

Dầu Khí



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

SỐ 3 - 2012

ISSN-0866-854X



Đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí
đối tượng Synrift bể Nam Côn Sơn

Xuất bản hàng tháng
Số 3 - 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: Tuổi trẻ PV OIL - Đoàn kết, xung kích, sáng tạo, tiếp tục đổi mới phương thức hoạt động, chung sức, chung lòng góp phần thực hiện hiệu quả nhiệm vụ sản xuất kinh doanh của Tổng công ty Dầu Việt Nam. Ảnh: Trọng Đạt



TIÊU ĐIỂM

PETROVIETNAM

Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012:

Vượt qua thách thức để phát triển lĩnh vực “xương sống”

Trong điều kiện khu vực nước nông tỷ trọng giá tăng trở lại, không liên tục chi phí của các công nghệ và trong số giá tăng trở lại, điều kiện thị trường dầu khí phức tạp, đòi hỏi công nghệ, chi phí cao, Ngành Dầu khí Việt Nam vẫn kiên trì, thực hiện khai thác mỏ hoạt động tốt, nhằm khai thác an toàn, hiệu quả 24.81 triệu tấn dầu quy đổi trong năm 2012, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Đây cũng là nội dung chính được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thảo luận tại Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012.



T.S. Đỗ Văn Hào - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: N. Công

Giải pháp thực hiện kế hoạch E&P năm 2012

Ngày 2/3/2012, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí nhằm tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác và phát triển cơ sở dầu khí năm 2011; thảo luận về kế hoạch, giải pháp cụ thể để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác năm 2012 và giai đoạn 2011 - 2015. T.S. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và T.S. Nguyễn Vũ Trường Sơn - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị. Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, các Bộ, Công Thương, Kế hoạch - Đầu tư, Tài chính, Văn phòng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và T.S. Phạm Đình Thạc - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT, T.S. Đỗ Văn Hào - Tổng giám đốc Tập đoàn cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc Tập đoàn, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phụ trách lĩnh vực thăm dò, khai thác qua các thời kỳ. Lãnh đạo và chuyên gia các Ban chức năng của Tập đoàn và các đơn vị thành viên, đơn vị doanh nghiệp trực thuộc hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam...

Hội nghị đã nghe báo cáo tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí năm 2011 và kế hoạch triển khai năm 2012 (Ban Tin tức - Thông tin); đánh giá tình hình thực hiện kế hoạch khai thác dầu khí năm 2011 và các giải pháp thực hiện kế hoạch năm 2012. Ban Khai thác Dầu khí 2 hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và khả năng giải pháp thực hiện các mục tiêu tăng trưởng và sản lượng khai thác ở nước ngoài. Ngoài giải pháp thực hiện kế hoạch năm 2012, Ban Khai thác Dầu khí 2 hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và khả năng giải pháp thực hiện các mục tiêu tăng trưởng và sản lượng khai thác ở nước ngoài. Ngoài giải pháp thực hiện kế hoạch năm 2012, Ban Khai thác Dầu khí 2 hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và khả năng giải pháp thực hiện các mục tiêu tăng trưởng và sản lượng khai thác ở nước ngoài.

ĐẦU KHÍ - SỐ 3/2012 3

TIÊU ĐIỂM

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

Tiết giảm chi phí và tái cấu trúc doanh nghiệp

Tính trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế đầu tiên của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị đầy mạnh thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP nhằm thực hiện quyết tâm hoàn thành xuất sắc và toàn diện tất cả các chỉ tiêu, nhiệm vụ năm 2012, với chủ đề “Thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua về đích trước” góp phần tích cực nhất vào việc thực hiện các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước trong năm 2012 và các năm tiếp theo.



Thư trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hữu phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: CTV

Tiết giảm chi phí 3.720 tỷ đồng trong năm 2012

Chiều ngày 26/2/2012, tại 7 điểm cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã tổ chức Hội nghị đầy mạnh thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí sản xuất kinh doanh theo Nghị quyết số 01/NQ-CP của Chính phủ. Tham dự Hội nghị có Thủ tướng Bộ Tài chính Trần Văn Hữu, Phó Bí thư Đảng ủy Khối doanh nghiệp Trung ương Nguyễn Văn Ngọc, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam T.S. Phạm Đình Thạc, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam T.S. Đỗ Văn Hào, các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc, đại diện các Ban, Văn phòng Tập đoàn và đơn vị thành viên.

Với ý thức trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế đầu tiên của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ, ngày từ cuối năm 2011, đầu năm 2012, Petrovietnam đã chủ động triển khai thực hiện Chương trình công tác năm 2012 với chủ đề “Thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua về đích trước”. Trong đó, xác định phấn đấu hoàn thành 3 mục tiêu/nhiệm vụ lớn trong năm 2012: thực hiện xuất sắc kế hoạch sản xuất kinh doanh và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2012 được Chính phủ giao; thực hiện tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản phẩm theo đúng chỉ đạo của Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2012 của Chính phủ và chỉ đạo của Bộ Tài chính tại Công văn số 1724/BTC-TCCN ngày 14/2/2012; này dụng và triển khai thực hiện Đề án tái cấu trúc doanh nghiệp trong toàn Tập đoàn theo đúng chủ trương Kết luận Hội nghị Trung ương 3 khóa XI và Chỉ thị số 04/CT-TT ngày 17/1/2012 của Thủ tướng Chính phủ về việc đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước.

ĐẦU KHÍ - SỐ 3/2012

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 12 ♦ Phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu áp dụng cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây có độ sâu nước biển lớn
- 17 ♦ Đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí đối tượng Synrift bể Nam Côn Sơn
- 28 ♦ Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin dùng cho bơm ép nước trong công nghiệp khai thác dầu khí
- 35 ♦ Nghiên cứu khả năng sử dụng chất lỏng ion để tách lưu huỳnh trong dầu diesel
- 41 ♦ Đánh giá các ảnh hưởng của nước biển dâng do biến đổi khí hậu đối với các công trình dầu khí trên bờ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đề xuất các giải pháp ứng phó
- 48 ♦ Mô phỏng quá trình lan truyền dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu tại khu vực ven biển Hải Phòng

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

- 57 ♦ Vai trò condensat trong cấu trúc thị trường dầu khí ở châu Á và châu Á - Thái Bình Dương
- 61 ♦ Xu hướng mới trong bảo đảm an ninh năng lượng

TIN TỨC - SỰ KIỆN

- 67 ♦ Nâng cao hiệu quả công tác an toàn - sức khỏe - môi trường
- 70 ♦ PVID bọc ống cong và phụ kiện cho dự án Sư Tử Trắng
- 71 ♦ Mỹ và Anh xem xét đề xuất mở kho dự trữ chiến lược để “hạ nhiệt” giá dầu
- 72 ♦ Total tham gia phát triển nhà máy lọc dầu của Kuwait tại Trung Quốc

Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012:

Vượt qua thách thức để phát triển lĩnh vực “xương sống”

Trong điều kiện khu vực nước nông tỷ trọng gia tăng trữ lượng không lớn vì chỉ còn lại các cấu tạo nhỏ và trọng số gia tăng trữ lượng chủ yếu từ khu vực nước sâu, điều kiện thi công khó khăn phức tạp đòi hỏi công nghệ, chi phí cao, Ngành Dầu khí Việt Nam vẫn kiên trì, tích cực triển khai mạnh mẽ hoạt động cốt lõi, nhằm khai thác an toàn, hiệu quả 24,81 triệu tấn dầu quy đổi trong năm 2012, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Đây cũng là nội dung chính được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thảo luận tại Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: N. Linh

Giải pháp thực hiện kế hoạch E&P năm 2012

Ngày 2/3/2012, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí nhằm tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác và phát triển các mỏ dầu khí năm 2011; thảo luận về kế hoạch, giải pháp cụ thể để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác năm 2012 và giai đoạn 2011 - 2015. TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ThS. Nguyễn Vũ Trường Sơn - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị. Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, các Bộ: Công Thương, Kế hoạch Đầu tư, Tài chính. Về phía Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT; TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc Tập đoàn; Lãnh đạo Tập

đoàn Dầu khí Việt Nam phụ trách lĩnh vực thăm dò, khai thác qua các thời kỳ; Lãnh đạo và chuyên gia các Ban chức năng của Tập đoàn và các đơn vị thành viên, liên doanh dầu khí đang hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam...

Hội nghị đã nghe báo cáo tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí năm 2011 và kế hoạch triển khai năm 2012 (Ban Tìm kiếm - Thăm dò); đánh giá tình hình thực hiện kế hoạch khai thác dầu khí năm 2011 và các giải pháp thực hiện kế hoạch năm 2012 (Ban Khai thác Dầu khí); hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và khả năng giải pháp thực hiện các mục tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác ở nước ngoài giai đoạn 2011 - 2015 (Ban Quản lý hợp đồng tại nước ngoài). Trên cơ sở đó, Hội nghị tập trung phân tích và đánh giá cụ thể về các thách thức, khó khăn, vướng mắc và rút ra bài học

kinh nghiệm về công tác quản lý và điều hành trong quá trình triển khai thực hiện kế hoạch năm 2011. Trong kế hoạch và giải pháp thực hiện kế hoạch tìm kiếm thăm dò, khai thác và phát triển mỏ dầu khí năm 2012, Hội nghị thảo luận về các khó khăn, thách thức và đề ra giải pháp cụ thể thực hiện thành công các mục tiêu gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí ở trong nước và nước ngoài trong năm 2012; kế hoạch chiến lược thăm dò khai thác dầu khí giai đoạn 2011 - 2015.

Bên cạnh đó, Hội nghị quan tâm thảo luận xung quanh các chuyên đề: Bài học kinh nghiệm từ công tác thăm dò thăm lượng, công tác dự báo và quản lý mỏ dài hạn, đặc biệt cho đối tượng móng của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP); Công tác thăm dò và tận dụng thăm dò ở khu vực mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và giải pháp đảm bảo sản lượng khai thác năm 2012 của Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro); Kết quả Dự án - Tiềm năng và trữ lượng dầu khí các bể trầm tích Việt Nam tại thời điểm năm 2011, phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo của Viện Dầu khí Việt Nam; Trạng thái và giải pháp đảm bảo tiến độ dự án trọng điểm Hải Thạch - Mộc Tinh của Biển Đông POC; Giải pháp phát huy nội lực, nâng cao năng lực tư vấn thiết kế phục vụ cho hoạt động thăm dò khai thác dầu khí của PV Engineering...

Giai đoạn 2011 - 2020, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phấn đấu gia tăng trữ lượng 38 - 46 triệu tấn quy dầu/năm, trong đó: trong nước 25 - 30 triệu tấn/năm, ngoài nước 13 - 16 triệu tấn/năm. Khai thác dầu khí: đến 2015 đạt 33 triệu tấn quy dầu/năm (trong đó: trong nước 29 triệu tấn, ngoài nước 4 triệu tấn); đến 2020 đạt 42 - 44 triệu tấn quy dầu/năm (trong đó: trong nước 30 - 31 triệu tấn, ngoài nước 12 - 13 triệu tấn).

