-QHQT (ngày 29/9/2000), số 290/TTg-QHQT (ngày 17/2/2006), số 2191/TTg-QHQT (23/11/2011), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp nhận dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí ở Việt Nam” thuộc chương trình “Nâng cao năng lực nghiên cứu” (ENRECA) với sự tài trợ của Cơ quan Phát triển Quốc tế Đan Mạch (Danida). Tập đoàn đã giao cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) hợp tác với Cục Địa chất Đan Mạch và Grinlen (GEUS), Đại học Tổng hợp Copenhagen (KU), Đại học Mỏ - Địa chất (HUMG), Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội (HUS) thực hiện dự án này. Đây là dự án hợp tác nghiên cứu với mục tiêu nâng cao năng lực nghiên cứu trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí đặc biệt là phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích cho các viện nghiên cứu và trường đại học Việt Nam. Đến nay, Dự án đã hoàn thành hai giai đoạn: Pha I - nghiên cứu bể trầm tích Phú Khánh (2001 - 2004), Pha II - nghiên cứu bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu (2005 - 2009) và đang triển khai Pha III - nghiên cứu phía Bắc bể Sông Hồng và miền Vông Hà Nội.



Sự cần thiết phải thu nổ lại địa chấn 3D và xử lý tài liệu bằng công nghệ cao phù hợp với điều kiện địa chất đặc thù mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn tận thăm dò

KS. Nguyễn Đình Hợi

Tóm tắt

Cấu tạo Bạch Hổ do Công ty Dầu khí Mobil (Hoa Kỳ) phát hiện bằng tài liệu địa chấn 2D và giếng khoan sâu tìm kiếm đầu tiên (Wildcat) BH-1X phát hiện dầu khí từ tầng sản phẩm Miocen hạ vào năm 1974. Từ những năm 80 của thế kỷ trước đến nay, Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) đã phát hiện thêm các đối tượng mới quan trọng như móng chứa dầu mỏ Bạch Hổ và đang tiếp tục thực hiện tìm kiếm thăm dò và khai thác mỏ này. Sự kiện quan trọng nhất là đã phát hiện và khai thác dầu khí trong đá móng granite nứt nẻ trước Đệ tam; các tầng sản phẩm được xác định nằm trong đá móng nứt nẻ và đá trầm tích ở các tuổi khác nhau, ở các độ sâu khác nhau. Sau một thời gian dài khai thác dầu khí với khối lượng lớn thì sản lượng khai thác tại mỏ hiện nay đã qua đỉnh điểm và đang ở giai đoạn suy giảm, hơn nữa việc bơm một khối lượng nước tương tự vào vỉa làm bức tranh phân bố dầu - nước tại mỏ Bạch Hổ thay đổi mạnh.

Hiện nay, Vietsovpetro vẫn đang sử dụng tài liệu địa chấn 3D thu nổ từ năm 1992 (khi mỏ mới được đưa vào khai thác) để điều chỉnh mạng lưới các giếng khoan phát triển mỏ nên việc liên kết tài liệu giếng khoan với tài liệu địa chấn rất khó khăn. Sự kiện giếng khoan BH-19 và các giếng khoan khác cho thấy tính phức tạp của mỏ đồng thời cũng chỉ ra tiềm năng dầu khí còn ẩn chứa ở những vị trí khác nhau và độ sâu khác nhau cần được làm sáng tỏ. Do đó tài liệu địa chấn 3D hiện đang dùng không đáp ứng được yêu cầu nghiên cứu và sản xuất, cần phải có tài liệu giàu thông tin và độ chính xác cao mang tính đột phá và phù hợp với cấu trúc địa chất phức tạp của mỏ Bạch Hổ.

Công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn hiện đại giúp các nhà địa chất tháo gỡ những khó khăn gặp phải khi dùng các tài liệu theo công nghệ truyền thống, trong đó tài liệu nền tảng quan trọng để nghiên cứu địa chất cho phát triển lại mỏ là tài liệu địa chấn 3D công nghệ cao; thu nổ địa chấn 3D nhiều góc phương vị hay góc phương vị rộng; xử lý bất đẳng hướng nghiên cứu nứt nẻ và xử lý tập trung đa điểm cho những vùng địa chất phức tạp, đối tượng nghiên cứu nằm ở sâu là những công nghệ mới khi công nghệ thông tin phát triển mạnh những năm gần đây và đã được áp dụng trong sản xuất.

