

CẤU TRÚC ĐỊA CHẤT VÀ HỆ THỐNG DẦU KHÍ KHU VỰC QUẦN ĐẢO HOÀNG SA

ThS. Nguyễn Văn Phòng, KS. Nguyễn Danh Lam
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Vùng quần đảo Hoàng Sa nằm ở vùng nước sâu của thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam với độ sâu nước biển từ 1.000 - 3.000m. Mặc dù đã phát hiện cụm bể trầm tích Đệ Tam trong khu vực và các phát hiện dầu khí công nghiệp ở bể Sông Hồng, Nam Côn Sơn nhưng chưa có giếng khoan thăm dò và ít nghiên cứu về tiềm năng dầu khí. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu mới nhất của nhóm tác giả về cấu trúc địa chất, lịch sử phát triển địa chất, phân tích triển vọng dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa bằng phương pháp play trên cơ sở tổng hợp, minh giải các tài liệu hiện có.

Từ khóa: Cấu trúc địa chất, hệ thống dầu khí, quần đảo Hoàng Sa.

1. Giới thiệu

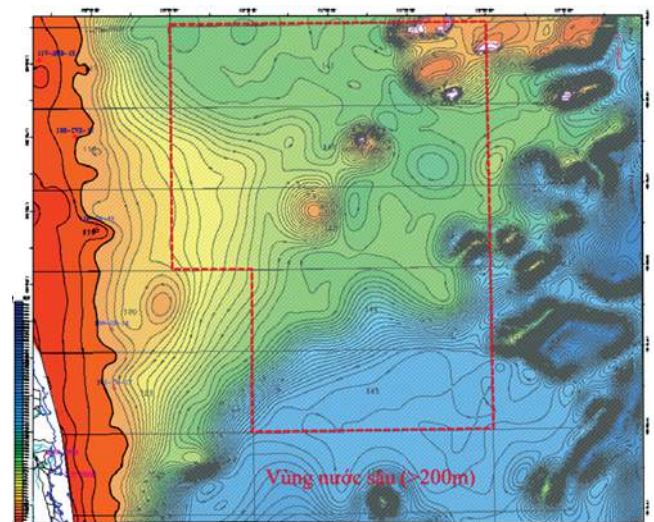
Vùng nghiên cứu khu vực quần đảo Hoàng Sa nằm ngoài khơi các tỉnh từ Quảng Trị đến Bình Định, bao gồm từ Lô 140 đến Lô 146 (Hình 1). Vùng phía Đông các lô này thuộc phía Đông thềm lục địa miền Trung Việt Nam trải dài từ vĩ tuyến 13°20' đến vĩ tuyến 17° Bắc. Vùng nghiên cứu nằm trên phần nước sâu của thềm lục địa đồng thời thuộc vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam với độ sâu nước biển thay đổi từ 1.000 - 3.000m và có các đảo nổi như: Tri Tôn, Bạch Quy, Hoàng Sa và Bông Bay.

Thời Pháp thuộc (năm 1925) một số nghiên cứu đã được tiến hành ở vùng quần đảo Hoàng Sa và khu vực Bắc Trung Bộ.

Từ năm 1969 - 1970, Việt Nam đã tiến hành khảo sát trên 12.000km tuyến địa chấn 2D kết hợp với khảo sát từ, trọng lượng hàng không ở thềm lục địa miền Nam Việt Nam (Công ty Ray Geophysical Mandrel thực hiện). Từ năm 1973 - 1974, Việt Nam đã hợp tác Western Geophysical và Geophysical Services Inc. (Mỹ) khảo sát địa chấn 2D. Trong đó, dự án WA74-HS (3.373 km) khảo sát khu vực từ ngoài khơi bờ biển miền Trung bao trùm quần đảo Hoàng Sa của Việt Nam, gồm các lô dầu khí hiện nay là 141, 142, 143, 144; dự án WA74-PKB (5.328km) khảo sát ven biển Phú Khánh.

Trong giai đoạn 1985 - 1993, Petrovietnam đã thực hiện đề án khảo sát địa chấn 2D khu vực miền Trung sử dụng tàu Malugin (Liên Xô cũ) cùng Công ty NOPEC (Na Uy) thu nổ 3,317km các tuyến địa chấn 2D kết hợp với tài liệu từ và trọng lực từ vĩ tuyến 10 - 15° Bắc, bao gồm cả khu vực Hoàng Sa và phụ cận. Năm 1993, Đại học Tổng hợp Hà Nội và Đại học Paris VI (Pháp) đã sử dụng tàu Atalante để thực hiện chương trình khảo sát "Ponaga" đo trọng lực, từ và thu nổ địa chấn nông kết hợp lấy mẫu tầng mặt ở vùng biển Hoàng Sa, miền Trung và Đông Nam Việt Nam.