Đưa 7 mỏ/công trình mới vào khai thác

Trong năm đầu tiên thực hiện Chiến lược tăng tốc phát triển của Tập đoàn giai đoạn 2011 - 2015, với mục tiêu chiến lược đảm bảo an ninh năng lượng, gia tăng trữ lượng dầu khí, phát triển và khai thác hiệu quả các mỏ dầu khí nhằm đáp ứng nhu cầu trong nước và xuất khẩu, Ngành Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển khai, vượt qua nhiều thách thức, thực hiện thành công và vượt mức chỉ tiêu kế hoạch Chính phủ giao trong tất cả các lĩnh vực, đặc biệt trong lĩnh vực thăm dò khai thác - lĩnh vực “xương sống” của Tập đoàn. Năm 2011, công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được triển khai tích cực ở cả trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê



Để đạt sản lượng khai thác 6,14 triệu tấn dầu, Vietsovpetro đang phải đối mặt với nhiều thách thức. Ảnh: CTV

duyet và thu được nhiều kết quả quan trọng. Cụ thể, Tập đoàn đã ký 7 hợp đồng dầu khí mới (cả trong và ngoài nước), hoàn thành toàn bộ khối lượng khảo sát địa chấn 2D và 3D theo đúng kế hoạch, an toàn, thu nổ 5.659km² địa chấn 3D và 19.446km địa chấn 2D; khoan 21 giếng khoan thăm dò - thăm lượng.

Đặc biệt, năm 2011 đánh dấu 3 phát hiện dầu khí mới tại các cấu tạo: Mèo Trắng-1X, Gấu Trắng-1X (bể Cửu Long), Cá Voi Xanh-2X (bể Sông Hồng). Trong đó, phát hiện tại cấu tạo Cá Voi Xanh-2X tại giếng khoan thăm dò 118-CVX-2X là phát hiện quan trọng nhất, có thể khẳng định tiềm năng dầu khí tại bể Sông Hồng tốt hơn so với đánh giá trước đây, sẽ là nguồn gia tăng trữ lượng chủ yếu cho giai đoạn tiếp theo. Nhờ những phát hiện mới này, gia tăng trữ lượng năm 2011 của Tập đoàn đạt 35,3 triệu tấn quy dầu, bằng 101% kế hoạch Chính phủ giao. Sản lượng khai thác năm 2011 của Tập đoàn đạt 15,21 triệu tấn dầu thô, bằng 101,4% kế hoạch năm (trong nước đạt 14,38 triệu tấn, ngoài nước đạt 0,83 triệu tấn) và 8,6 tỷ m³ khí, bằng 106,1% kế hoạch năm, vượt mức kế hoạch Chính phủ giao (15 triệu tấn dầu và 8,2 tỷ m³). Tập đoàn cũng phát triển và đưa 7 mỏ/khu vực mới ở trong, ngoài nước vào khai thác: Tê Giác Trắng, Chim Sáo, Đại Hùng giai đoạn 2, RC-6, RC-7, Visovoi (Liên bang Nga), Dana (Malaysia).

Có thể nói, Tập đoàn đã đẩy mạnh và gia tăng đầu tư cơ sở vật chất, trang thiết bị và tiềm lực khoa học công nghệ phục vụ thăm dò, khai thác dầu khí. Tập đoàn đã từng bước làm chủ công tác điều hành khai thác và xây dựng, phát triển mỏ, giữ được mức sản lượng theo kế hoạch, đã tạo ra và nâng dần sản lượng khai thác ở nước ngoài, đóng góp đáng kể vào đảm bảo an ninh năng lượng và tăng trưởng kinh tế của đất nước. Công tác phát triển mỏ ở trong nước được triển khai tích cực và có nhiều đổi mới từ khâu phê duyệt đến tổ chức triển khai, các mỏ được giám sát chặt chẽ, chế độ khai thác được điều chỉnh hợp lý, công tác khai thác diễn ra an toàn. Nhiều giếng khoan thăm lượng đạt kết quả tốt cho thấy khả năng tìm thêm trữ lượng ở những cấu tạo đã phát hiện. Công tác đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ra nước ngoài được triển khai tích cực, hoạt động khoan được quản lý và giám sát an toàn, hiệu quả. Đặc biệt, Tập đoàn đã bắt đầu tự điều hành phát triển các mỏ có tính phức tạp ở vùng nước sâu; triển khai phát triển các mỏ nhỏ sử dụng cơ sở hạ tầng có sẵn của các mỏ lân cận; nghiên cứu áp dụng thử nghiệm các giải pháp tăng cường thu hồi dầu và có kết quả khả quan, hoàn thành nghiệm thu

cấp cơ sở các dự án thành phần thuộc Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”... Tuy nhiên, công tác thăm dò, khai thác dầu khí còn không ít khó khăn: rủi ro địa chất trong tìm kiếm thăm dò ngày càng cao, tiến độ phát triển một số mỏ nhỏ, giếng khu vực nước sâu trong nước còn chậm, đầu tư cho tìm kiếm thăm dò dầu khí còn khiêm tốn, nguồn nhân lực kỹ thuật cao còn mỏng...

Trọng tâm gia tăng trữ lượng năm 2012

Trong năm 2012, Tập đoàn tập trung quản lý tốt công tác tìm kiếm thăm dò và khoan đối với 60 hợp đồng dầu khí đang có hiệu lực, điều tra tài nguyên dầu khí, cân đối trạng thái các giếng khoan thăm dò/thăm lượng, thực hiện hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò các hợp đồng dầu khí trong nước, tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài vào các lô còn mở tại Việt Nam, phấn đấu ký 3 - 5 hợp đồng dầu khí mới... Theo TS. Nguyễn Quốc Thập, kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn năm 2012 là một thách thức lớn khi chỉ tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí phải đạt 35 - 40 triệu tấn quy dầu (trong đó, gia tăng trữ lượng trong nước là 26 - 30 triệu tấn).

Để hoàn thành kế hoạch thăm dò, khai thác năm 2012, TS. Nguyễn Quốc Thập cho rằng, công tác thăm dò, khai thác dầu khí cần tiếp tục đẩy mạnh trước yêu cầu của nhiệm vụ trong tình hình mới khi các khu vực thăm dò truyền thống dần bị co hẹp lại, các mỏ dầu khí khai thác chủ đạo đang ở giai đoạn cuối, các mỏ mới phát hiện có trữ lượng nhỏ... Để đảm bảo chỉ tiêu gia tăng trữ lượng, cần đảm bảo tiến độ công tác tìm kiếm thăm dò ở trong nước, tăng cường mở rộng tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí ra các khu vực mới và ở nước ngoài. Để đảm bảo sản lượng, cần triển khai tốt công tác quản lý mỏ, nghiên cứu khoa học, áp dụng công nghệ mới, nhằm gia tăng hệ số thu hồi, quản lý hiệu quả các mỏ đang khai thác hiện có. Đối với các mỏ chuẩn bị đưa vào khai thác, cần thực hiện tốt và đồng bộ các giải pháp với mục tiêu đưa các mỏ/công trình vào khai thác đúng tiến độ, đảm bảo gia tăng trữ lượng, đồng thời có phương án dự phòng để bù trữ lượng/sản lượng khai thác. Bên cạnh đó, cần đẩy mạnh và nâng cao chất lượng công tác nghiên cứu khoa học công nghệ để các sản phẩm được ứng dụng trực tiếp cho công tác thăm dò khai thác dầu khí trong năm 2012 và những năm tiếp theo.

Theo TS. Phan Tiến Viễn - Trưởng Ban Tìm kiếm - Thăm dò Tập đoàn thì khu vực nước nông tỷ trọng gia tăng trữ lượng không lớn vì các cấu tạo nhỏ và trọng số gia tăng

trữ lượng chủ yếu từ khu vực nước sâu, điều kiện thi công khó khăn phức tạp đòi hỏi công nghệ, chi phí cao. Kết quả các giếng khoan trong năm 2011 ở các khu vực mới/ít thăm dò kết quả không khả quan đòi hỏi có các nghiên cứu trước khi triển khai tiếp, cần đảm bảo giàn khoan đủ để hoàn thành một số lượng lớn giếng khoan thăm dò thăm lượng và các giếng khoan khai thác... Ban Tìm kiếm - Thăm dò đã đề ra các giải pháp cụ thể để thực hiện thành công kế hoạch 2012: giám sát điều hành chặt chẽ các hoạt động khảo sát địa chấn, khoan thăm dò thăm lượng để đảm bảo hoàn thành toàn bộ khối lượng theo đúng kế hoạch; tăng cường kiểm tra, đôn đốc, tháo gỡ kịp thời mọi khó khăn, vướng mắc phát sinh trước các chiến dịch khoan, thu nổ địa chấn; chủ động điều phối các nhà thầu sử dụng giàn khoan để tiết kiệm chi phí và thời gian đấu thầu; có phương án kịp thời để bổ sung số lượng giếng khoan tìm kiếm thăm dò hợp lý đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng; kiểm tra, hướng dẫn đôn đốc việc lập báo cáo trữ lượng của các nhà thầu; đẩy nhanh việc xây dựng và hoàn thiện cơ sở dữ liệu E&P...

Về kế hoạch khai thác dầu khí, KS. Nguyễn Văn Toàn - Trưởng Ban Khai thác Dầu khí Tập đoàn cho rằng trở ngại lớn nhất là thiếu giàn khoan trầm trọng khi thực hiện khối lượng công tác khoan lớn, tình trạng suy giảm sản lượng, độ ngập nước tăng ở một số mỏ lớn vẫn tiếp tục diễn biến phức tạp... Trước tình hình đó, Ban Khai thác Dầu khí đưa ra giải pháp tập trung giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, cập nhật thường xuyên mô hình địa chất, mô hình khai thác nhằm kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ, đặc biệt là các đối tượng móng nứt nẻ; tối ưu hóa, nâng cao hiệu quả gaslift của các giếng; tăng cường công tác sửa chữa giếng bằng chuyển tầng xử lý acid vùng cận đáy giếng, nứt vỡ thủy lực, ngăn cách tầng ngập nước; tối ưu hóa công tác vận hành, bố trí lịch bảo dưỡng sửa chữa các thiết bị khai thác hợp lý để nâng cao thời gian hoạt động của toàn hệ thống. Đồng thời, cần đảm bảo có đủ giàn khoan và các vật tư thiết bị khoan theo đúng tiến độ, chuẩn bị kỹ chương trình khoan nhằm giảm thiểu sự cố và ảnh hưởng của thời tiết; đảm bảo tiến độ đưa các mỏ, công trình mới vào hoạt động đúng kế hoạch...

