

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:

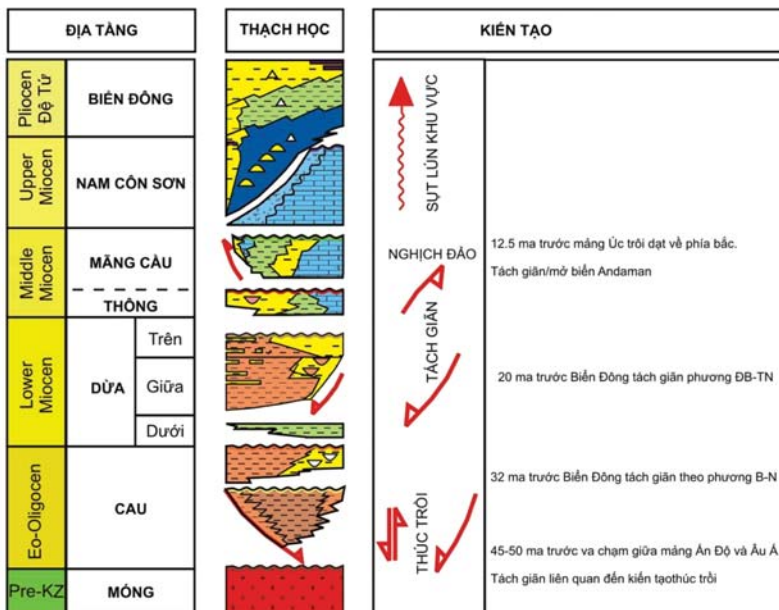
Hệ tầng Cau (tuổi Oligocen) lần đầu tiên được mô tả chi tiết tại giếng khoan Dừa-1X (lô 12) từ độ sâu 3.680 - 4.038m. Mặt cắt đặc trưng của hệ tầng tại giếng này gồm

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 bở 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 đáy lên Oligocen và móng ở phần phía Tây

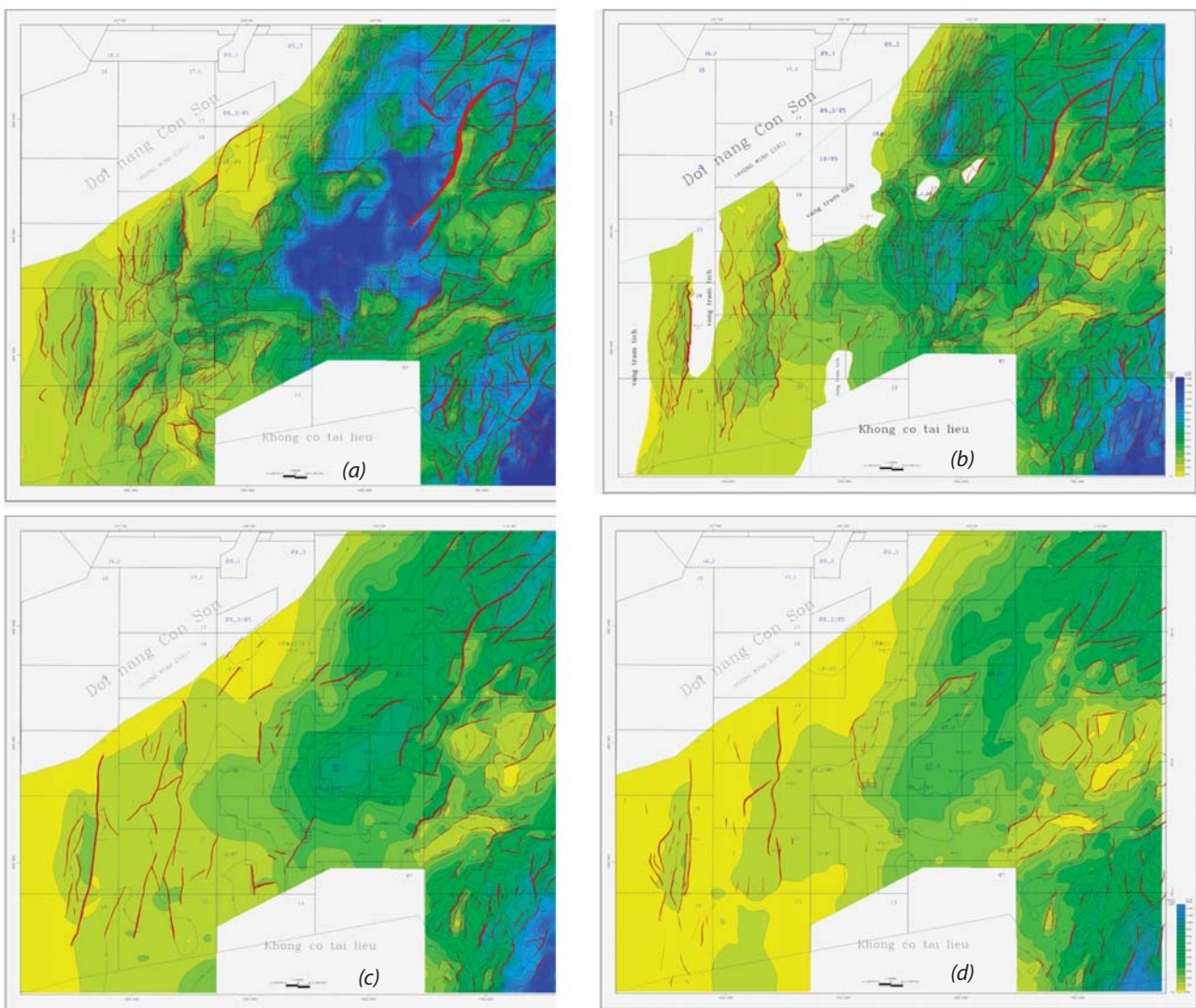
của bể và nâng Côn Sơn. Trầm tích Miocen dưới vắng mặt ở khu vực móng nâng cao phía Tây, một phần Nâng Côn Sơn và khu vực các Lô 10, 11, 18 và 19. Một số đứt gãy vẫn còn tiếp tục hoạt động tới cuối Miocen sớm. Nhìn chung cấu trúc của tầng nóc Miocen dưới đã đơn giản hơn nhiều so với cấu trúc các tầng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