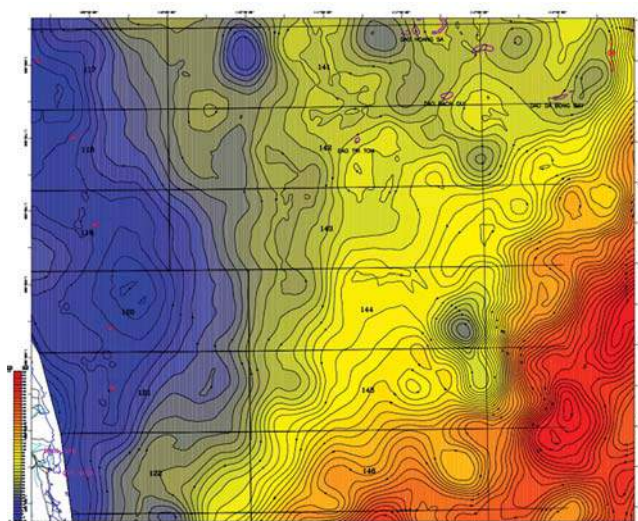
Đặc biệt, Việt Nam đã liên tục có các nghiên cứu như: Báo cáo minh giải tài liệu địa vật lý nhằm nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá triển vọng dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa và khu vực miền Trung. Báo cáo đã minh giải tài liệu địa chấn 2D bằng giấy, xây dựng bản đồ các tầng cấu trúc chính. Một số cấu tạo đã được phát hiện như: Hoàng Tử A, Hoàng Tử B, Bông Bay, Bạch Quy, Cồn Đá Lồi, Ốc Tai Voi. Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí ở các vùng biển sâu và xa bờ của Việt Nam, báo cáo đã đề cập đến đới nâng Quy Nhơn. Báo cáo "Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam" do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện đã giới thiệu 4 bản đồ cấu trúc khổ A4 cho các tầng: nóc móng, nóc Oligocene, nóc Miocene dưới và nóc Miocene giữa; giới thiệu bản vẽ phân bố cấu tạo triển vọng và các đới cấu trúc. Báo cáo đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực Tây Nam Hoàng Sa, các Lô 140 - 143, thềm lục địa Việt Nam đã xây dựng bộ bản đồ cấu trúc theo thời gian và độ sâu cho 5 tầng phân xạ chính; đã phát hiện các cấu tạo và bước



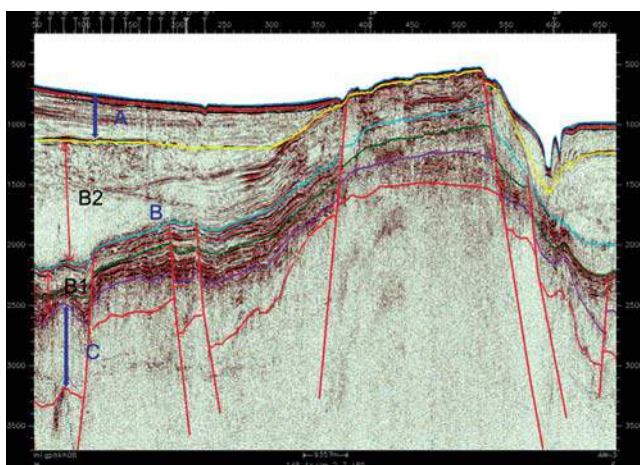
Hình 1. Vị trí khu vực quần đảo Hoàng Sa

đầu tính toán trữ lượng tiềm năng cho khu vực Hoàng Sa. Báo cáo cũng dự báo sự tồn tại của các trũng Đệ Tam ở khu vực Đông Nam Hoàng Sa với bề dày trầm tích Đệ Tam dự báo từ 2.000 - 4.000m và phía Nam vùng Lô 143 với bề dày trầm tích Đệ Tam được dự báo là hơn 4.000m.

Liên tục từ năm 2007 đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thực hiện nhiều dự án thu nổ tài liệu địa chấn 2D mới với chất lượng cao và đan dày, khảo sát toàn thềm lục địa Việt Nam (Công ty TGS-OPEC của Na Uy thực hiện); phía Đông bể Phú Khánh (Công ty PGS của Singapore thực hiện); các khảo sát CSL-07, PV-08, PK-10, PVN12 ở khu vực Hoàng Sa và lân cận. Trong tháng 4/2014, Petrovietnam đã cùng với Murphy Oil (Mỹ) hoàn thành toàn bộ khảo sát hơn 5.000km tuyến địa chấn 2D ở khu vực Nam Hoàng Sa. Song song với công tác khảo sát, thăm dò dầu khí ngoài thực địa, Petrovietnam đã tiến hành nhiều nghiên cứu, tổng hợp, minh giải tài liệu địa chất, địa vật lý hiện có nhằm chính xác hóa cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng dầu khí toàn thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của



Hình 2. Bản đồ trường trọng lực



Hình 3. Phân tập địa chấn thể hiện trên lát cắt

Việt Nam. Tại khu vực quần đảo Hoàng Sa, các hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí diễn ra sôi nổi ở khu vực phía Tây Bắc và Tây (khu vực Nam bể Sông Hồng); phía Tây Nam và Nam (khu vực bể Phú Khánh và Nam Côn Sơn) và đã có các phát hiện dầu và khí quan trọng.

2. Cấu trúc địa chất

2.1. Kết quả minh giải tài liệu từ, trọng lực [3]

Trũng Đông Tri Tôn và các trũng địa phương khác thuộc đới phân dị Đông Bắc Hoàng Sa và Nam Hoàng Sa được thể hiện tốt trên tài liệu từ và trọng lực. Tuy nhiên, do chất lượng tài liệu khu vực quần đảo Hoàng Sa hạn chế nên các cấu trúc như đới nâng Tri Tôn, địa hào Quảng Ngãi thể hiện trên tài liệu từ thuyết phục hơn tài liệu trọng lực.