Nội dung bài báo nêu lên sự cần thiết phải thu nổ lại địa chấn 3D và xử lý tài liệu bằng công nghệ cao, đáp ứng công tác thăm dò và khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn hiện nay.

1. Mở đầu

Mỏ Bạch Hổ nằm ở bồn trũng Cửu Long thuộc khối nâng Trung tâm có tiềm năng dầu khí cao, có vị trí thuận lợi cho công tác thăm dò, khai thác dầu khí. Mỏ cách Tp. Vũng Tàu 125km về hướng Đông - Nam, cách bờ nơi gần nhất 70km, độ sâu nước biển 50m (Hình 1). Đây là loại mỏ có tầng chứa đặc biệt khác với các mỏ thông thường - móng granite nứt nẻ trước Đệ tam chứa dầu ở độ sâu từ 3.000m trở xuống. Tuy diện tích mỏ không rộng, nhưng chiều dày tầng sản phẩm chứa khối lượng dầu lớn và thuộc loại mỏ lớn trên thế giới. Dầu thô Bạch Hổ ít lưu huỳnh, tỷ trọng nhẹ, là loại dầu tốt, có giá trị thương mại cao. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất mới bàn giao đi vào sản xuất thương mại cuối năm 2010 được thiết kế trên cơ sở chất lượng dầu thô Bạch Hổ. Vì vậy, nguồn đầu vào này cần được cung cấp đầy đủ và lâu dài kể cả khi Nhà máy mở rộng công suất.

Sản lượng khai thác dầu khí tại mỏ Bạch Hổ đã đạt đến đỉnh điểm (13,5 triệu tấn) vào các năm 2002, 2003 và hiện nay đang khai thác ở giai đoạn cuối, sản lượng khai thác dầu giảm dần, ở mức 6 triệu tấn trong năm 2010. Nhiều giếng khai thác đã và đang ngập nước hoặc ngưng làm việc. Mặc dù vậy, vấn đề thu hồi lại địa chấn 3D, 4D trên toàn mỏ Bạch Hổ chưa được chú ý để phục vụ cho công tác quản lý và tái phát triển mỏ nhằm khai thác tối đa lượng dầu còn lại, kéo dài đời mỏ, nâng cao hiệu quả khai thác mỏ.

2. Tình trạng mỏ Bạch Hổ

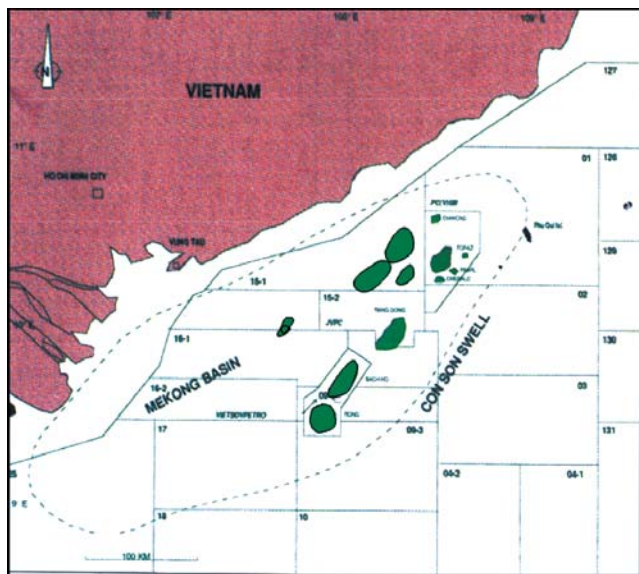
Trên mỏ Bạch Hổ hiện đang có đầy đủ hệ thống khai thác bao gồm: các giếng khai thác, các giếng bơm ép duy trì áp suất vỉa từ các giàn cố định MSP và các giàn nhẹ BK, hệ thống đường ống vận chuyển dầu khí, cáp điện ngầm, hệ thống xử lý sơ bộ dầu khai thác trên giàn công nghệ, hệ thống lưu trữ dầu và xuất dầu thương phẩm FSO...