Các thành tạo Oligocen trên được giới hạn dưới bởi nóc Oligocen sớm và nóc Oligocen. Đây là tập địa chấn khá dày có chỗ tới hơn 1s. Tập trầm tích này lấp đầy các địa hào và bán địa hào trong khu vực bể Nam Côn Sơn nhưng có biên độ phản xạ từ trung bình tới mạnh, dạng phản xạ từ song song tới tỏa tia. Tập này tương ứng với lát cắt phần trên của tập Cau. Ở các trung địa phương như trung Hoa Tím, trung Trung tâm... các thành tạo này có tướng trầm tích thay đổi từ aluvial, fluvial tới đầm hồ hoặc từ aluvial, fluvial tới trầm tích ven bờ. Ở một số giếng khoan trong khu vực bể Nam Côn Sơn tập này là tập sét dày có khả năng sinh dầu và khí đã được kiểm chứng. Nhiều giếng khoan trong bể Nam Côn Sơn đã phát hiện than trong lát cắt này.

Các thành tạo Miocen dưới (Hình 3b) có thể chia ra làm 3 phần:

- + Phần dưới chủ yếu có dạng lấp đầy các địa hình cổ thấp của thời kỳ cuối Oligocen. Đây là tập trầm tích thô là tầng chứa có chất lượng từ trung bình đến tốt.
- + Phần giữa chủ yếu có biên độ phản xạ thay đổi mạnh. Tập này có tướng trầm tích thay đổi nhanh.
- + Phần trên có dạng phản xạ song song đến tỏa tia. Tập này có diện phân bố rộng tương ứng với thời kỳ biển tiến cuối Miocen dưới. Tập này được trầm tích trong môi trường biển hơn so với hai tập dưới và khả năng chắn cũng tốt hơn.

Tập Miocen giữa là phần khối lượng được giới hạn dưới bởi nóc Miocen dưới và nóc Miocen giữa. Tập có