Trường dị thường trọng lực Bughe vùng quần đảo Hoàng Sa phân dị mạnh với các dị thường âm và dương đẳng thước, quy mô lớn nằm xen kẽ nhau. Trong phạm vi quần đảo, các dị thường dương xuất hiện ở các khu vực phía Nam, Đông Nam trong khi các dị thường âm chiếm ưu thế ở phía Bắc, Đông Bắc quần đảo. Cụm đảo Hoàng Sa, các đảo Bạch Quy, Đá Bắc nằm trong dải dị thường âm.

Trong báo cáo này, càng xa bờ chất lượng tài liệu trọng lực càng cao và có thể dùng để chính xác hóa các cấu trúc sâu hay các cấu trúc có kích thước tương đối lớn (Hình 2).

2.2. Kết quả minh giải tài liệu địa chấn [3, 4, 5]

Từ kết quả nghiên cứu bể Sông Hồng, lát cắt địa chấn của trầm tích Đệ Tam được chia làm 3 tập chính (Hình 3) gồm:

- Tập C tương ứng với trầm tích Paleogene (đã được xác minh bằng tài liệu địa chấn ở giếng khoan). Trên mặt cắt địa chấn, tập C tương ứng với tập địa chấn có biên độ thay đổi đôi chỗ có phản xạ mạnh. Tập này có đặc trưng là độ liên tục kém và tần số thấp. Tập C phần lớn có phản xạ dạng phân kỳ hoặc phản xạ tự do. Trầm tích thuộc tập C quan sát thấy lấp đầy trong các địa hào hoặc bán địa hào ở khu vực nghiên cứu và có tuổi Paleogene.

- Tập B tương ứng với trầm tích tuổi Miocene. Đây là tập địa chấn có phản xạ mạnh cho tới rất mạnh. Phản xạ của tập B có độ liên tục tốt hơn tập A. Trong vùng nghiên cứu, tập B được chia thành hai phụ tập nhỏ hơn là B1 và B2 (Hình 3). Phụ tập B1 tương ứng với trầm tích có tuổi Miocene sớm, Miocene giữa với sự phát triển mạnh mẽ của đá vôi. Đây là tập có biên độ phản xạ mạnh nhất trong lát cắt. Các dấu hiệu tựa đáy và chống nóc là khá phổ biến trong tập này. Hình dạng phản xạ thường là phân kỳ. Phụ tập B2 khác với phụ tập B1, có biên độ phản xạ yếu hơn. Tập này khá đồng nhất với phản xạ gần song song.

- Tập A tương ứng với trầm tích Pliocene và Đệ Tứ, trong vùng nghiên cứu tập này khá mỏng, đặc trưng bởi phản xạ gần như song song và khá đồng nhất.

Các tập địa chấn khu vực cụm bể Hoàng Sa tương đồng với phía Nam bể Sông Hồng (đới nâng Tri Tôn), song lại khá khác biệt với khu vực Bãi Cỏ Rong (quần đảo Trường Sa). Khu vực Hoàng Sa tồn tại nhiều cấu tạo có phát triển đá vôi dạng san hô đã bị chôn vùi (khả năng chấn tốt hơn) so với khu vực Trường Sa (Hình 4).

2.2.1. Tầng móng âm học

Cả ba giếng khoan gần khu vực quần đảo Hoàng Sa đều chưa khoan tới móng. Theo tác giả Đỗ Bạt và nnk (2001), móng đã được xác định ở các giếng khoan Lô 112, 104 và 115. Tuy nhiên, nhóm tác giả chỉ liên kết tầng móng chủ yếu từ hai giếng khoan 112-BT-1X và 115A-1X. Nói chung, móng âm học được liên kết khá tin cậy, ngoại trừ khu vực có tầng đá vôi Miocene giữa dày tạo ra phản xạ mạnh làm cho năng lượng sóng phản xạ tới bề mặt móng âm học không đủ mạnh để có thể thấy phản xạ trên mặt cắt thời gian (Hình 5). Những đoạn lát cắt (có móng âm học nằm quá sâu hoặc có hoạt động mạnh mẽ của núi lửa) không thấy sóng phản xạ từ bề mặt móng âm học trên mặt cắt thời gian. Ngoài ra, còn phải kể đến ảnh hưởng của sóng phản xạ nhiều lần (vì đây là vùng nước sâu). Nhìn chung, móng âm học được liên kết có độ tin cậy từ tốt đến kém.

2.2.2. Nóc Oligocene

Là ranh giới bất chỉnh hợp (giếng khoan 119-CH-1X, 118-CVX-1X), tầng nóc Oligocene được liên kết ra khu vực Hoàng Sa từ các giếng khoan này trên cơ sở phân tập địa chấn như đã trình bày ở phần trên. Ở khu vực có đá vôi Miocene trong lát cắt hoặc núi lửa thì nóc Oligocene khó liên kết ngay cả trên tài liệu địa chấn 2D mới (Hình 4 và 5). Ở nơi trầm tích Paleogene lấp đầy các bán địa hào, việc liên kết nóc Oligocene có cơ sở hơn.

2.2.3. Nóc Miocene dưới

Tầng này thay đổi từ mặt chỉnh hợp tới bất chỉnh hợp góc (khu vực cọc 200 tới cọc 250 tuyến AW2). Nóc Miocene dưới là nóc tập địa chấn có phản xạ liên tục hơn tập Oligocene ở bên dưới. Tầng nóc Miocene dưới được liên kết với độ tin cậy không cao hơn nóc Oligocene. Hai tầng phản xạ này được liên kết bảo đảm tính khu vực nhưng không có độ tin cậy cao.