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu thuộc loại lớn. Các đối tượng khai thác bao gồm tầng móng nứt nẻ, trầm tích Oligocen, Miocen. Các giếng khai thác ở tầng móng giảm lưu lượng và ngập nước nhanh. Các đối tượng trầm tích chủ yếu là các thân cát có chiều dày không ổn định và dạng thấu kính khó xác định. Sản lượng khai thác dầu ở các đối tượng trầm tích nằm ở các độ sâu và tuổi khác nhau, chiếm tỷ lệ nhỏ so với sản lượng thu được ở tầng đá móng nứt nẻ. Do hệ thống đứt gãy có biên độ lớn theo các hướng khác nhau chia thành các khối biệt lập và độ sâu chứa dầu

cũng khác nhau nên chế độ khai thác và bơm ép gặp khó khăn. Việc xác định các thấu kính cát chứa dầu trong trầm tích Miocen, Oligocen và các vùng nứt nẻ chứa dầu trong móng để đưa giếng khoan vào đúng vị trí là một thách thức. Điều kỳ lạ của tầng chứa móng nứt nẻ khi phát hiện dầu là không có nước đáy. Do đã khai thác được gần 200 triệu tấn dầu, một khối lượng lớn khí đồng hành và tương tự một khối lượng lớn nước biển được bơm vào mỏ nên tình trạng phân bố dầu khí và nước trong lòng đất đã thay đổi đáng kể mà không thể xác định được bằng tài liệu địa chấn 3D thu hồi năm 1992 hiện đang sử dụng.

Việc bơm ép khối lượng lớn nước biển vào vỉa để duy trì áp suất nếu đúng vị trí, đúng độ sâu và đúng chế độ là một thành công lớn, khai thác được tối ưu lượng dầu khí của mỏ. Tài liệu địa chấn 3D thu hồi lần đầu (năm 1992) còn nghèo thông tin nứt nẻ và tài liệu giếng khoan có độ sâu hạn chế, thiếu tài liệu địa chấn 4D phản ánh trung thực tình trạng vỉa dầu, nhất là khi đã có sự thay đổi mạnh phân bố dầu - nước như hiện nay. Nếu việc bố trí các giếng khoan khai thác và bơm ép chưa hợp lý thì có một lượng dầu bị bỏ quên nằm lại trong vỉa. Phần dầu khí tích tụ cao trong phạm vi mỏ đã giảm đi đáng kể sau nhiều năm khai thác đã làm thay đổi tính chất vỉa, tính chất vật lý và do đó thông tin địa chấn cũng thay đổi. Tần số, biên độ phản xạ, tính liên tục trục đồng pha trên bề mặt phản xạ sẽ không còn như tài liệu cũ, dẫn đến khó khăn khi liên kết tài liệu địa chấn với tài liệu địa vật lý giếng khoan của các giếng khoan sau này.

Tại giếng BH-19, dầu được phát hiện ở độ sâu 4.331 - 4.861m TVDSS, tức là thấp hơn độ sâu trước đây đã xác định ở khu vực vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ. Các giếng khoan khác cũng có những sự kiện riêng nói lên sự phong phú của tầng chứa mỏ Bạch Hổ, cần làm sáng tỏ thêm các vị trí chứa dầu còn chưa được phát hiện. Đến nay, chưa thu hồi lại địa chấn (4D) bằng công nghệ mới nhất để có tài liệu chất lượng cao cung cấp thông tin tầng chứa và phân bố dầu - nước cần thiết cho nghiên cứu và điều chỉnh mạng lưới các giếng khoan khai thác và bơm ép. Việc khai thác tài liệu địa chấn chủ yếu vẫn chỉ là vẽ bản đồ các tầng ranh giới chuẩn các đơn vị địa tầng SH-3, 5, 7, 8, 10 và móng, chưa khai thác hết các thông tin địa chấn về biên độ, tần số, tốc độ cho nghiên cứu chi tiết địa tầng, thạch học, độ rỗng, độ bão hòa, hệ số Poisson... đối với các tầng chứa trong trầm tích và móng nứt nẻ cho nghiên cứu địa chất trong điều hành khai thác và quản lý mỏ.



Hình 1. Bản đồ vị trí khu vực mỏ Bạch Hổ [9]