Giải pháp về khoa học công nghệ nhằm thực hiện thành công kế hoạch thăm dò, khai thác năm 2012:

- Nâng cao chất lượng các sản phẩm, công trình nghiên cứu khoa học. Các đề tài, nhiệm vụ nghiên cứu khoa học phải đáp ứng nhu cầu thực tiễn sản xuất và tập trung vào nghiên cứu điều tra cơ bản, nghiên cứu đốn đầu, nghiên cứu ứng dụng trong sản xuất kinh doanh;

- Tăng cường trao đổi kinh nghiệm để tăng hiệu quả của công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thông qua các hội nghị, hội thảo chuyên đề;

- Đẩy mạnh các hoạt động nghiên cứu tổng hợp để chính xác hóa vị trí các giếng khoan thăm dò, thăm lượng, các quan điểm tìm kiếm thăm dò mới tại các bể truyền thống cũng như các bể nước sâu;

- Đẩy mạnh công tác nghiên cứu, đánh giá các đối tượng tìm kiếm thăm dò phi truyền thống như tầng chứa chặt xít, bẫy địa tầng, khí than (CBM), khí đá phiến (shale gas), băng cháy (gas hydrate)... tạo cơ sở định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò trong thời gian tới;

- Đối với thân dầu móng, cần tiếp tục nghiên cứu thông qua các đề tài, nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và các hội thảo chuyên đề để rút ra bài học kinh nghiệm, tìm ra lời giải trong công tác điều hành và quản lý mỏ nhằm làm chủ công nghệ khai thác thân dầu móng, nâng cao hiệu quả khai thác trong giai đoạn hiện nay;

- Tiếp tục đẩy mạnh triển khai các đề án nghiên cứu và thử nghiệm các giải pháp gia tăng thu hồi dầu;

- Nghiên cứu, đề xuất công nghệ và cơ chế phù hợp để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên.



Dự kiến giàn E1A mỏ Rạng Đông sẽ được đưa vào khai thác trong tháng 8/2012. Ảnh: CTV

Định hướng phát triển lĩnh vực cốt lõi

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực khẳng định: “Tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí trong tư duy, trong chủ trương, trong định hướng, trong chiến lược của Tập đoàn đều khẳng định đây là lĩnh vực cốt lõi, tiếp tục phát triển đi lên. Đã là cốt lõi, chúng ta tiếp tục đầu tư vốn, nguồn nhân lực đẩy lĩnh vực này trong giai đoạn tiếp theo phát triển. Chính sự phát triển của lĩnh vực này sẽ kéo theo sự phát triển của tất cả các lĩnh vực khác”. Nhấn mạnh thành công cơ bản đạt được

trong lĩnh vực E&P trong năm 2011, TSKH. Phùng Đình Thực cũng chỉ ra nhiệm vụ khó khăn, thách thức lớn. Năm 2012, Tập đoàn khoan thăm dò - thăm lượng 28 giếng, khoan phát triển, khai thác, bơm ép 64 giếng, phần đầu hoàn thành vượt mức kế hoạch khai thác Chính phủ giao 15,81 triệu tấn dầu thô, 9 tỷ m³ khí...

Để thực hiện bằng được kế hoạch tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí của năm 2012, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đưa ra 10 vấn đề yêu cầu khối E&P nghiên cứu, đưa ra giải pháp cụ thể, tổ chức thực hiện trong giai đoạn tiếp theo. Thứ nhất, Vietsovpetro tiếp tục điều chỉnh kế hoạch khoan, nghiên cứu kỹ hơn, hoàn thiện và tối ưu hóa gaslift, khoan bổ sung các giếng khoan. Thứ hai, trong khi các mỏ lớn (đặc biệt là mỏ Bạch Hổ) đang trong giai đoạn suy giảm mạnh, quy luật móng khi ngập nước phải đóng giếng nhanh, các mỏ nhỏ ở tầng móng diễn biến hết sức phức tạp. Yêu cầu khối E&P tập trung nghiên cứu tìm lời giải, rút ra bài học kinh nghiệm, hạn chế tình trạng xấu nhất ở mỏ Bạch Hổ. Thứ ba, với số lượng giếng khoan nhiều, giàn khoan thiếu, cần nâng cao vai trò điều phối của Tập đoàn, PV Drilling bố trí giàn hợp lý, tối ưu hóa. Thứ tư, tăng cường kiểm tra giám sát, nỗ lực tối đa đưa 9 mỏ/công trình mới vào khai thác đúng tiến độ: Sư Tử Trắng, Lan Đỏ, Mèo Trắng, Gấu Trắng, Khối H4-Tê Giác Trắng, Giàn E-1A mỏ Rạng Đông, Tây Khosedaiu (Liên bang Nga), Tây Desaru (Malaysia), Junin 2 (Venezuela). Thứ năm, phối hợp với các Bộ, Ban,



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao đổi với các đại biểu bên lề Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2012. Ảnh: Hương Linh

Ngành liên quan khi triển khai thăm dò, khai thác dầu khí ở khu vực nước sâu, xa bờ. Thứ sáu, cần đẩy mạnh thu hút đầu tư nước ngoài vào tìm kiếm thăm dò ở các khu vực còn mở vì càng ra sâu, ra xa càng khó khăn về địa chất, khoa học công nghệ và vốn. Thứ bảy, giá thành cho 1 thùng dầu càng ngày càng tăng, do đó cần tập trung nghiên cứu thật nghiêm túc, khoa học, chọn giếng khoan thật chuẩn, hạ giá thành gia tăng trữ lượng 1 tấn dầu. Thứ tám, Tập đoàn phát động tiết kiệm 3.720 tỷ đồng trong năm 2012, trong đó chủ yếu tiết kiệm từ sáng kiến hợp lý hóa sản xuất, bên cạnh tiết kiệm chi phí quản lý, đầu tư. Thứ chín, công tác thăm dò, khai thác dầu khí tại nước ngoài tiếp tục được đẩy mạnh, đặc biệt là khai thác dầu siêu sớm ở Venezuela tháng 12/2012. Đối với dự án này, vấn đề quan trọng nhất Tập đoàn nỗ lực để khai thác công nghiệp vào năm 2014, đạt sản lượng khai thác đỉnh vào năm 2016. Thứ mười, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn cũng chia sẻ các vấn đề liên quan đến kế hoạch tìm kiếm thăm dò khai thác giai đoạn 2011 - 2015, đặc biệt Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” là bức tranh cập nhật tiềm năng và trữ lượng dầu khí, làm cơ sở định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn tiếp theo.

Việt Hà

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

Tiết giảm chi phí và tái cấu trúc doanh nghiệp

Ý thức trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế đầu tàu của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị đẩy mạnh thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP nhằm thể hiện quyết tâm hoàn thành xuất sắc và toàn diện tất cả các chỉ tiêu, nhiệm vụ năm 2012, với chủ đề “Thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua Về đích trước”, góp phần tích cực nhất vào việc thực hiện các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước trong năm 2012 và các năm tiếp theo.



Thứ trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hiếu phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: CTV

Tiết giảm chi phí 3.720 tỷ đồng trong năm 2012

Chiều ngày 28/2/2012, tại 7 điểm cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã tổ chức Hội nghị đẩy mạnh thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí sản xuất kinh doanh theo Nghị quyết số 01/NQ-CP của Chính phủ. Tham dự Hội nghị có Thứ trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hiếu, Phó Bí thư Đảng ủy Khối doanh nghiệp Trung ương Nguyễn Văn Ngọc, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu, các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc, đại diện các Ban, Văn phòng Tập đoàn và đơn vị thành viên.

Với ý thức trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế đầu tàu của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ, ngay từ cuối năm 2011, đầu năm 2012, Petrovietnam đã chủ động triển khai thực hiện Chương

trình công tác năm 2012 với chủ đề “Thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua Về đích trước”. Trong đó, xác định phần đầu hoàn thành 3 mục tiêu/nhiệm vụ lớn trong năm 2012: thúc đẩy sản xuất kinh doanh, phấn đấu hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2012 được Chính phủ giao; thực hiện tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản phẩm theo đúng chỉ đạo của Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2012 của Chính phủ và chỉ đạo của Bộ Tài chính tại Công văn số 1724/BTC-TCĐN ngày 14/2/2012; xây dựng và triển khai thực hiện Đề án tái cấu trúc doanh nghiệp trong toàn Tập đoàn theo đúng chủ trương Kết luận Hội nghị Trung ương 3 (Khóa XI) 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.

Để thực hiện hiệu quả Chương trình công tác năm, đến nay tất cả các đơn vị trong toàn Tập đoàn đã xây dựng Chương trình hành động phù hợp với điều kiện cụ thể của từng đơn vị và đăng ký tổ chức thực hiện đồng bộ các giải pháp hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu nhiệm vụ được Tập đoàn giao trong năm 2012, trong đó có chương trình và giải pháp tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản xuất. Trên cơ sở đó, Tập đoàn đã đăng ký tiết giảm chi phí quản lý, giảm giá thành sản phẩm với tổng giá trị là 3.720 tỷ đồng, tăng 11% so với cam kết thực hiện của Tập đoàn trong năm 2011 (3.361 tỷ đồng). Với con số này, Petrovietnam là đơn vị có mức tiết giảm lớn nhất trong số các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước đã đăng ký cam kết trước đó khi triển khai thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ.

Cụ thể, Tập đoàn sẽ tập trung tiết giảm 2.661,239 tỷ đồng chi phí từ cải tiến, hợp lý hóa sản xuất và tiết kiệm nguyên nhiên vật liệu, năng lượng. Đây là nội dung quan trọng nhất mà Petrovietnam tập trung đẩy mạnh thực hiện trong năm 2012 và các năm tiếp theo. Các giải pháp chủ yếu: đẩy mạnh nghiên cứu khoa học kỹ thuật, áp dụng các giải pháp, công nghệ tiên tiến và sáng kiến cải tiến vào hoạt động sản xuất kinh doanh; rà soát, hiệu chỉnh các định mức kinh tế kỹ thuật về tiêu hao nguyên, nhiên, vật liệu, năng lượng; định mức khai thác và sử dụng máy móc, thiết bị; hợp lý hóa sản xuất, thực hiện sửa chữa, bảo dưỡng đúng và vượt tiến độ trên cơ sở tối ưu hóa quy trình công nghệ, chuẩn bị nhân lực, vật tư và phụ tùng; cải tiến phương pháp thi công, xây lắp theo hướng chuyên nghiệp, đưa các công trình mới vào vận hành đúng hoặc vượt tiến độ; rà soát vật tư dự trữ, phối hợp với các đơn vị trong Ngành huy động tối đa vật tư tồn kho lâu ngày, chậm luân chuyển để đưa vào sản xuất...

Bên cạnh đó, Tập đoàn tiết giảm chi phí quản lý 562,537 tỷ đồng bằng cách đẩy mạnh cải cách hành chính, quản lý chặt chẽ các chi phí quản lý từ Công ty Mẹ - Tập đoàn tới các đơn vị thành viên, thắt chặt định mức chi tiêu, sử dụng ô tô, điện thoại, trang bị tài sản...; lồng ghép các nội dung để rút ngắn thời gian họp, hội nghị nhằm tiết kiệm chi phí; chỉ tổ chức hội thảo, hội

nghị ở trụ sở chính của đơn vị hoặc sử dụng cơ sở của các đơn vị trong Tập đoàn; tăng cường xử lý công việc bằng trực tuyến và đường công vụ; cử cán bộ đi công tác đúng đối tượng, đúng số lượng. Trong đầu tư xây dựng cơ bản, Tập đoàn đặt mục tiêu tiết giảm chi phí 496,225 tỷ đồng, thực hiện giao thầu với mức tiết giảm 3 - 5% so với kế hoạch, giá dự toán được duyệt; đẩy nhanh tiến độ dự án xây dựng cơ bản bằng hình thức cam kết trách nhiệm của người đứng đầu.