2.2.4. Nóc Miocene giữa

Khác với nóc Oligocene và nóc Miocene dưới, tầng nóc Miocene giữa được định nghĩa là nóc tập đá vôi Miocene

giữa mở rộng nên tầng này đã được liên kết với độ tin cậy cao hơn nhiều. Tuy nhiên, ở những khu vực không phát triển đá vôi thì tầng phản xạ này có thể được liên kết không chính xác. Đặc biệt ở khu vực khi đá vôi ám tiêu tiếp tục phát triển sang Miocene trên thì việc liên kết nóc Miocene giữa là không thể tiến hành được. Trong trường hợp này, nóc đá vôi đôi khi được cho là nóc Miocene giữa dẫn đến bản đồ nóc Miocene giữa bị dồn ép (ví dụ tuyến AW2 cắt tuyến AW16).

2.2.5. Nóc Miocene trên

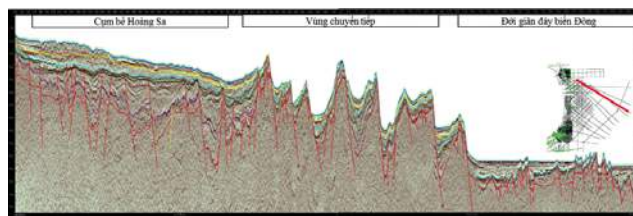
Đây là ranh giới thay đổi từ bất chỉnh hợp tới chỉnh hợp. Tầng phản xạ này được liên kết với độ tin cậy thay đổi từ cao cho tới mất liên kết (tuyến AW2 vùng cọc 300 đến hết tuyến).

Trên cơ sở minh giải toàn bộ tài liệu địa chấn 2D, các bản đồ cấu trúc đã được xây dựng với các tỷ lệ 1:100.000 và 1:500.000. Khu vực nghiên cứu có độ sâu nước thay đổi lớn từ vài trăm tới gần 3.000m (Hình 1, 4 và 5). Sự thay đổi chiều sâu nước biển có ảnh hưởng rất lớn đến đường cong chuyển đổi thời gian sang độ sâu. Việc sử dụng một hàm để chuyển đổi thời gian sang độ sâu sẽ dẫn đến bản đồ bị sai lệch. Để giải quyết vấn đề này, khối tốc độ (Hình 6) được xây dựng trên cơ sở dựa vào tốc độ địa chấn 2D đã hiệu chỉnh định hướng nhờ tài liệu ở các giếng khoan. Mô hình tốc độ này được sử dụng để chuyển đổi các bản đồ cấu trúc từ miền thời gian sang miền độ sâu.

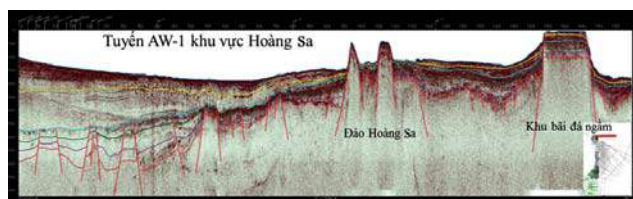
2.3. Đặc điểm cấu trúc kiến tạo [3, 6]

Ở phần phía Nam bể Sông Hồng, độ sâu móng âm học được ghi nhận hơn 10km (Hình 7). Đứt gãy có hướng chủ yếu là Tây Bắc - Đông Nam tới Bắc - Nam.

Nằm về phía Tây của vùng nghiên cứu là địa hào

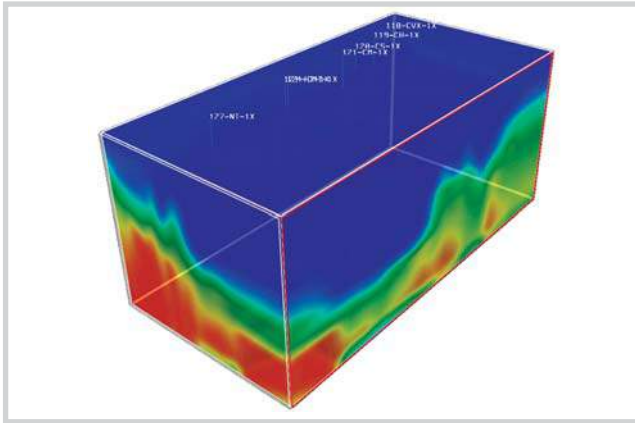


Hình 4. Tuyến địa chấn đi qua khu vực Hoàng Sa đến đới giãn đáy biển Đông

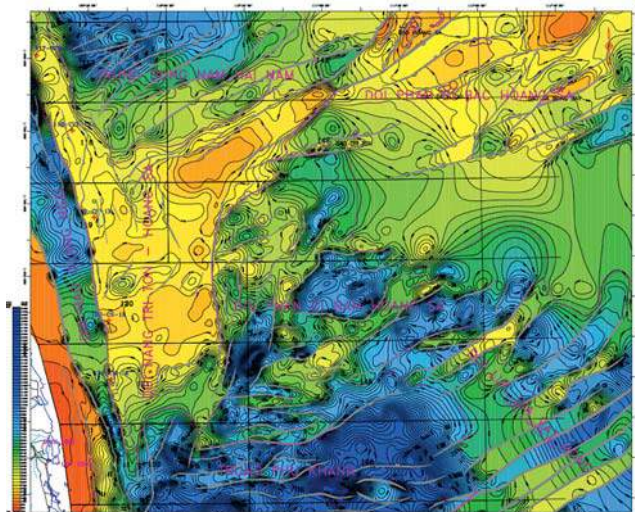


Hình 5. Tuyến địa chấn đi qua khu vực phía Bắc Hoàng Sa [9]