Có một khó khăn tồn tại trong nghiên cứu địa chất mỏ Bạch Hổ liên quan đến liên kết số liệu địa chấn với số liệu giếng khoan. Ở phần trung tâm mỏ, nơi có mật độ giếng khoan cao, thu nhận được nhiều tài liệu giếng khoan để nghiên cứu. Ưu điểm của tài liệu giếng khoan là có độ phân giải thẳng đứng cao, chính xác, nhưng chỉ có giá trị trong lòng giếng khoan và vùng xung quanh gần thân giếng khoan. Ra xa khỏi giếng khoan và sâu hơn đáy giếng khoan khó liên kết các giếng khoan khác với nhau vì tướng địa chất thay đổi hoặc bị đứt gãy chẵn. Do không có kết hợp nghịch đảo địa chấn bằng tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao (Hình 11) nên việc liên kết trở nên khó khăn, đó cũng là lý do tại sao không vẽ được bản đồ đỉnh và đáy vỉa tầng sản phẩm. Hơn nữa, tài liệu địa vật lý giếng khoan chỉ đo trong thân giếng khoan ở những khoảng có các tầng sản phẩm, không liên tục cho cả mặt cắt địa chất khiến cho việc nghiên cứu toàn mỏ không thuận lợi. Mặt khác tài liệu sonic chỉ được hiệu chỉnh chính xác ở những giếng khoan có đo địa chấn thẳng đứng trong giếng khoan VSP, còn đa phần không có hiệu chỉnh. Những giếng khoan khô, không đúng độ sâu thiết kế, khai thác ngập nước, không tiếp nhận nước bơm vào, những giàn khai thác không đúng vị trí; chỉ có số ít giếng có sản phẩm cao... là những vấn đề cần được giải quyết. Do sử dụng tài liệu thu nổ địa chấn 3D công nghệ cũ trong quản lý mỏ nên công tác cải thiện thu hồi dầu kém hiệu quả. Hệ thống giàn khai thác trong đó có các giếng khoan khai thác và bơm ép không ở vị trí tối ưu trong không gian ba chiều. Điều này nói lên tính đa dạng, phức tạp của mỏ và là thách thức cho công tác nghiên cứu địa chất trong điều hành khai thác mỏ.

Hiện nay, phần triển vọng dầu khí còn lại xác định trên cơ sở tài liệu địa chấn thông thường là cực kỳ khó khăn. Mặc dù đã có nhiều giếng khoan, nhiều thông tin địa chất bổ sung để chính xác hóa nhưng tài liệu địa chấn vẫn là tài liệu liên kết cần thiết để sử dụng cho nghiên cứu trong quá trình phát triển mỏ. Không thể giải quyết việc nghiên cứu chi tiết và chính xác cao về địa tầng, thạch học, độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa... cho các tầng sâu trong đó có móng nứt nẻ nếu không có tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao kết hợp với tài liệu giếng khoan.

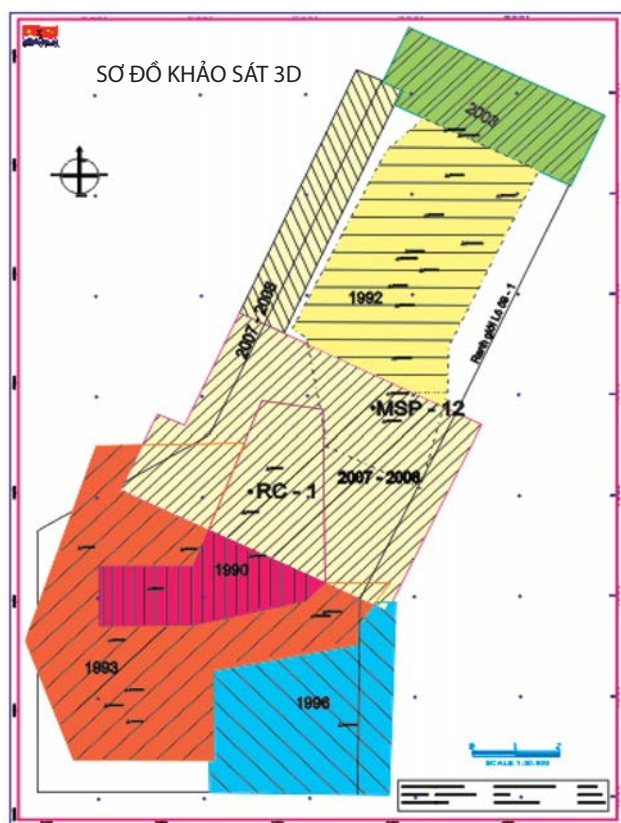
3. Tình trạng tài liệu địa chấn mỏ Bạch Hổ

Cấu tạo Bạch Hổ được phát hiện bằng tài liệu địa chấn 2D do Công ty Địa vật lý GSI thu nổ năm 1974 ở mạng lưới 4 x 4km. Sau ngày miền Nam hoàn toàn giải phóng, năm 1978, Tổng cục Dầu khí Việt Nam quyết định tiến hành khảo sát 731km tuyến địa vật lý mạng lưới 2D chi tiết 1 x 1km ở Bạch Hổ trong khuôn khổ hợp đồng thu nổ địa vật lý với Công ty Địa vật lý GECO, Na-uy. Năm 1985, Vietsovpetro đã khảo sát 552km tuyến địa chấn 2D đan dày xen kẽ với mạng lưới trước đây do GECO thực hiện để tạo ra mạng lưới 2D chi tiết hơn 0,5 x 0,5km với mục đích thu nhận được tài liệu minh giải thuận lợi hơn (Hình 3). Nhưng do công tác đảm bảo hàng hải và định vị hạn chế nên không đạt được khoảng cách đồng đều giữa các tuyến thu nổ. Cũng chính những tài liệu địa chấn 2D này đã được xử lý giả 3D bằng phần mềm của Công ty SIMON HORIZONT thực hiện ở London, Vương quốc Anh năm 1991.