Để cập việc tiết giảm chi phí trong sản xuất kinh doanh, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực khẳng định, vấn đề này đã được Petrovietnam thực hiện quyết liệt từ nhiều năm nay, các đơn vị của Tập đoàn cùng lĩnh vực phải sử dụng chung

hạ tầng để tiết giảm chi phí. Chủ tịch HĐQT nhấn mạnh, công tác tiết giảm chi phí của Tập đoàn và các đơn vị không đơn thuần là cắt giảm chi tiêu, mà đòi hỏi sản phẩm làm ra phải có chi phí thấp nhất, đạt hiệu quả cao nhất. Đặc biệt, đối với các dự án, chỉ cần hoàn thành

đúng tiến độ, đưa các dự án đi vào hoạt động đúng thời hạn là đã mang lại hiệu quả kinh tế rất lớn. Cùng với các giải pháp chung áp dụng cho tất cả các đơn vị, tùy vào đặc điểm cụ thể, các đơn vị xây dựng thêm các giải pháp cụ thể để thực hiện tiết giảm chi phí.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu cho biết, riêng 2 tháng đầu năm 2012, Tập đoàn đã hoàn thành xuất sắc các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh. "Với 3.720 tỷ đồng tiết kiệm chi phí trong sản xuất kinh doanh là con số khá lớn, nhưng nếu cán bộ công nhân viên của Petrovietnam đồng lòng thực hiện, sẽ có khả năng vượt xa con số tiết kiệm đó" - TS. Đỗ Văn Hậu khẳng định. Đại diện Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro), Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn và Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã cam kết sẽ triển khai quyết liệt các giải pháp để hoàn thành thắng lợi các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh của năm 2012, thực hiện tiết giảm chi phí đạt hiệu quả cao nhất.

Với con số cam kết tiết giảm chi phí và hạ giá thành sản phẩm lên tới 3.720 tỷ đồng, Petrovietnam là Tập đoàn có mức tiết giảm lớn nhất so với các tập đoàn, tổng công ty nhà nước đã ký cam kết trước đó. Hạ giá thành sản phẩm và tiết giảm chi phí là giải pháp sống còn để các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước nói chung, Petrovietnam nói riêng nâng cao sức cạnh tranh trong môi trường cạnh tranh khốc liệt khi nước ta đã mở cửa hội nhập sâu rộng. Tiết kiệm không chỉ đơn thuần là cắt giảm chi tiêu, mà là sự tối đa hóa hiệu quả hoạt động cũng như lợi nhuận trên số vốn bỏ ra.

Tái cấu trúc, nâng cao hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp

Thực hiện Kết luận Hội nghị Trung ương 3 (Khóa XI) và Chỉ thị số 03/CT-TTg ngày 17/1/2012 của Thủ tướng Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã chủ động, tích cực xây dựng và tổ chức thực hiện nghiêm túc Đề án tái cấu trúc doanh nghiệp trong toàn Tập đoàn. Mục tiêu của tái cấu trúc là xây dựng Tập đoàn là doanh nghiệp Nhà nước tốt nhất, là trụ cột của kinh tế Nhà nước trong quá trình xây dựng và phát triển đất nước theo định hướng XHCN. Tái cấu trúc để tiếp tục phát triển Tập đoàn mạnh hơn, tập trung vào ngành, nghề kinh doanh chính, nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển bền vững; tiếp tục giữ vững vị trí Tập đoàn mạnh số một của Việt Nam và phần đầu trong 5 năm tới là Tập đoàn kinh tế mạnh trong khu vực, có tốc độ tăng trưởng bình quân 18 - 20%/năm.

Quan điểm chỉ đạo là xây dựng, phát triển, đổi mới mô hình Tập đoàn phải quán triệt đầy đủ tư tưởng và quan điểm của Đảng về xây dựng nền kinh tế thị trường định hướng XHCN, thể hiện trong các Nghị quyết Đại hội đại biểu toàn quốc của Đảng và chiến lược phát triển kinh tế xã hội 2011 - 2020 của đất nước. Xây dựng thành Tập đoàn kinh tế năng động, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và quốc tế, tối ưu hóa việc sử dụng mọi nguồn lực sẵn có, xã hội hóa, thu hút đầu tư trong và ngoài nước, tập trung vào 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính là: thăm dò, khai thác dầu khí, lọc - hóa dầu, công nghiệp khí, công

nghiệp điện và dịch vụ dầu khí chất lượng cao, trong đó thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi; gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí; tiếp tục giữ vững vai trò đầu tàu kinh tế, là công cụ điều tiết vĩ mô của Nhà nước; tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, bảo vệ môi trường và đi đầu trong công tác an sinh xã hội. Hoàn thiện chuỗi giá trị của hoạt động dầu khí từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, tàng trữ, lọc - hóa dầu, chế biến khí đến kinh doanh phân phối các sản phẩm dầu khí và điện khí phù hợp với Chiến lược phát triển của Tập đoàn đến năm 2015 và tầm nhìn đến năm 2025 đã được Bộ Chính trị thông qua và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tái cấu trúc Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015 là quá trình tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý để hoạt động của Tập đoàn đạt hiệu quả cao hơn với lộ trình phù hợp, không gây xáo trộn không cần thiết trong sản xuất kinh doanh.

Trong giai đoạn 2011 - 2015, Tập đoàn xác định công tác tái cấu trúc doanh nghiệp sẽ tập trung vào các nội dung: hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý của Tập đoàn và các đơn vị thành viên trong Tập đoàn; tổ chức sắp xếp lại/phân công chức năng, nhiệm vụ, lĩnh vực, ngành nghề kinh doanh của từng doanh nghiệp/đơn vị trong Tập đoàn để tập trung vào các lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh chính, hạn chế cạnh tranh nội bộ, nhằm mang lại hiệu quả cao nhất. Hoàn thiện các Quy chế về quản lý phần vốn của Tập đoàn và của các đơn vị/doanh nghiệp thành viên trong Tập đoàn; tổ chức niêm yết cổ phiếu trên

thị trường chứng khoán và bán cổ phần cho các cổ đông chiến lược khi có đủ điều kiện. Tổ chức rà soát, hoàn thiện sửa đổi Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn cho phù hợp với tình hình mới; chỉ đạo các đơn vị thành viên điều chỉnh Điều lệ tổ chức và hoạt động của từng đơn vị phù hợp với phương án tái cấu trúc doanh nghiệp, đảm bảo phát huy hiệu quả của các hệ thống chính trị trong Tập đoàn.

Thứ trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hiếu cho rằng, công tác tái cấu trúc nhằm giúp Tập đoàn hoạt động hiệu quả hơn, có sự phát triển xứng tầm quốc tế và khu



Petrovietnam phấn đấu khai thác 9,05 tỷ m³ khí trong năm 2012, vượt 50 triệu m³ so với kế hoạch Chính phủ giao. Ảnh: Khánh Linh

Bảng giao ước thực hiện vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch chủ yếu năm 2012 của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

TT	Chỉ tiêu	Kế hoạch Chính phủ giao	Giao ước thực hiện	Mức độ cam kết
1	Sản lượng khai thác dầu thô	15,81 triệu tấn	15,86 triệu tấn	Vượt kế hoạch 50 nghìn tấn
2	Sản lượng khai thác khí	9 tỷ m ³	9,05 tỷ m ³	Vượt kế hoạch 50 triệu m ³
3	Sản xuất phân đạm	1,21 triệu tấn	1,41 triệu tấn	Vượt kế hoạch 200 nghìn tấn
4	Sản xuất xăng dầu	5,95 triệu tấn	6,0 triệu tấn	Vượt kế hoạch 50 nghìn tấn
5	Sản xuất điện	13,85 tỷ KWh	13,85 - 16,85 tỷ KWh	Vượt kế hoạch sản xuất nếu EVN huy động tối ưu công suất các nhà máy nhiệt điện của Tập đoàn
6	Tổng doanh thu toàn Tập đoàn	660 nghìn tỷ đồng	726 nghìn tỷ đồng	Vượt 10% so với kế hoạch
7	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	135 nghìn tỷ đồng	155 nghìn tỷ đồng	Vượt 15% so với kế hoạch



Một góc cảng Vietsovpetro. Ảnh: CTV

vực với sức cạnh tranh cao. Đề án tái cấu trúc Tập đoàn, tổng công ty Nhà nước mà Bộ Tài chính chủ trì xây dựng được đặt hy vọng vào Petrovietnam, bởi đây là Tập đoàn chủ lực có đóng góp lớn nhất vào nền kinh tế, có khối tài sản chiếm khoảng 30%, sử dụng vốn chiếm khoảng 37% trong khối doanh nghiệp Nhà nước. Là Tập đoàn đầu tàu kinh tế của đất nước, Petrovietnam cần tập trung rà soát lại chiến lược kinh doanh ở trong nước và nước ngoài, trên cơ sở đó cơ cấu lại ngành nghề theo hướng tập trung vào ngành sản xuất kinh doanh chính và ngành nghề trực tiếp phục vụ kinh doanh chính. Trên thế giới, hầu hết các tập đoàn kinh tế đều kinh doanh đa ngành, đa nghề nhưng với thực tiễn phát triển mô hình tập đoàn thí điểm thời gian qua, tại thời điểm hiện nay, quan điểm “tập đoàn chỉ nên tập trung vào ngành nghề sản xuất kinh doanh

chính và những ngành nghề trực tiếp phục vụ doanh nghiệp sản xuất kinh doanh chính” cần được quán triệt.

Thứ trưởng cho biết, Tập đoàn cần tiếp tục đẩy mạnh quá trình cổ phần hóa các đơn vị thành viên, trừ các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực khai thác tài nguyên khoáng sản quốc gia bởi đây là các đơn vị có vai trò liên quan tới nhiệm vụ bảo vệ an ninh chủ quyền Quốc gia. Đặc biệt, trong quá trình thực hiện tái cấu trúc, Tập đoàn phải rà soát lại vấn đề quản trị doanh nghiệp, nhất là quản trị nội bộ từ Công ty mẹ đến từng đơn vị thành viên. Tập đoàn cần rà soát lại các dự án đầu tư, thực hiện thoái vốn theo lộ trình cụ thể đối với các lĩnh vực ngân hàng, bảo hiểm, chứng khoán, bất động sản. Thứ trưởng Trần Văn Hiếu cũng lưu ý, trong điều kiện thị trường chứng khoán như hiện nay, việc thoái vốn này sẽ không dễ nhưng Petrovietnam cần tìm ra lộ trình hợp lý để tái cấu trúc tài chính trước năm 2015. Đồng thời, Tập đoàn phải có lộ trình đưa các đơn vị thành viên lên sàn chứng khoán để tăng khả năng huy động vốn từ kênh này, không nên phụ thuộc quá 1/3 vốn vào ngân hàng. Bộ Tài chính sẽ phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn để xây dựng cơ chế chính sách hỗ trợ ban đầu phù hợp, thúc đẩy quá trình niêm yết trên sàn giao dịch chứng khoán của doanh nghiệp.