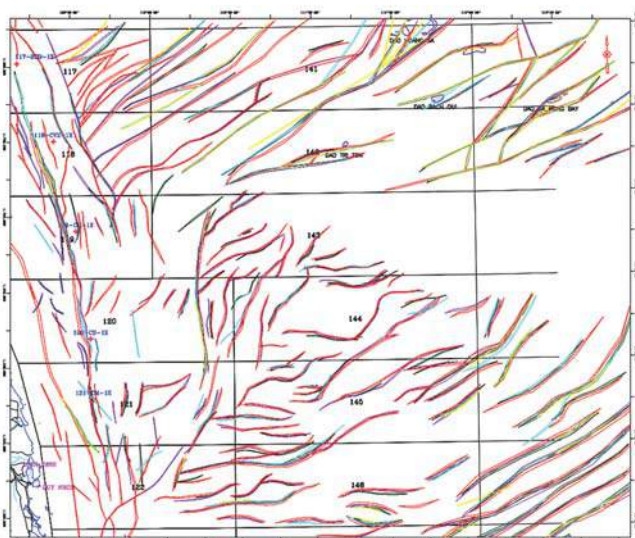
Quảng Ngãi, bề dày trầm tích mỏng hơn phần phía Nam bể Sông Hồng nhưng cũng đạt từ 6 - 7km. Đứt gãy có hướng thay đổi từ hướng Tây Bắc - Đông Nam tới hướng gần Bắc - Nam ở phía Nam (Hình 8).



Hình 6. Mô hình tốc độ chuyển đổi thời gian sang độ sâu [9]



Hình 7. Phân vùng cấu trúc trên bản đồ nóc móng



Hình 8. Bản đồ phân bố hệ thống đứt gãy

Đới nâng Tri Tôn Hoàng Sa gồm: Nặng Tri Tôn (có hướng Tây Bắc - Đông Nam với đá vôi phát triển mạnh trong tập Tri Tôn); nặng Hoàng Sa (có hướng Tây Nam - Đông Bắc, đá vôi phát triển mạnh ở lát cắt Miocene). Tuy nhiên, nặng Tri Tôn chìm dần về phía Tây Bắc và nặng Hoàng Sa nâng dần về phía Đông Bắc.

Trũng Đông Tri Tôn có bề dày trầm tích tới hơn 10km. Đứt gãy chủ yếu có phương Đông Bắc - Tây Nam. Đây là vùng tách giãn mạnh vào thời kỳ Oligocene, tạo ra các khối đứt gãy sụt bậc. Trầm tích lấp đầy tuổi Oligocene có nhiều khả năng có tướng đầm hồ.

Đới phân dị Đông Bắc Hoàng Sa bao gồm các trũng và nặng địa phương. Các trũng địa phương đều có bề dày trầm tích mỏng, không tới 3.000m, phân bố hẹp nên rất ít có khả năng có tầng sinh đạt tới ngưỡng trưởng thành.

Đới phân dị Nam Hoàng Sa bao gồm các trũng địa phương dạng đẳng hướng tới Đông Bắc - Tây Nam, xen với các vùng nặng. Chiều dày trầm tích của các trũng này đạt tới 9.000m, dày hơn bể Phú Khánh cũng như trũng Đông Tri Tôn hay địa hào Quảng Ngãi. Mặc dù diện tích không lớn nhưng lát cắt trầm tích Oligocene tương đối dày được cho là nhiều khả năng có sét đầm hồ sẽ cho khả năng sinh thành và di dịch dầu, khí tốt của yếu tố cấu trúc này trong khu vực nghiên cứu.

Đới tách giãn (đới nâng Khánh Hòa với vỏ lục địa vát mỏng) với vỏ lục địa thoái hóa nằm ở phía Đông Nam vùng nghiên cứu. Ảnh hưởng trực tiếp của quá trình hoạt động kiến tạo tách giãn biển Đông, đây là vùng có các trũng địa phương dạng bán địa hào hẹp có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Trầm tích lấp đầy các trũng địa phương này thường mỏng và trầm tích trẻ chiếm ưu thế dần khi đi về phía Đông Nam (phía trục tách giãn Biển Đông). Khả năng sinh dầu khí giảm dần về phía Đông và Đông Nam.

Trũng Quảng Ngãi là trũng hẹp, khả năng sinh khí từ trung bình đến kém.

Trong khu vực nghiên cứu một phần đứt gãy kết thúc hoạt động ở cuối thời Miocene giữa. Nhưng khác với phần phía Tây (phần nước nông), ở đây địa hình đáy biển bị phân cắt mạnh mẽ, xuất hiện nhiều rãnh, kênh ngầm với biên độ lớn và mật độ cao. Các đứt gãy phát triển và tái hoạt động với cường độ cao vào thời kỳ Pliocene - Đệ Tứ. Hoạt động tân kiến tạo mạnh mẽ này cũng có thể là tiền đề tốt cho các tích tụ khí hydrate trong khu vực.