Thực tế trong quá trình sử dụng, tài liệu địa chấn 2D chỉ đủ để giải quyết các vấn đề tìm kiếm các mỏ lớn có cấu trúc địa chất đơn giản và các đối tượng dầu khí ở độ sâu không lớn. Tài liệu địa chấn 2D không lý giải được hiện tượng giếng khoan sai độ sâu hay giếng khoan khô. Đối với mỏ có cấu trúc địa chất phức tạp, tài liệu địa chấn 2D không cho phép bố trí các giàn cố định, những giếng khoan thăm định, khai thác và bơm ép ở vị trí tối ưu. Giếng khoan BH-4 khoan hết chiều sâu thiết kế không gặp móng, tiếp tục khoan sâu hơn ở khả năng tối đa và phải dừng lại trước khi đến bề mặt móng. Giếng khoan BH-9 và một số giếng khác cũng không khoan đến móng; hiện tượng chân đế giàn cố định đã đánh chìm để xây dựng phải dừng lâu chờ cơ hội, những giếng khoan không đúng vị trí thiết kế... là một minh chứng. Những năm cuối thập niên 80 của thế kỷ trước, Vietsovpetro đã lên kế hoạch khảo sát địa chấn 3D trên mỏ Bạch Hổ nhưng không thực hiện được do chưa có khả năng kỹ thuật. Năm 1990, Vietsovpetro thực hiện

khảo sát địa chấn 3D lần đầu tiên ở Việt Nam thông qua hợp đồng với Công ty Địa vật lý GECO. Kết quả khảo sát chứng minh tính ưu việt của công nghệ mới 3D, đặc biệt làm rõ hình ảnh cấu trúc địa chất trước đây còn tranh cãi và nhờ đó lý giải những nghi ngờ về vị trí các giếng đã khoan. Tuy nhiên việc phê duyệt khảo sát địa chấn 3D ở mỏ Bạch Hổ bị chậm trễ do nhiều nguyên nhân chủ quan, khách quan. Đến năm 1992, khi đã khai thác được 10 triệu tấn dầu thô, địa chấn 3D trên một khối lượng khiêm tốn 242km² không phủ hết toàn bộ mỏ Bạch Hổ mới được phép thi công.

Năm 2003, Vietsovpetro đã thực hiện thu nổ địa chấn 3D ở phần diện tích còn lại phía Bắc mỏ Bạch Hổ thuộc khu vực hoạt động của Xí nghiệp để nối với giếng khoan BH-10 nằm trong phần thu nổ năm 1992. Các năm 2007 - 2008, Vietsovpetro tiếp tục tiến hành khảo sát địa chấn 3D phần còn lại ở phía Tây - Bắc nơi tiếp giáp với giếng khoan BH-11 và phần Tây - Nam mỏ Bạch Hổ tiếp giáp với mỏ Rồng, trong đó có gối đầu với phần khảo sát năm 1992 ở khu vực giếng BH-17 nơi đã đặt chân đế giàn cố định MSP-12. Nhưng do không có kỹ thuật undershooting nên không thu được hết số liệu ở khu vực này. Việc thu nổ địa chấn 3D bổ sung theo công nghệ cũ



Hình 2. Sơ đồ các khu vực khảo sát địa chấn 3D ở khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

không đáp ứng được việc nâng cao chất lượng tài liệu cho công tác nghiên cứu nứt nẻ và môi trường bất đẳng hướng cho toàn mỏ.

Toàn bộ diện tích khảo sát địa chấn 3D ở các năm khác nhau trên mỏ Bạch Hổ không phủ kín hết diện tích cần thiết của mỏ (Hình 2). Mặc dù vậy, những thông tin địa chấn 3D của phần còn bỏ trống trước đây đã làm sáng tỏ thêm bẫy chứa dầu và được khẳng định bằng khoan sâu.