Ngọc Linh

Phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu áp dụng cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây có độ sâu nước biển lớn

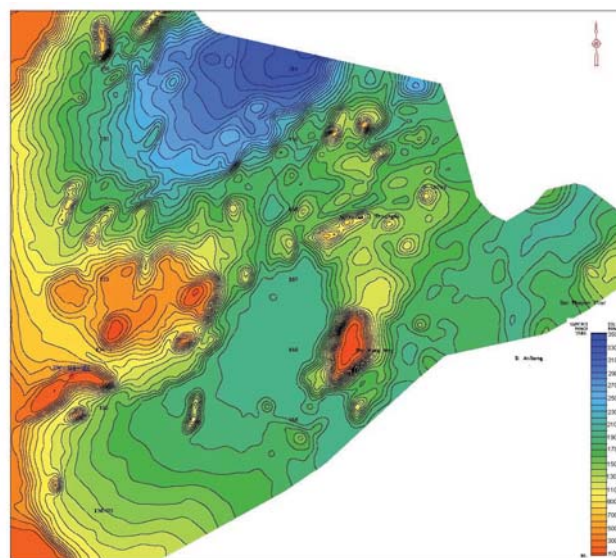
ThS. Lê Đức Công, KS. Đào Ngọc Hương, CN. Mai Thị Lụa
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong công tác minh giải tài liệu địa chấn, xây dựng các bản đồ cấu trúc thì sản phẩm cuối cùng là các bản đồ theo độ sâu để phục vụ các nhiệm vụ địa chất. Trong đó việc chuyển đổi thời gian (bản đồ trên miền thời gian) sang độ sâu (bản đồ trên miền độ sâu) đóng một vai trò quan trọng. Đối với các khu vực nước nông (độ sâu nước biển dưới 200m), phương pháp thông thường được sử dụng là dùng các tài liệu vận tốc xử lý, vận tốc giếng khoan... với các phần mềm tương ứng trong minh giải địa chấn (bao gồm cả việc dùng mô hình, hàm chuyển đổi chung...) và đã cho kết quả khá phù hợp với các cấu trúc địa chất. Các khu vực nước sâu (mực nước biển sâu hơn 200m) thường có đặc điểm cấu trúc địa chất phức tạp, có ít giếng khoan nên việc đưa ra một phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu phù hợp là cần thiết. Trong bài viết này chúng tôi đưa ra một phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực nước biển sâu có hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển.

Công việc nghiên cứu xuất phát từ nhu cầu thực tế trong quá trình minh giải tài liệu địa chấn cho các khu vực nước sâu (như Tư Chính - Vũng Mây - Trường Sa và Phú Khánh, thềm lục địa Việt Nam). Tại những khu vực này có rất ít giếng khoan nên chỉ có tài liệu vận tốc xử lý địa chấn để xây dựng các bản đồ cấu trúc địa chất nhằm đánh giá tiềm năng trữ lượng dầu khí cho các khu vực này là chủ yếu. Khu vực nghiên cứu có diện tích lớn, độ sâu mực nước biển thay đổi trong dải rộng từ khoảng 100m tới hơn 2.000m, thậm chí hơn 3.000m (Hình 1), do vậy ảnh hưởng của độ sâu nước biển đến vận tốc xử lý là rất đáng kể, từ đó ảnh hưởng đến công tác chuyển đổi thời gian sang độ sâu. Chúng tôi thực hiện phép chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây, nơi đã có một giếng khoan trên khối nâng [1, 2, 4, 6]. Tại khu vực này các số liệu dùng để chuyển đổi (xây dựng hàm, xây dựng mô hình...) là các tài liệu vận tốc xử lý địa chấn và số liệu vận tốc đo tại giếng khoan PV94 - 2X trên khối nhô. Để lựa chọn được cách thức chuyển đổi thời gian sang độ sâu một cách tối ưu cần phải tiến hành thử nghiệm với một số phương pháp sau đây:

a. Xây dựng mô hình vận tốc với hệ thống mạng lưới điểm sử dụng phần mềm TDQ của Landmark trên cơ sở số liệu vận tốc xử lý địa chấn của khu vực nghiên cứu.



Hình 1. Bản đồ độ sâu nước biển khu vực nghiên cứu

b. Xây dựng một hàm chuyển đổi chung trên cơ sở số liệu vận tốc xử lý địa chấn của khu vực nghiên cứu.

c. Xây dựng một hàm chuyển đổi tổng hợp dựa trên cơ sở tài liệu vận tốc xử lý địa chấn và tài liệu vận tốc giếng khoan đã có trong khu vực nghiên cứu là PV94 - 2X.

Để tiến hành thực hiện các phương pháp trên, đầu tiên là phải lựa chọn hệ thống mạng lưới điểm số liệu, từ

đó xây dựng mô hình vận tốc cũng như xây dựng hàm chuyển đổi. Công việc này được tiến hành theo các bước sau đây:

- Trên diện tích vùng nghiên cứu lựa chọn 120 điểm đại diện phân bố tương đối đều với khoảng cách giữa các điểm bằng khoảng cách giữa các cấu tạo cấp một của khu vực có các tuyến khảo sát đi qua (Hình 3). Tại mỗi điểm này lựa chọn các cặp giá trị thời gian - vận tốc trên tài liệu vận tốc xử lý.

- Để xây dựng mô hình vận tốc cho vùng nghiên cứu với mục đích kiểm tra đối sánh hình thái cấu trúc cũng như đặc điểm phân bố, chúng ta tiến hành kiểm tra sự tương ứng của trường vận tốc xử lý với môi trường địa chất trên từng tuyến địa chấn (Hình 2). Sau đó nhập các cặp giá trị thời gian - vận tốc nêu trên cùng với tọa độ của chúng vào phần mềm TDQ để chuyển đổi trực tiếp các mặt ranh giới thời gian sang chiều sâu thông qua mạng lưới tam giác điểm vừa được thiết lập. Với phương pháp này thì các kết quả chuyển đổi đều thực hiện bằng mô hình, với tài liệu vận tốc xử lý sử dụng đại diện cho toàn khu vực nghiên cứu. Tuy nhiên chúng ta rất khó có thể kiểm tra được độ chính xác cũng như độ tin cậy của phương pháp vì chúng ta chỉ nhận được kết quả cuối cùng từ đầu ra của mô hình.

- Đối với việc xây dựng hàm chuyển đổi theo phương pháp thứ 2 (b), lập đường cong hồi quy thời gian - độ sâu đối với số liệu vận tốc xử lý địa chấn trên cơ sở của các cặp giá trị thời gian - vận tốc đã nêu trên (Hình 5), trong đó độ sâu được tính theo công thức:

$$Z = (v \cdot t) / 2$$

Hàm số biểu diễn cho đường cong này là:

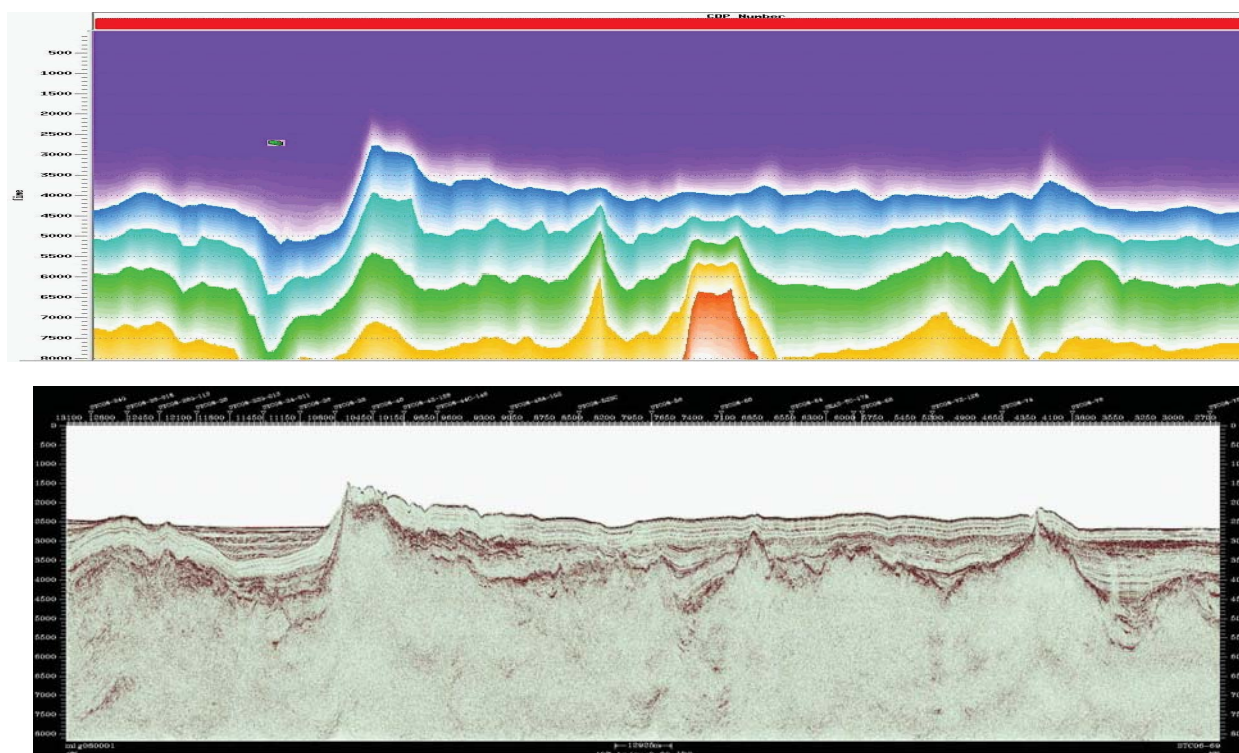
$$D_1 = -203,4 t^2 + 45,8 t + 47,78 \quad (1)$$

Trong đó: v là vận tốc truyền sóng (m/s); t là giá trị thời gian (giây); Z là độ sâu (m); D1 là giá trị độ sâu của ranh giới t.

Với phương pháp chuyển đổi này, hàm chuyển đổi không đại diện cho toàn khu vực, chúng cũng phụ thuộc vào giá trị vận tốc và đây cũng là khó khăn của phương pháp chuyển đổi theo TDQ như phương pháp 1. Để hạn chế một phần sai số vì khu vực nghiên cứu có một giếng khoan nên phương pháp thứ 3 (mục c) được áp dụng.