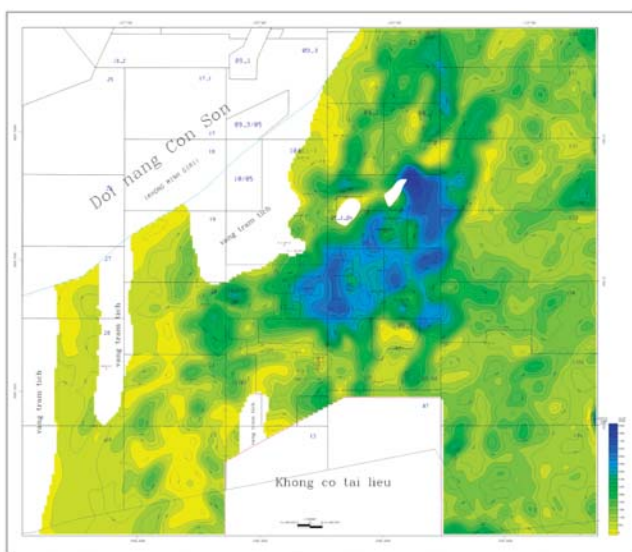
diện phân bố rộng hơn tập Miocen dưới, tập còn mở rộng sang cả bể Cửu Long. Tập Miocen giữa tương ứng với hệ tầng Thông - Măng Cầu và biên độ phản xạ địa chấn từ mạnh đến trung bình, độ liên tục tốt, tần số cao, dạng phản xạ song song hay tỏa tia. Có thể chia tập này làm hai phụ tập:

- + Phụ tập dưới là các thành tạo lấp đầy các trung tâm sụt lún vào thời kỳ Miocen giữa (tập Thông) có biên độ phản xạ địa chấn từ thấp đến trung bình, dạng phản xạ song song tới tỏa tia và có môi trường trầm đọng thay đổi từ ven bờ đến châu thổ.
- + Phụ tập trên tương ứng với tập Măng Cầu, chủ yếu là bột xen với các lớp cát mỏng và đá vôi (tập biển dưng), nhưng nhiều nơi trong bể ranh giới giữa phụ tập dưới và phụ tập trên (giữa Thông và Măng Cầu) rất khó xác định.

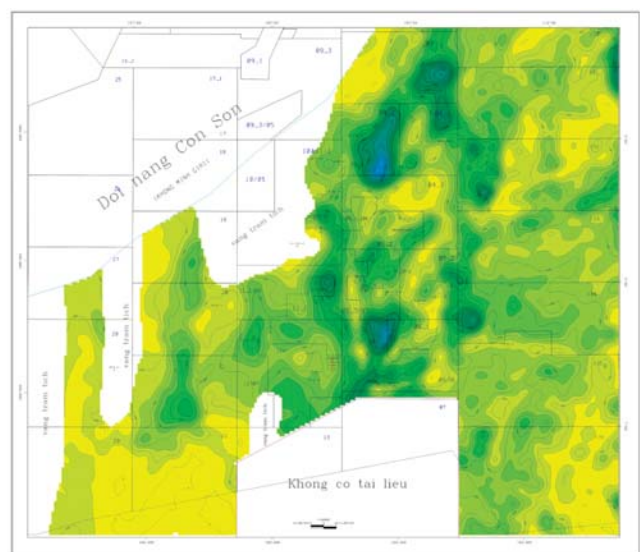
3.2. Tướng đá cổ địa lý

Các kết quả nghiên cứu địa tầng, trầm tích và khoan... cho thấy hệ tầng Cau có tuổi Oligocen và là các thành tạo trầm tích chủ yếu được trầm đọng trong môi trường sông - châu thổ (fluvio-deltaic) và được phủ bởi các trầm tích đồng bằng ven hồ, đôi khi có than. Phần trên là sét tối màu đôi khi xen với bột, cát và than; phần giữa là cát dạng khối xen các lớp sét và đôi khi có than; phần dưới là các lớp cát, bột, sét và than (Premier oil, reserves assessment report November, 2007).

Do chịu ảnh hưởng của giãn đáy Biển Đông bể Nam Côn Sơn bị kéo toạc, tạo các trung, các trung tâm tích tụ,



(a)



(b)

Hình 3. Hình ảnh bản đồ đẳng dày trầm tích Oligocen (a) và trầm tích Miocen dưới (b)

đáng chú ý là hai trung tâm trầm tích chính của hệ tầng Cau gồm trung tâm, trung Bắc (nằm ở vùng Đông Bắc bể) có hướng Đông Bắc - Tây Nam (hướng của tách giãn Biển Đông) và các trung địa phương nhỏ (trung Hoa Tím...). Trầm tích lấp đầy các trung này thường có tướng thay đổi từ trầm tích lục địa (không biển) ở phần thấp của các trung đến tướng ven bờ và đầm hồ ở phần trên lát cắt Oligocen và phần trung tâm các trung địa phương.