Phương pháp thăm dò địa chấn cung cấp nhiều thông tin địa chất và đặc biệt hình ảnh cấu trúc địa chất mà các phương pháp khác không có được. Chính vì vậy mà tài liệu địa chấn được sử dụng như là tài liệu cơ sở cùng với các tài liệu giếng khoan khác trong quá trình tìm kiếm, thăm dò và khai thác mỏ. Phương pháp địa chấn có nhiều tiến bộ vượt bậc về kỹ thuật và công nghệ gắn liền với các lĩnh vực khoa học kỹ thuật khác giúp cho công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác nâng cao hiệu quả, rút ngắn thời gian và giảm chi phí. Từ phương pháp phản xạ thông thường phát triển ra phương pháp điểm sâu chung làm tăng tỷ số sóng có ích trên sóng nhiễu, đặc biệt làm suy giảm sóng lặp lại nhiều lần - một loại sóng nhiễu đặc trưng địa chấn biển, số mạch địa chấn trong cáp thu tăng dần từ 12, 24, 48... lên đến hàng nghìn mạch cho phép tăng năng suất thu nổ, tăng nguồn thông tin và tăng độ phân giải tài liệu. Nguồn nổ và cáp địa chấn biển cũng có nhiều cải tiến chống nhiễu, tăng cường độ tín hiệu thu. Cùng với kỹ thuật và công nghệ địa chấn, công tác định vị luôn song hành với khảo sát địa chấn cũng có nhiều tiến bộ. Từ định vị sóng vô tuyến như SYLEDIS, ARGO... đến định vị vệ tinh toàn cầu GPS được cải chính tín hiệu làm tăng độ chính xác định vị điểm thu tương ứng với độ chính xác và độ phân giải cao của các đối tượng nghiên cứu. Công nghệ thu nổ không ngừng phát triển nhằm khắc phục những hạn chế trước đây không thể thực hiện được và tăng độ chính xác của tài liệu, làm giàu thông tin địa chất như ghi sóng phản xạ chuyển đổi PS có thành phần sóng ngang S với chi phí thấp để nghiên cứu nứt nẻ và tăng độ sâu nghiên cứu. Công nghệ thu nổ nhiều hướng hoặc góc phương vị rộng có giá trị cao đối với các cấu trúc phức tạp và có độ bất đẳng hướng cao như mỏ Bạch Hổ.

Trong xử lý cũng có phần mềm diệt nhiễu áp dụng rộng rãi làm tăng chất lượng tài liệu như dịch chuyển thời gian 2D, dịch chuyển thời gian 3D, dịch chuyển thời gian hai lần và một lần sau cộng, dịch chuyển thời gian trước cộng, dịch chuyển sâu sau và trước cộng, dịch chuyển bất đẳng hướng, xử lý tập trung đa điểm. Các chương trình lọc

nhiều sóng lặp lại nhiều lần cần thiết cho địa chấn biển cũng không ngừng phát triển.

Công nghệ xử lý tập trung đa điểm không truyền thống có tác dụng nâng cao chất lượng tài liệu đặc biệt cho những vùng có địa chất phức tạp và đối tượng nghiên cứu ở độ sâu lớn mà địa chấn thông thường không giải quyết được.

Cho đến nay, khi đã khai thác được gần 200 triệu tấn dầu thô mà tài liệu địa chấn 3D thu nổ theo công nghệ của những năm trước vẫn còn đang sử dụng để phát triển và khai thác mỏ Bạch Hổ. Chính điều này dẫn đến những khó khăn trong quá trình thăm dò và khai thác.

4. Tài liệu địa chấn 3D năm 1992

Năm 1992, Công ty GECO đã huy động tàu địa chấn thu nổ GECO KAPPA và tàu nổ RED GOLD để thực hiện khảo sát địa chấn 3D trên mỏ Bạch Hổ theo hợp đồng ký kết với Vietsovpetro.

Thông số thu nổ cơ bản như sau:

- Diện tích khảo sát 3D đủ bọt: 242 km².
- Số cấp thu: 2.
- Độ dài mỗi cấp thu: 3.000m.



Hình 3. Mặt cắt địa chấn 2D [9]

- Số mạch địa chấn trong một cấp thu: 240.
- Khoảng cách giữa tâm các nhóm máy thu: 12,5m.
- Khoảng cách giữa các tuyến điểm giữa chung CMP: 50m.
- Bội phủ: 60.
- Nguồn nổ: nguồn đơn, súng hơi.
- Khoảng cách giữa hai điểm nổ: 25m.
- Thu nổ theo hướng Đông Nam - Tây Bắc.
- Định vị: SYLEDIS và GPS.