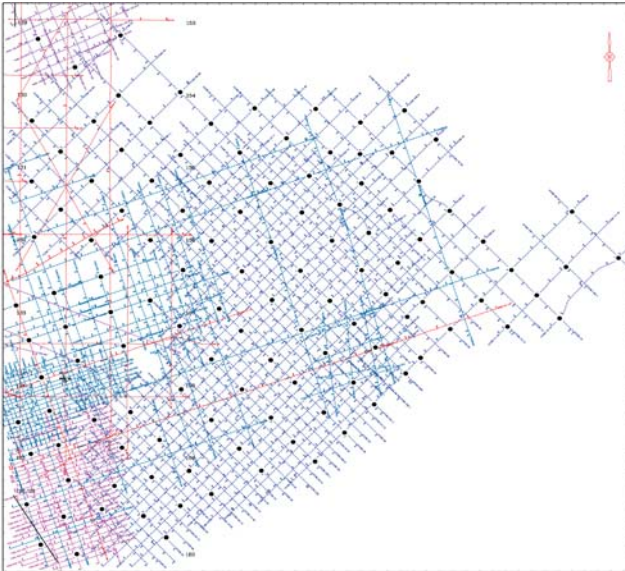
Phương pháp chuyển đổi thứ 3 được tập thể tác giả đề xuất là xây dựng hàm chuyển đổi trên cơ sở số liệu vận tốc xử lý địa chấn kết hợp với số liệu vận tốc của giếng khoan PV94 - 2X (Hình 4).

Trên cơ sở số liệu tại giếng khoan PV94 - 2X, chúng tôi tiến hành xây dựng bằng địa chấn tổng hợp nhằm

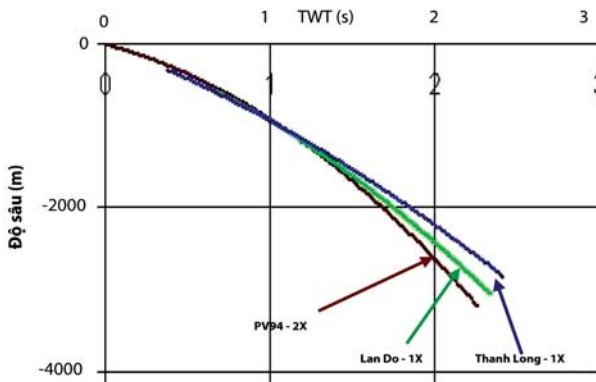


Hình 2. Sự tương đồng giữa mô hình vận tốc truyền sóng và môi trường địa chất

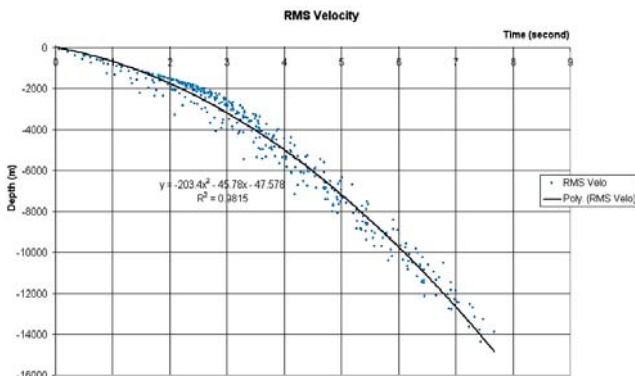
xác định và chính xác hóa vị trí của các mặt phản xạ. So sánh số liệu vận tốc tại các giếng khoan này với số liệu tại các giếng khoan ở khu vực bể Nam Côn Sơn trên cấu tạo Lan Đỏ và Thanh Long, nơi có cấu trúc địa chất được đánh giá là tương tự, cho thấy các đường cong vận tốc ở các khu vực khác nhau nhưng hình dạng khá phù hợp và gần



Hình 3. Vị trí các điểm sử dụng xây dựng hàm chuyển đổi theo vận tốc xử lý



Hình 4. Các hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu tại từng giếng khoan lựa chọn



Hình 5. Hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu theo vận tốc xử lý (RMS)

tương tự với nhau (Hình 4), thể hiện giá trị vận tốc của các khu vực này là có sự tương đồng. Tiếp sau đó, tiến hành xây dựng hàm chuyển đổi mới bằng cách kết hợp số liệu vận tốc xử lý địa chấn với số liệu giếng khoan PV94 - 2X. Hàm chuyển đổi mới này có đặc điểm vẫn giữ được giá trị độ sâu tương đương với số liệu vận tốc xử lý địa chấn tại độ sâu thời gian lớn (lớn hơn 2 giây), ở độ sâu thời gian nhỏ hơn, giá trị độ sâu chuyển đổi bám theo các giá trị tính toán được dựa trên số liệu giếng khoan (Hình 6).

Hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu sử dụng kết hợp tài liệu giếng khoan và tài liệu vận tốc:

$$D_2 = -60,895 t^2 + 1226,3 t + 34,8 \quad (2)$$

Khu vực nghiên cứu có sự thay đổi lớn về độ sâu nước biển nên ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển đến giá trị độ sâu chuyển đổi theo hàm như trên, vậy cần phải hiệu chỉnh sự ảnh hưởng của độ sâu lớp nước biển tới sự biến thiên của trường vận tốc. Do vậy, hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu áp dụng cho khu vực này như sau:

$$D = (f(t_i) - f(t_w)) + (D_w) \quad (3)$$

Trong đó: $f(t_i)$, $f(t_w)$ là độ sâu của nóc tập i , đáy biển tính theo công thức (2); D_w là giá trị độ sâu đáy biển tính theo công thức: $D_w = (t_w * 1500)/2$; t_i và t_w là giá trị thời gian của nóc tập i và đáy biển; D là giá trị độ sâu của một mặt ranh giới i .

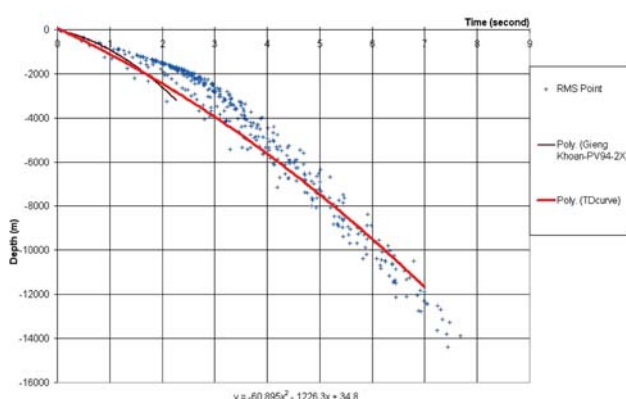
Khảo sát địa chấn khu vực nghiên cứu chủ yếu bao phủ qua những khu vực nước sâu, do đó số liệu vận tốc tại những khu vực này không thể đại diện cho toàn bộ vùng nghiên cứu. Điều này được kiểm chứng khi đối sánh số liệu độ sâu tính toán được bằng hai phương pháp trên tại vị trí giếng khoan PV94 - 2X với số liệu khoan tại chính vị trí này. Tại đây, độ sâu các mặt nóc Oligocen, nóc Miocen hạ, nóc Miocen trung và nóc Miocen thượng trên bản đồ đều thấp hơn các giá trị tương đương theo tài liệu khoan. Điều này đặt ra một yêu cầu là cần xây dựng một phương pháp chuyển đổi khác phù hợp hơn với môi trường địa chất tại những khối xây cacbonat trong điều kiện hạn chế về số liệu.

Để tính độ sâu cho các tầng phản xạ, sử dụng công thức (3) cho hàm mới thành lập (D_2) nhằm loại bỏ ảnh hưởng của độ sâu nước biển.

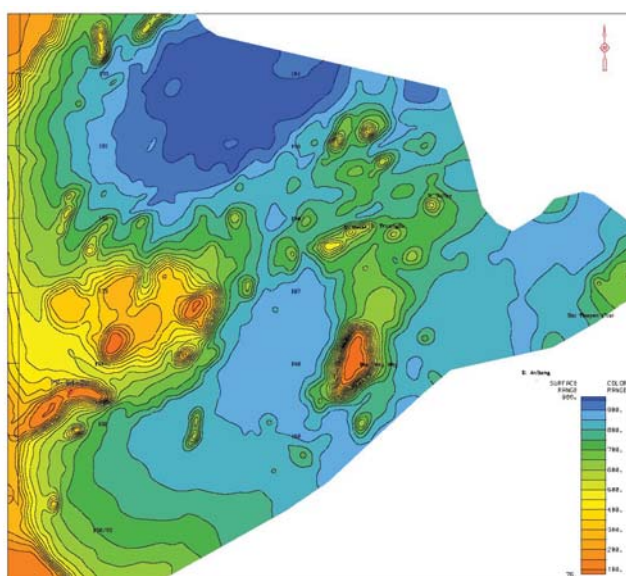
Ta có hàm chuyển đổi độ sâu áp dụng cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây là:

$$D = -60,895(t_i^2 - t_w^2) + 1226,3(t_i - t_w) + (D_w) \quad (4)$$

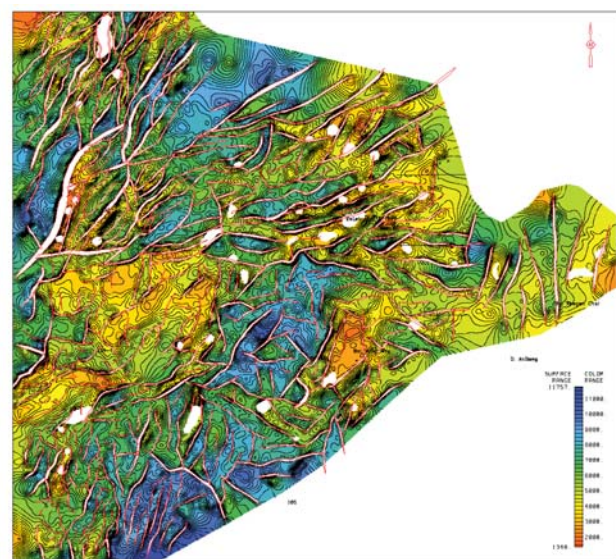
Trong đó: t_i là giá trị thời gian nóc tập i ; t_w là giá trị



Hình 6. Hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu tổng hợp



Hình 7. Bản đồ sai số chuyển đổi độ sâu do ảnh hưởng của độ sâu nước của tầng đáy biển



Hình 8. Bản đồ cấu trúc nóc móng khu vực nghiên cứu

thời gian đáy biển; D_w là độ sâu đáy biển; D là độ sâu nóc tập i.

Với việc xác định được ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển đến công tác chuyển đổi thời gian sang độ sâu (chủ yếu ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển đến vận tốc truyền sóng) chúng ta hiệu chỉnh và đưa ra được độ sâu chính xác của các ranh giới phản xạ. Trên Hình 7 là bản đồ sai số do ảnh hưởng độ sâu mực nước biển gây ra cho tầng đáy biển khi giá trị đáy biển được xác định theo công thức thông thường với vận tốc tại đáy biển là 1500m/s và xác định theo công thức áp dụng cho khu vực nghiên cứu, giá trị sai số thay đổi từ khoảng vài chục mét (ở khu vực có độ sâu nước biển khoảng 200 - 300m nước) đến khoảng 900m (ở khu vực có độ sâu nước biển khoảng 3500m). Dựa vào kết quả như trên ta thấy nếu độ sâu nước biển càng tăng thì sai số trong việc chuyển đổi thời gian sang sâu càng lớn.