Trong vùng nghiên cứu tồn tại ba pha hoạt động đứt gãy chính. Pha đầu xảy ra vào thời kỳ Oligocene. Pha thứ hai xảy ra vào cuối Miocene giữa (với hàng loạt đứt gãy

kết thúc vào cuối lát cắt Miocene giữa của lát cắt). Pha thứ ba cũng không kém phần mạnh là pha hoạt động rất trẻ mà hệ quả là rất nhiều đứt gãy trong vùng còn có biên độ dịch chuyển tới đáy biển (biên độ dịch chuyển phần trên lát cắt rất nhỏ).

Bản đồ phân bố đứt gãy cho thấy phần lớn đứt gãy có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Phân biệt hẳn với phần Nam bể Sông Hồng, địa hào Quảng Ngãi và đới nâng Tri Tôn (Hình 8).

2.4. Lịch sử phát triển địa chất [1, 2, 3, 4, 6]

Giai đoạn Eocene?- Oligocene (giai đoạn tạo rift): Quá trình tạo rift của các bể trầm tích Đệ Tam vùng quần đảo Hoàng Sa có thể đã xảy ra vào đầu thời kỳ Oligocene hay Eocene (trên mặt cắt liên kết chưa thấy có dấu hiệu thuyết phục nào của sự tồn tại trầm tích Eocene). Đây là kết quả của mảng Úc - Ấn va chạm với mảng Á - Âu và đới hút chìm Philippines. Hệ quả là pha hoạt động mạnh của đứt gãy Sông Hồng, xoay theo chiều kim đồng hồ của vi mảng Đông Dương. Tuy nhiên, hai hoạt động kiến tạo trên ảnh hưởng và để lại dấu ấn không đồng đều trên khu vực nghiên cứu. Trong khi phía Tây của khu vực nghiên cứu chịu ảnh hưởng của hoạt động của hệ thống đứt gãy Sông Hồng là chủ yếu thì phần phía Đông của vùng nghiên cứu lại chịu ảnh hưởng chủ yếu của hoạt động tách giãn biển Đông.

Hệ quả tạo ra hệ thống đứt gãy sụt bậc ở trung Đông Tri Tôn và được lấp đầy bởi trầm tích được cho là có tướng đầm hồ ven biển tuổi Eocene - Oligocene.

Đới phân dị Hoàng Sa và bể Phú Khánh được hình thành trong giai đoạn này ảnh hưởng chủ yếu của hoạt động tách giãn biển Đông, hình thành các trũng từ đẳng hướng chuyển qua có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Nguồn vật liệu trầm tích ngoài hướng chính từ phía Tây (phía đất liền) còn có các đới nâng địa phương. Kết hợp phân tích địa chấn địa tầng và các kết quả địa chất dầu khí ở các giếng khoan phía Tây vùng nghiên cứu, mô hình tương đá cổ địa lý của lát cắt trầm tích tuổi Eocene? - Oligocene vùng nghiên cứu (Hình 9).

Cuối Oligocene đánh dấu bằng giai đoạn nén ép của vùng nghiên cứu, với dấu vết là bất chỉnh hợp cuối Oligocene.

Giai đoạn Miocene sớm - hiện tại (giai đoạn sau rift) được chia ra hai phụ giai đoạn: Miocene và Pliocene - Đệ Tứ.

Giai đoạn Miocene gồm hai giai đoạn là Miocene sớm đến Miocene giữa và Miocene giữa đến Miocene muộn.

Giai đoạn Miocene sớm: Sau giai đoạn nén ép, nâng

lên vào cuối Oligocene, vùng nghiên cứu chỉ có các sụt lún nhẹ nhưng mang tính khu vực hơn thời kỳ tuổi Oligocene. Lát cắt trầm tích được bảo tồn cho tới nay của giai đoạn này có bề dày không lớn (phần dưới tập địa chấn B1). Các trũng trầm tích tuổi Miocene sớm chủ yếu tập trung ở khu vực bể Phú Khánh và bể Sông Hồng. Do biển Đông đã được mở rộng đáng kể nên trầm tích chuyển qua tướng biển ở các trung tâm trầm tích (Hình 9).

Giai đoạn Miocene giữa là thời kỳ mức độ hoạt động sụt lún giảm đáng kể trong khu vực nghiên cứu. Hoạt động sụt lún chỉ thể hiện rõ ở dải hẹp phía Tây và khu vực Đông Nam, địa hào Quảng Ngãi và trũng Đông Tri Tôn. Phân tích địa chấn cũng cho thấy đây là tập biển đứng, trong điều kiện đó đá vôi và đá vôi ám tiêu san hô phát triển mạnh trên các đới nâng tương đối và trở thành tầng chứa tốt trong khu vực.

Giai đoạn Miocene muộn là giai đoạn sụt lún mạnh của một số khu vực như trũng Đông Tri Tôn với lát cắt trầm tích tới 1,5s, đây là thời kỳ biển mở rộng mạnh mẽ ở cả khu vực bể Phú Khánh, trũng Đông Tri Tôn và địa hào Quảng Ngãi. Lát cắt trầm tích tập B2 của vùng nghiên cứu khá mỏng chưa tới 0,5s, có thể là do nguồn trầm tích hạn chế chứ không phải do bể không hoạt động sụt lún. Dấu hiệu trên mặt cắt địa chấn phần lớn tập này là phản xạ tự do với biên độ rất yếu, tướng trầm tích chủ yếu chuyển qua trầm tích tướng biển sâu.