Công tác thu nổ được tiến hành trong tình trạng mỏ có nhiều chương ngại vật như các giàn MSP, BK, các tàu chứa dầu, các tàu xây dựng, dịch vụ, hệ thống các đường ống dẫn dầu khí ngầm và cáp điện ngầm. Để khắc phục tình trạng này cũng như bảo đảm an toàn các công trình biển và thu đầy đủ thông tin địa chấn, Công ty GECO đã áp dụng thu nổ hai tàu và theo kỹ thuật undershooting.

Hệ thống định vị SYLEDIS làm việc không ổn định, dễ bị ảnh hưởng bởi thời tiết và vào ban đêm, có tầm với hạn chế, độ chính xác không cao. Tại thời điểm này Hệ thống định vị vệ tinh toàn cầu GPS của Mỹ chưa hoàn chỉnh chỉ dùng làm hệ thống thứ cấp khi khảo sát địa vật lý do độ chính xác không cao và chưa được Chính phủ Mỹ cho phép sử dụng trong dân sự. Hệ thống la bàn đặt dọc theo cấp thu, hệ thống siêu âm và quang học (LASER) ở đầu, cuối cấp và nguồn nổ, hệ thống RGPS đặt ở phao cuối cấp thu để định vị vị trí nguồn nổ và điểm thu.

Tài liệu thực địa 3D này được xử lý dịch chuyển thời gian sau cộng ở trung tâm xử lý nhà thầu GECO tại Kuala Lumpur (Malaysia) dưới sự giám sát của các chuyên gia Vietsovpetro và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Tài liệu này không đảm bảo chất lượng để nghiên cứu chi tiết (Hình 4). Việc xử lý lại tài liệu địa chấn 3D này trở thành một yêu cầu để nghiên cứu địa chất mỏ. Vấn đề này không dễ dàng được chấp nhận ngay do có nhiều ý kiến khác nhau.

Do nhu cầu nghiên cứu mỏ, Vietsovpetro đã thực hiện xử lý lại tài liệu địa chấn thu nổ năm 1992 bằng dịch chuyển chiều sâu sau cộng tập trung vào tầng móng vào năm 1995 ở Trung tâm xử lý nhà thầu phụ GOLDEN GEOPHYSICAL tại Texas (Hoa Kỳ) để phục vụ cho công tác mô phỏng của nhà thầu chính SSI, dưới sự giám sát chặt chẽ của đại diện Vietsovpetro, sau đó đã tiến hành xử lý dịch chuyển chiều sâu trước khi cộng PrSDM. Công nghệ mới xử lý dịch

chuyển chiều sâu cho kết quả tốt đánh dấu cột mốc quan trọng trong nghiên cứu mỏ Bạch Hổ (Hình 5).

Kết quả xử lý lại tài liệu địa chấn 3D bằng dịch chuyển chiều sâu mở ra hướng đi mới cho những nhà nghiên cứu tầng chứa móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ. Tài liệu này cung cấp các thông tin địa chất mới bằng hình ảnh cấu trúc rõ ràng và lý giải được hiện tượng các giếng khoan khô hay khoan không đúng chiều sâu thiết kế và làm thay đổi quan niệm và tư duy địa chất, bình đồ cấu tạo bề mặt tầng móng thay đổi chi tiết đáng kể (Hình 6, 7, 8, 9). Những khái niệm và thuật ngữ “tầng không phân dị”, “tầng phong hóa”, “móng tươi”... nay được nhìn nhận đầy đủ hơn. Vấn đề đứt gãy nghịch gây tranh cãi trên các tài liệu trước đây cũng được làm sáng tỏ (Hình 5).

Từ đây, việc khai thác thông tin địa chấn trong móng mỏ Bạch Hổ để khẳng định có sự tồn tại tầng chứa trong móng đã được triển khai mà trước đây không được đề cập đến. Ngoại trừ trường hợp báo cáo của Viện Dầu khí Việt Nam mà tác giả là TSKH. Trương Minh và KS. Hà Quốc Quân đã mạnh dạn sử dụng thông tin địa chấn 2D dưới móng để đánh giá trữ lượng một cách lạc quan, đưa trữ lượng tiềm năng dầu khí của mỏ lên đến tỷ tấn nhưng không được chú ý đến.