Trên thực tế, với vùng nghiên cứu rộng lớn và có cấu trúc địa chất phức tạp như Tư Chính - Vũng Mây, việc sử dụng một hàm để tính chuyển đổi độ sâu sẽ khó tránh được các sai số do đường cong biểu diễn giá trị vận tốc tại mỗi điểm là khác nhau. Việc xây dựng các bản đồ độ sâu cần phải qua một bước hiệu chỉnh nhằm hạn chế các sai số do sự khác biệt vận tốc tại từng điểm. Công việc này được thực hiện như sau:

- Lựa chọn 20 điểm phân bố tương đối đều trên toàn vùng và đại diện cho các cấu trúc nổi bật như các nếp lồi lớn và các nếp lõm lớn trong số 120 điểm nêu trên. Tại mỗi điểm này, xây dựng các hàm hồi quy biểu diễn quan hệ thời gian - độ sâu dựa trên mối quan hệ thời gian - vận tốc. Bên cạnh đó, xây dựng hàm quan hệ thời gian - độ sâu tại vị trí giếng khoan PV94 - 2X. Sử dụng công thức (4) để tính độ sâu của các mặt ranh giới tại điểm.

- Tính các giá trị hiệu chỉnh, là sự khác nhau về giá trị giữa hàm chuyển đổi cho toàn vùng và hàm hồi quy cho từng vị trí riêng biệt trong số 21 điểm nêu trên. Từ đó xác định các giá trị hiệu chỉnh suy cho từng tầng bằng các mặt hiệu chỉnh. Bản đồ độ sâu cho từng tầng đã hiệu chỉnh được xây dựng bằng cách cộng giá trị bản đồ độ sâu của tầng đó khi dùng hàm chuyển đổi duy nhất cho toàn vùng công thức (4) với giá trị mặt hiệu chỉnh của chính tầng đó. Bản đồ cấu trúc cho tầng móng sau khi đã hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển được thể hiện trên Hình 8 [4, 5].

- Đối với các khu vực có độ sâu nước biển sâu hơn 200m chưa có giếng khoan sử dụng hàm chuyển đổi

thời gian sang độ sâu xây dựng trên cơ sở tài liệu vận tốc xử lý như trên phương trình (1) và sử dụng phép hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển theo Hình 3.

Kết luận

- Với các khu vực có độ sâu nước biển lớn (hơn 200m), công việc chuyển đổi thời gian sang độ sâu sử dụng một hàm số xây dựng dựa trên tài liệu vận tốc xử lý là hợp lý và cần có hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển.
- Để hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển đến kết quả chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực có độ sâu mực nước biển lớn chúng ta phải áp dụng phương trình (3).
- Để chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây, nơi có độ sâu mực nước biển lớn và có một giếng khoan ta sử dụng phương trình (4), bộ bản đồ các ranh giới phản xạ chính trên miền thời gian đã được chuyển sang miền độ sâu và sử dụng để đánh giá triển vọng tiềm năng dầu khí.
- Với cách chuyển đổi thời gian sang độ sâu đã được sử dụng cho khu vực nghiên cứu, giá trị sai số của độ sâu mực nước biển đến giá trị độ sâu thực được xác định và sử dụng chúng, chúng tôi đã xây dựng được các bản đồ độ sâu cho các tầng minh giải. Kết quả này có độ chính

xác hơn và từ đó áp dụng cho các khu vực có độ sâu nước biển lớn và chưa có giếng khoan chúng ta nên sử dụng phương pháp chuyển đổi độ sâu như trên.

Tài liệu tham khảo

1. Báo cáo "Geological study of TC93 area - Report on results of TC93 seismic data interpretation - PVEP". 1994. Lưu trữ Trung tâm Lưu trữ Dầu khí.
2. Báo cáo "Minh giải tài liệu địa chấn 2D, vẽ bản đồ, đánh giá cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí khu vực Tây Nam bể Tư Chính - Vũng Mây". PVEP, 2005. Lưu trữ Trung tâm Lưu trữ Dầu khí.
3. Báo cáo tổng kết địa chất giếng khoan PV-94-2X cấu tạo Tư Chính. 1/1995. PVEP, Tp. HCM.
4. Báo cáo "Minh giải tài liệu địa chấn 2D khu vực Tư Chính - Vũng Mây đánh giá tiềm năng dầu khí". 2008, VPI. Lưu trữ Viện Dầu khí Việt Nam.
5. Lê Đức Công và nnk, 2011. Minh giải tài liệu địa chấn 2D khu vực Tư Chính - Vũng Mây theo phương pháp địa chấn địa tầng. Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất, Hà Nội.
6. Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam. NXB Khoa học và kỹ thuật. 2007.



Tàu Bình Minh 02. Ảnh: CTV

Đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí đối tượng Synrift bể Nam Côn Sơn

ThS. Lê Văn Hiền, TS. Vũ Trụ, ThS. Nguyễn Văn Phòng
KS. Nguyễn Thị Bích Hà, ThS. Nguyễn Thị Tuyết Lan
Viện Dầu khí Việt Nam

Giới thiệu

Các thành tạo Synrift ở bể Nam Côn Sơn (tuổi Oligocen và Miocen sớm) là đối tượng tìm kiếm, thăm dò dầu khí chính nhưng chưa được nghiên cứu một cách chi tiết và tổng thể. Trong khuôn khổ bài viết này, nhóm tác giả đề cập một vài điểm mới về tiềm năng dầu khí và địa chất bể Nam Côn Sơn, đặc biệt là các thành tạo Synrift.

1. Sơ lược về địa tầng trầm tích bể Nam Côn Sơn (*)

Theo nghiên cứu thì bể Nam Côn Sơn được hình thành vào cuối thời kỳ Eocen và được xem như là hệ quả của quá trình tách giãn Biển Đông. Hầu hết các nhà nghiên cứu đều cho rằng ở bể Nam Côn Sơn có hai tầng cấu trúc chính là tầng cấu trúc dưới có tuổi trước Đệ tam và tầng cấu trúc trên là lớp phủ trầm tích Đệ tam (Hình 1) [1, 2, 3, 4, 5].

Tầng cấu trúc dưới là tầng móng không đồng nhất có tuổi khác nhau, trong đó chủ yếu là đá trầm tích Mesozoi. Đá móng granitoid tuổi trước Kainozoi đã phát hiện tương

đối rộng rãi ở nhiều giếng khoan trong phần lớn các lô thuộc phía Tây - Tây Bắc và Nam - Tây Nam.

Các thành tạo trầm tích Đệ tam phủ chồng gối trên các đá phiến lục gồm phylit, đá phiến serixit, cát bột kết dạng quaczit hoặc đá trầm tích biến chất xen kẽ đá phun trào núi lửa andesit, dacit, có nơi đạt chiều dày trên 10km và được phân chia thành một số hệ tầng sau:

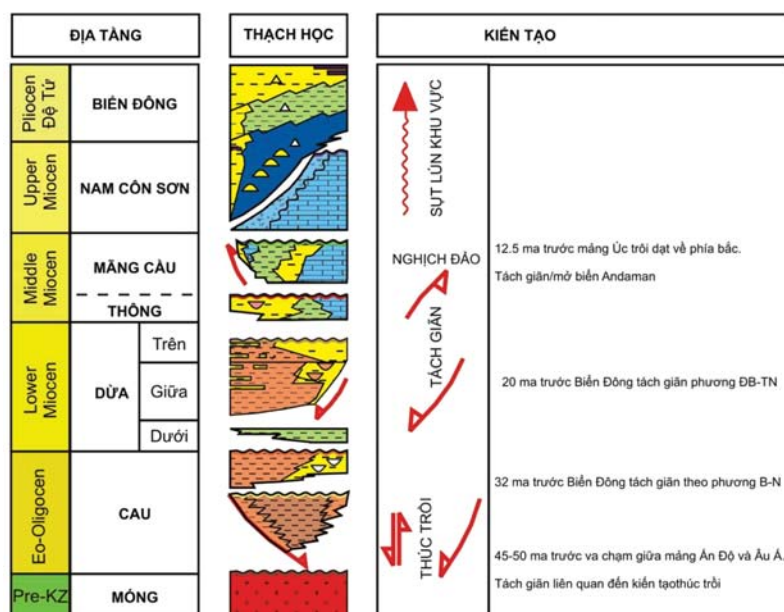
Hệ tầng Cau (tuổi Oligocen) lần đầu tiên được mô tả chi tiết tại giếng khoan Dừa-1X (lô 12) từ độ sâu 3.680 - 4.038m. Mặt cắt đặc trưng của hệ tầng tại giếng này gồm

chủ yếu là cát kết màu xám xen các lớp sét kết, bột kết màu nâu. Cát kết thạch anh hạt thô đến mịn độ lựa chọn kém, xi măng sét, cacbonat. Bề dày chung của hệ tầng lên tới 360m và vắng mặt phần lớn trong các đới nâng cao. Trầm tích của hệ tầng Cau có thể phân thành 3 phần:

+ Phần dưới cùng chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô, đôi chỗ rất thô hoặc sạn kết, cát kết chứa cuội, sạn màu xám sáng, nâu hoặc nâu đỏ phân lớp dày hoặc dạng khối chứa các mảnh vụn tan.

+ Phần giữa thành phần mịn chiếm ưu thế gồm các tập sét phân lớp dày màu xám, cát kết hạt mịn đến thô khá giàu vôi và vật chất hữu cơ cùng các lớp sét tan.

+ Phần trên cùng gồm xen kẽ cát kết hạt nhỏ đến trung màu xám.



Hình 1. Tổng quan lịch sử phát triển địa chất bể Nam Côn Sơn

(*) Trong bài viết này, tên gọi các lô lấy theo hệ thống phân chia trước năm 2000

Hệ tầng Dừa (tuổi Miocen sớm) phát triển rộng rãi trong vùng, chủ yếu là cát kết, bột kết màu xám sáng, xám lục xen kẽ với sét kết màu xám, xám đen đến xám xanh, các lớp sét chứa vôi, các lớp sét giàu vật chất hữu cơ có chứa than và các lớp than mỏng, đôi khi có những lớp đá vôi mỏng chứa nhiều hạt vụn hoặc đá vôi màu trắng xen kẽ trong hệ tầng [6, 7].

Hệ tầng Thông - Măng Cầu (tuổi Miocen giữa) chủ yếu là trầm tích lục nguyên, vôi và nằm chính hợp trên hệ tầng Dừa. Chúng phát triển mạnh về phía Bắc và phía Tây - Tây Nam của bể và thường chứa nhiều glauconit, hóa đá động vật biển, đặc biệt là Foraminifera. Các thành tạo cacbonat phát triển rộng rãi tại các khu vực nâng cao ở phần trung tâm bể, đặc biệt là tại các lô thuộc phần phía Đông bể, đá thường có màu trắng, trắng sữa, dạng khối dày chứa phong phú san hô và các hóa đá động vật khác và được thành tạo trong môi trường thềm, biển mở gồm các đá vôi ám tiêu và các lớp đá vôi dạng thềm phát triển tại các phần sườn thấp của các đới nâng, đôi khi gặp các lớp đá vôi dolomit xen kẽ [4, 5, 6].