Giai đoạn Pliocene đến hiện tại: Kết quả của hoạt động tách giãn làm cho khu vực nghiên cứu trở thành vùng biển sâu (ngoại trừ một số diện tích nhỏ có phát triển đá vôi ám tiêu san hô). Tuy nhiên, vùng nghiên cứu nằm xa nguồn vật liệu trầm tích nên lát cắt ứng với giai đoạn này rất mỏng.

3. Đánh giá tài nguyên dầu khí - Phân tích play [3, 6]

Trên cơ sở tổng hợp các nghiên cứu về địa chất, địa vật lý, đặc biệt là về hệ thống dầu khí khu vực cụm bể Hoàng Sa và các play đã được chứng minh ở các bể lân cận như Sông Hồng, Phú Khánh, Nam Côn Sơn và Cửu Long, có thể thấy khu vực bể Hoàng Sa gồm 3 play tiềm năng chính: cát kết Oligocene (play 2), cát kết Miocene (play 3) và carbonate Miocene (play 4) (Bảng 1).

3.1. Play cát kết Oligocene

Play cát kết tuổi Oligocene đã được chứng minh ở các bể lân cận như Cửu Long và Nam Côn Sơn. Gần khu vực nghiên cứu, dầu đã được phát hiện trong cát kết Oligocene ở cấu tạo Bạch Trĩ.

Tầng sinh tuổi Oligocene được cho là nguồn cung cấp dầu khí cho play này.

Đá chứa tuổi Oligocene trong khu vực lân cận đã phát hiện cát kết tương lục địa, sông, biển ven bờ và cát lấp đầy thung lũng cổ với chất lượng đá chứa không tốt. Ngoại trừ trường hợp có độ rỗng do rửa trôi, đa số đá chứa Oligocene có độ rỗng < 10%.

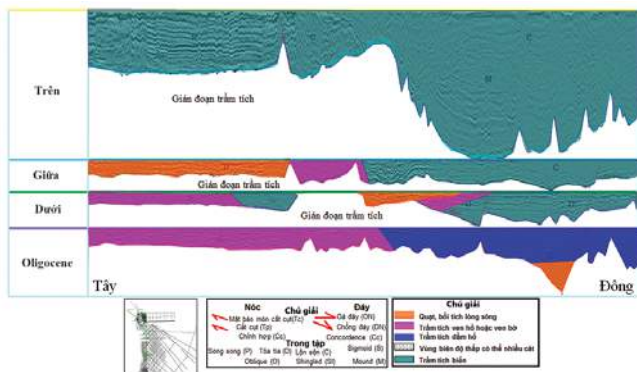
Các tập cát Oligocene được chắn nóc bởi các tập sét nằm xen kẽ với các tập cát trong tầng.

Dạng bẫy là các bẫy cấu tạo (các bẫy kế thừa khối nhô móng, khối đứt gãy nghiêng/xoay) và bẫy địa tầng (các vát nhọn địa tầng).

Rủi ro lớn nhất đối với loại play này là phạm vi phân bố của các thân cát theo diện và do nằm ở chiều sâu lớn, bị nén ép nên độ rỗng kém hơn, thay đổi tương nhanh.

3.2. Play cát kết Miocene

Play cát kết Miocene gồm các play phụ: phụ play Miocene dưới, phụ play Miocene giữa. Ở cụm bể Hoàng Sa, cát kết Miocene trên không được cho là play tiềm năng do nằm ở độ sâu không lớn, bề dày trầm tích Pliocene rất mỏng nên yếu tố chắn không được đảm



Hình 9. Mặt cắt lịch sử trầm tích phục hồi theo tuyến AW3

Bảng 1. Các dạng play tồn tại ở các bể trầm tích Đệ tam Việt Nam [7]

Play	Bể Play code	Miền vông Hà Nội	Sông Hồng	Phú Khánh	Cửu Long	Nam Côn Sơn	Tư Chính - Vũng Mây	Malay - Thổ Chu
Pliocene	3d							
	3d		Turbidite			Turbidite		
Miocene trên	3c	Clastics						
	4 (carb)					Carbonate		
Miocene giữa	3b/4 (carb)	Clastics	Xác minh	Xác minh	Xác minh		Clastics	
Miocene dưới	3b/4 (carb)			Xác minh				
Oligocene	2d							
	2c							
	2b							
	2a							
Móng nứt nẻ trước Đệ tam	1							
			Xác minh		Xác minh	Xác minh		

bảo. Cát kết Miocene dưới và giữa gặp trong tất cả các bể trầm tích Đệ Tam ở Việt Nam.

Đá mẹ tiềm năng là đá sét giàu vật chất hữu cơ trong Oligocene và Miocene sớm.

Đá chứa của play cát kết Miocene gồm cát kết biển ven bờ tới biển nông, biển thềm ngoài. Cát kết dạng dòng bùn rối hay quạt ngầm được cho là tầng chứa chính của phụ play Miocene trên - Pliocene.

Đá chắn là các tập sét xen kẽ với các tập cát trong hệ tầng và tập sét biển Miocene trên - Pliocene.