Việc phát hiện dầu trong móng là may mắn và rất tình cờ. Những giếng khoan thăm dò trước đây do nhà thầu khoan thiết kế, thi công xây dựng giếng khoan, thử vỉa và viết báo cáo tổng kết khoan (trong thiết kế giếng khoan đều có yêu cầu khoan xuyên vào trong móng đủ sâu, lấy mẫu để chứng minh đã đi qua hết lát cắt trầm tích). Mặt khác, nhà thầu thường thiết kế và khoan sâu hơn trong móng. Vì vậy, ở giếng khoan BH-1 khi khoan vào móng phải dừng lại theo chiều sâu thiết kế, mặc dù có biểu hiện mất dung dịch và tốc độ khoan nhanh còn có khả năng khoan sâu hơn. Khi giếng khoan Bạch Hổ BH-6 khoan trong móng sâu hơn thiết kế thấy dầu cũng không được xác nhận mà cho rằng dầu thu được từ tầng Oligocen. Chỉ sau này khi tài liệu địa chấn 3D dịch chuyển chiều sâu có chất lượng tốt và kết quả nghiên cứu các mẫu lõi, mẫu dầu ở các giếng khác mới có đủ cơ sở kết luận chính xác về dòng dầu trong móng nứt nẻ được phát hiện đầu tiên ở mỏ Bạch Hổ chính tại giếng khoan BH-6.

Những hạn chế mang tính lịch sử của lần thu nổ địa chấn 3D đầu tiên năm 1992 là:

- Diện tích mạng lưới 3D nhỏ không phủ trùm hết toàn bộ diện tích mỏ, còn bỏ trống những diện tích không có thông tin.

- Tuyến địa chấn ngắn và chiều dài cáp chưa đủ dài, không phù hợp với chiều sâu nghiên cứu, hạn chế thu sóng trao đổi PS dẫn đến hạn chế thu nhận thông tin bất đẳng hướng cho đối tượng dầu khí ở các độ sâu khác nhau, đặc biệt là trong móng nứt nẻ. Mặc dù độ dài ghi là 5sec., nhưng từ độ sâu tầng chứa móng nứt nẻ trở xuống tồn tại sóng dọc P và yếu dẫn trên nền phong nhiễu, sóng chuyển đổi PS để nghiên cứu nứt nẻ không thu được đầy đủ.

- Khoảng cách giữa các tuyến CMP thưa không có khả năng tăng độ phân giải cao hơn.

- Thu nổ theo một hướng Đông Nam - Tây Bắc và ngược lại, chỉ là 2D đơn dày, độ phân giải thấp và nhiễu mạnh, không cho hình ảnh cấu trúc hoàn thiện.

- Bội phủ 60 không đủ lớn để loại trừ sóng lặp lại.
- Độ chính xác và ổn định của hệ thống định vị bị hạn chế.
- Xử lý chưa có các công nghệ như ngày nay.

Vì vậy, tài liệu địa chấn 3D thu nhận theo công nghệ cũ trước đây không phản ánh được mối quan hệ biên độ và thông tin bất đẳng hướng của tầng chứa. Sử dụng sóng dọc P không phân biệt được các lý do gây ra dị thường biên độ, trong khi đó sóng ngang S hay sóng chuyển đổi PS có tác dụng tốt cho việc nghiên cứu này. Tài liệu địa chấn không có sóng ngang S hay sóng chuyển đổi PS trở nên không nhạy cảm và không thích hợp cho việc áp dụng các kỹ thuật và công nghệ mới để nghiên cứu nứt nẻ, bất đẳng hướng. Việc minh giải, phân tích và nghiên cứu như nghịch đảo địa chấn nhằm nhận biết ranh giới các tầng sản phẩm, sự thay đổi tướng (Hình 11), biên độ thay đổi theo khoảng cách thu nổ AVO, trở kháng âm học AI, trở kháng đàn hồi EI, hệ số Poisson, tính chất tầng chứa... cần có tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao. Một số công trình nghiên cứu đã sử dụng tài liệu địa chấn 3D thông thường hạn chế về chất lượng làm đầu vào cho các kỹ thuật, công nghệ như nghịch đảo địa chấn, AVO không có kết quả tốt.

5. Lý do phải thực hiện thu nổ 3D và xử lý tài liệu bằng công nghệ cao

Hình ảnh địa chấn chính xác cao mang tính quyết định đến khả năng thành công của việc xác định vị trí giếng khoan và vị trí giàn khai thác MSP trong phạm vi mỏ. Dựa trên kỹ thuật và công nghệ địa chấn truyền thống, những hình ảnh địa chấn thường dựa trên những