Hệ tầng Nam Côn Sơn (tuổi Miocen muộn) chủ yếu là cát kết hạt mịn, màu xám trắng xen kẽ các lớp bột kết, sét kết giàu cacbonat và các lớp đá vôi, trong đá chứa nhiều hóa thạch Foraminifera và có sự biến đổi thạch học mạnh mẽ giữa các khu vực khác nhau của bể. Ở rìa phía Bắc (Lô 10, 11) [5, 6] và phía Tây - Tây Nam (Lô 20, 21, 22, 28) đá của hệ tầng chủ yếu là trầm tích lục nguyên gồm sét kết, sét vôi màu xám lục đến xám xanh, gắn kết yếu cùng các lớp cát bột kết chứa vôi đôi khi gặp một số thấu kính hoặc những lớp đá vôi mỏng chứa nhiều mảnh vụn lục nguyên [5]. Đá cát kết ở đây hạt nhỏ đến trung gặp nhiều trong các giếng khoan: GK 10-TM-1X, GK 11-1-CC-1X, GK 20-PH-1X, độ lựa chọn và mài tròn tốt, chứa hóa đá động vật biển và glauconit, đá được gắn kết trung bình chủ yếu bởi xi măng cacbonat. Ở các lô phía trung tâm, khu vực giếng khoan Dừa-1X, 12A-1X, Lô 04 mặt cắt lại gồm đá cacbonat và đá lục nguyên xen kẽ. Nhưng tại một số khu vực nâng cao về phía Đông - Đông Nam (GK 05-TL-1X, GK 06-LD-1X) đá cacbonat chiếm hầu hết trong mặt cắt của hệ tầng.

Về thành phần, môi trường thành tạo và các đặc tính khác của đá cacbonat hệ tầng Nam Côn Sơn là gần tương tự như đá cacbonat của hệ tầng Thông - Măng Cầu.

Các đặc điểm trầm tích, cổ sinh... đều cho thấy các thành tạo thuộc hệ tầng Nam Côn Sơn được hình thành trong môi trường biển nông thuộc đới trong của thềm

ở khu vực phía Tây, còn đới giữa - ngoài thềm ở khu vực phía Đông.

Hệ tầng Biển Đông (tuổi Pliocen) nằm bất chỉnh hợp lên trên hệ tầng Nam Côn Sơn phát triển rộng khắp trên toàn khu vực và có bề dày lớn, đặc biệt tại các lô phía Đông của bể (chiều dày > 1.500m). Hệ tầng chủ yếu gồm bởi sét/sét kết, sét vôi màu xám trắng, xám xanh bờ rời hoặc gắn kết yếu có chứa nhiều glauconit, pyrit và phong phú các hóa đá biển. Các lớp đá sét, sét kết có thành phần khá đồng nhất được thành tạo trong môi trường biển nông đến biển sâu. Phần lớn đá sét chỉ chứa một tỷ lệ rất nhỏ (thường không quá 10%) các hạt có kích thước cỡ bột và cát. Tuy mức độ gắn kết của đá còn kém nhưng với bề dày các lớp sét rất lớn đặc biệt tại các lô phía Đông phân bố khá ổn định trong toàn khu vực, với thành phần sét còn có mặt một lượng đáng kể khoáng vật montmorillonit có tính trương nở mạnh. Như vậy, các tập trầm tích hạt mịn thuộc hệ tầng Biển Đông được coi là tập chắn dầu và khí trung bình tới tốt mang tính chất toàn khu vực.

Các đặc điểm trầm tích và cổ sinh của hệ tầng Biển Đông cho thấy môi trường trầm tích là biển nông thềm trong ở phần phía Tây, đến thềm ngoài chủ yếu ở phần phía Đông của bể liên quan đến đợt biển tiến Pliocen trong toàn khu vực Biển Đông.

2. Đặc điểm cấu trúc

Các bản đồ đẳng sâu bề mặt nóc móng âm học, nóc Oligocen, nóc Miocen dưới và nóc Miocen giữa được xây dựng từ các bản đồ đẳng thời (phản xạ hai chiều/TWT) tương ứng theo phương trình $Y = 0,0002x^2 + 0,7217x + 15$, trong đó Y là độ sâu x là thời gian truyền sóng (TWT).

+ Nóc móng âm học có độ sâu thay đổi từ nông hơn 100m (ở đới phía Tây và đới nâng Côn Sơn) tới sâu hơn 10km (ở trũng Trung tâm và đới phía Đông và khu vực lô 131 tới lô 136).

+ Bản đồ nóc Oligocen mang dấu ấn kế thừa các hoạt động đứt gãy từ móng âm học. Các thành tạo Oligocen lấp đầy các trũng địa phương gá áp lên móng ở vùng rìa của bồn trũng và vắng mặt ở khu vực dải nâng Lô 28 - 29, một phần Lô 10, 11 và 19, khu vực Lô 18, 19, và 22 cũng như khu vực mỏ Đại Hùng.

+ Ranh giới nóc Miocen dưới được liên kết tin cậy từ các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn. Các thành tạo Miocen dưới nằm gá đẩy lên Oligocen và móng ở phần phía Tây

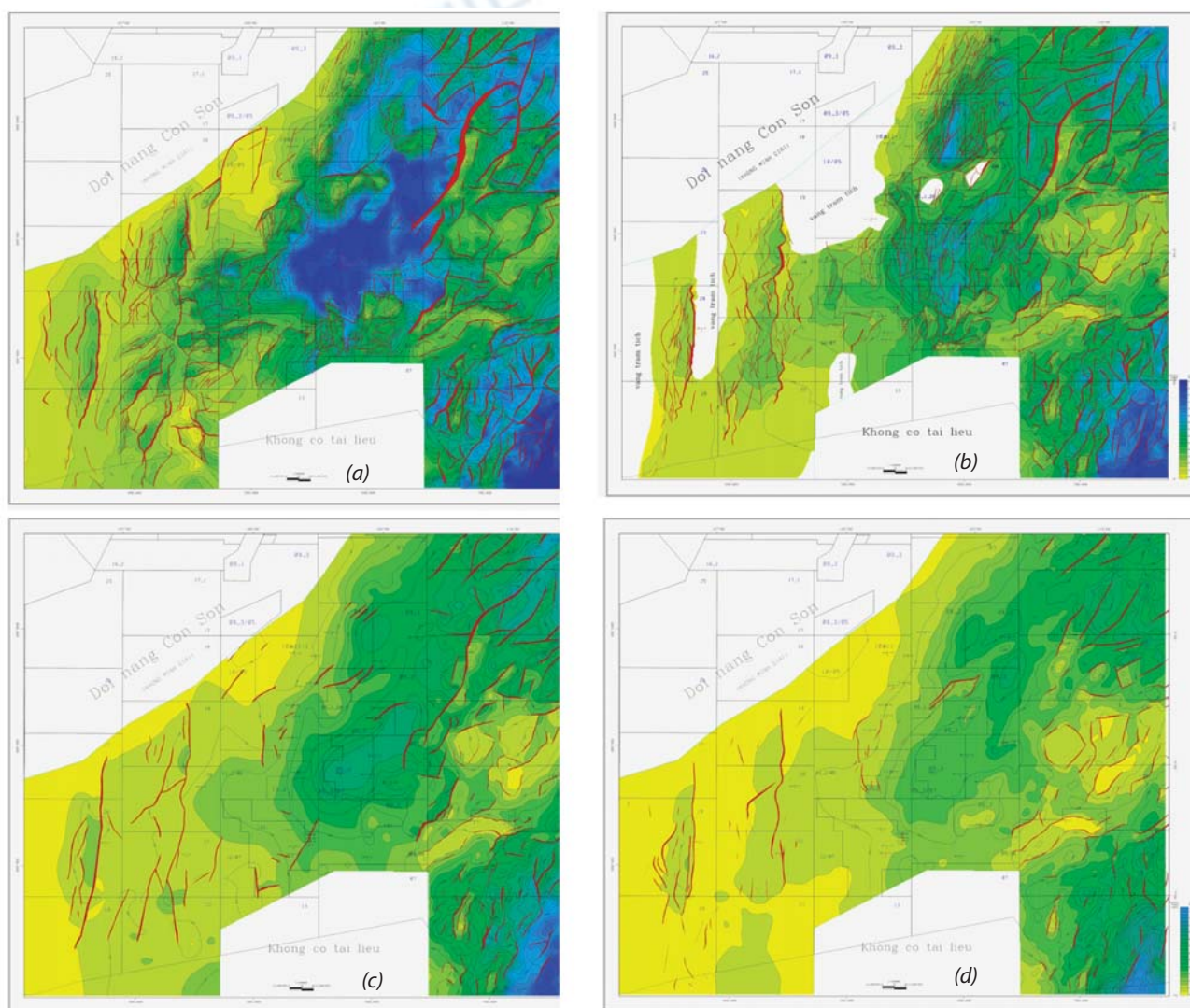
của bể và nâng Côn Sơn. Trầm tích Miocen dưới vắng mặt ở khu vực móng nâng cao phía Tây, một phần Nâng Côn Sơn và khu vực các Lô 10, 11, 18 và 19. Một số đứt gãy vẫn còn tiếp tục hoạt động tới cuối Miocen sớm. Nhìn chung cấu trúc của tầng nóc Miocen dưới đã đơn giản hơn nhiều so với cấu trúc các tầng nằm dưới.

+ Nóc Miocen giữa được liên kết từ các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn và có thể liên kết với ranh giới này ở bể Cửu Long. Các thành tạo Miocen giữa phân bố rộng và chỉ vắng mặt trên diện tích nhỏ của Lô 10 và 11. Cấu trúc tầng nóc Miocen giữa đơn giản hơn nhiều so với các tầng nằm dưới. Chỉ khu vực phía Đông của bể ranh giới nóc Miocen giữa bị phức tạp bởi sự phát triển mạnh mẽ của đá vôi và ám tiêu san hô. Còn ít đứt gãy hoạt động tới nóc Miocen giữa.

3. Tương đá cổ địa lý trong giai đoạn Synrift

3.1. Tương địa chấn

Các thành tạo Oligocen dưới là toàn bộ khối lượng trầm tích phân bố giữa bề mặt nóc móng âm học và đáy Oligocen trên. Tập này tương ứng với phần dưới của hệ tầng Cau. Đây là trầm tích lấp đầy vào các địa hào, bán địa hào và được hình thành sớm nhất trong khu vực bể Nam Côn Sơn. Tập địa chấn của lát cắt này thường có biên độ phản xạ yếu tới trung bình, dạng phản xạ tự do, tần số thấp. Những giếng khoan đã khoan vào phần trên của lát cắt này cho thấy có khá nhiều sét, nhưng ở phần dưới lát cắt trầm tích thô hơn, nhìn chung lát cắt có xu thế mịn dần lên phía trên.



Hình 2. Bản đồ cấu tạo giản lược nóc tầng móng (a), nóc Oligocen (b), nóc Miocen dưới (c) và nóc Miocen giữa bể Nam Côn Sơn (d)