Bẫy cấu tạo gồm các nếp lồi, các khối đứt gãy nghiêng/xoay. Bẫy hình thành trong giai đoạn nghịch đảo và nâng lên của bể vào cuối Miocene giữa. Ngoài ra, bẫy còn là các nếp lồi biên độ nhỏ hình thành do trầm tích Miocene phủ lên trên các khối nâng địa phương phát triển trong pha đồng tạo rift. Bẫy địa tầng bao gồm các khép kín do vát nhọn địa tầng của các thân cát tựa vào các vách của địa lũy, các nếp lồi, đơn nghiêng rộng và do vát chứa bị bào mòn, cắt cụt.

Rủi ro lớn nhất đối với loại play này là thời gian tạo bẫy muộn để đón pha dịch chuyển dầu khí, đặc biệt là các cấu tạo hình thành trong giai đoạn nghịch đảo vào cuối Miocene.

3.3. Play carbonate Miocene

Play đá vôi và carbonate ám tiêu san hô phát triển trên các khối nâng. Play carbonate Miocene đã được xác minh chứa khí ở phần Đông bể Nam Côn Sơn, phát hiện dầu ở phía Nam bể Sông Hồng (giếng khoan 120-CS-1X), bể Phú Khánh (giếng khoan 124-CMT-1X) và mới đây nhất là phát hiện khí ở giếng khoan 118-CVX-2X. Ở khu vực Hoàng Sa, đá vôi phát triển khá phổ biến từ cuối Miocene sớm tới hiện tại.

Hydrocarbon được sinh ra từ sét đầm hồ tuổi Oligocene dịch chuyển theo đứt gãy lên và sét/than tam giác châu hoặc đá carbonate/sét vôi biển nông Miocene dưới là nguồn cung cấp cho play này.

Đá chứa là đá vôi ám tiêu tuổi Miocene giữa - muộn.

Đá chắn nằm phủ trực tiếp lên trên đá vôi Miocene giữa - muộn là sét biển Miocene muộn - Pliocene. Tuy nhiên, một số khối đá vôi phát triển lên tới tận bề mặt không có tầng chắn nên rủi ro rất cao tương tự như khu vực bãi Cỏ Rong của vùng quần đảo Trường Sa.

Bẫy là loại bẫy địa tầng - khối xây carbonate hoặc các thể độc lập trên các khối đứt gãy nghiêng.

Rủi ro lớn nhất của play này trong khu vực là tầng chắn. Các cấu tạo khối xây carbonate chôn vùi tuổi Miocene giữa là đối tượng triển vọng. Ngoài ra còn có rủi ro về nạp bẫy do thời gian hình thành tầng chắn phủ trên cho các bẫy loại này muộn.

4. Kết luận

Lần đầu tiên Việt Nam nghiên cứu, phát hiện một cách đầy đủ cụm các bể trầm tích Đệ Tam dày 10.000m và lát cắt Oligocene đạt tới 4.000m, độ sâu hiện tại tới 11.000m ở khu vực quần đảo Hoàng Sa.

Hệ thống dầu khí khu vực nghiên cứu được nhận định như sau: các tầng sinh chính là sét đầm hồ (có thể có tương vũng vịnh) tuổi Oligocene, sét Miocene sớm. Tầng chứa là cát tuổi từ Oligocene đến Pliocene-Q, đá vôi tuổi Miocene sớm - giữa nứt nẻ, móng phong hóa nứt nẻ. Tầng chắn là sét, sét than tuổi Oligocene, sét Miocene và đặc biệt là sét Pliocene-Q.

Các cấu trúc bậc 2 đã được xác minh và phát hiện: đới nâng Tri Tôn, trũng Đông Tri Tôn, đới phân dị Bắc Hoàng Sa, đới phân dị Nam Hoàng Sa và đới nâng Khánh Hòa với vỏ lục địa vát mỏng, trong đó đới phân dị Nam Hoàng Sa và đới nâng Tri Tôn được đánh giá là có triển vọng hơn.

Cần tiếp tục nghiên cứu, làm rõ hơn khả năng sinh dầu khí, khả năng chắn, bẫy và đá chứa.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí ở các vùng biển sâu và xa bờ*. Đề tài nghiên cứu cấp Nhà nước KC.09-06. 2004.
2. Nguyễn Quý Hùng và nnk. *Minh giải tài liệu địa vật lý khu vực nhằm nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá triển vọng dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa và phần miền Trung*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1997.
3. Nguyễn Văn Phòng. *Đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực Tây Nam Hoàng Sa, các Lô 140 - 143, thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2008.
4. Nguyễn Mạnh Hùng và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí bể Phú Khánh trên cơ sở tài liệu địa chấn, địa vật lý, khoan thăm dò tới tháng 12/2009*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2010.
5. Đỗ Bạt và nnk. *Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam 2001.
6. Nguyễn Văn Phòng và nnk. *Địa chất và tiềm năng dầu khí cụm bể Hoàng Sa*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

Geological setting and petroleum system in Hoang Sa archipelago area

Nguyen Van Phong, Nguyen Danh Lam
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Hoang Sa archipelago is located off the north-east coast of Vietnam with the water depth ranging from 1,000 to 3,000m. There are some Tertiary basins in this area and a number of oil and gas fields have been found in Song Hong, Nam Con Son and Phu Khanh basins. However, only a few researches have been conducted and still no exploration well exists in the area. This paper presents an updated overview of the geological setting, geological development history and hydrocarbon potential of Hoang Sa archipelago area based on available data using the play concept.

Key words: Geological setting, petroleum system, Hoang Sa archipelago (Paracel islands).