Các thành tạo Miocen sớm (hệ tầng Dừa) vừa có tiềm năng chứa, tiềm năng chắn và tiềm năng sinh. Phần dưới tập Dừa sét chiếm ưu thế và thường được biết đến từ tầng sét Dừa. Phủ trên tập sét này là tập trầm tích có biên độ phản xạ mạnh hơn (như đã trình bày ở phần trên), các kết quả khoan cho thấy tập phủ trên là tập cát, sét xen kẽ.

Hình 2a cho thấy hướng chủ đạo của các trung tâm trầm tích này là hướng Bắc Nam. Từ các kết quả nghiên cứu về tướng địa chấn có thể thấy rằng sang đầu Miocen, hoạt động tách giãn Biển Đông kết hợp với chuyển động xoay theo chiều kim đồng hồ của khối Đông Dương cũng như sự dịch chuyển về phía Nam của khối Borneo đã làm cho hoạt động tách giãn ở thời đoạn này có xu thế chuyển dần tới gần Bắc Nam. Tướng trầm tích của tập này thay đổi từ lục nguyên ở phía Tây tới trầm tích gần bờ ở khu vực Lô 07, 11 và 12... sang trầm tích có tính biển hơn ở vùng trung tâm.

Các thành tạo Miocen giữa (hệ tầng Thông - Măng Cầu) có môi trường sườn lục địa, đôi chỗ là châu thổ. Trung tâm trầm tích chính nằm ở khu vực Lô 05 và phía Đông Lô 11. Với các kết quả nghiên cứu về tướng địa chấn có thể cho rằng tập Thông có tướng trầm tích sườn thềm ở khu vực Lô 05, phía Đông Lô 11 và có sự thay đổi dần sang tướng trầm tích gần bờ hơn ở phía Tây và vùng rìa bể.

Các kết quả khoan cho thấy tướng trầm tích của "tập Măng Cầu" chuyển sang biển nông với sự phát triển của đá vôi, đây là tập trầm tích biển dửng. Như vậy, ở khu vực các đới nâng và khu vực

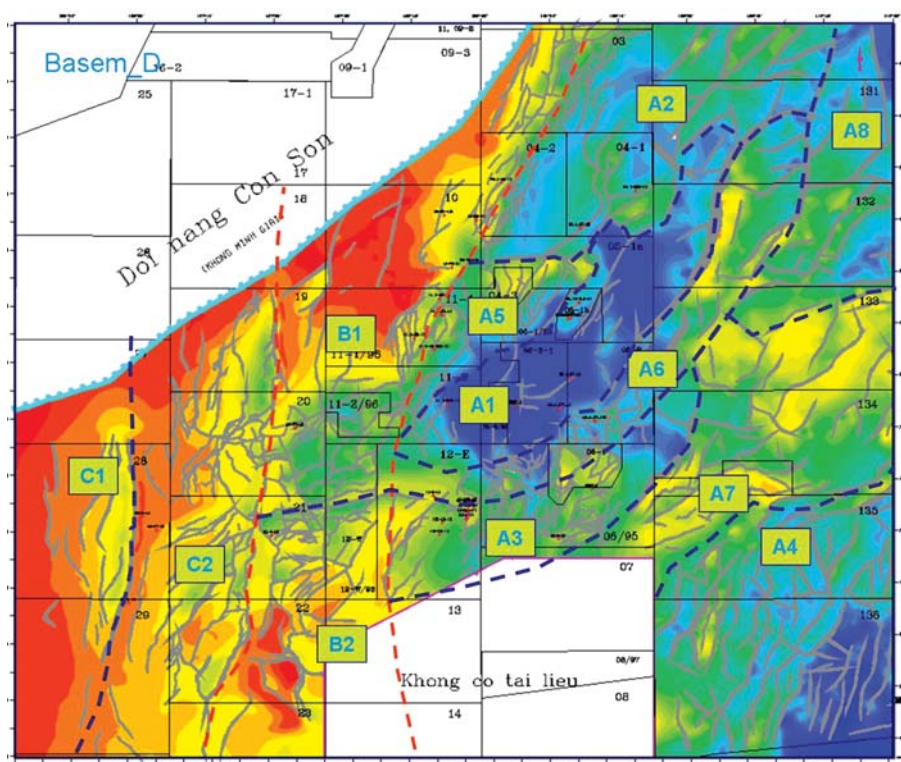
phía rìa các Lô 05 và phía Đông Lô 11 các thành tạo trầm tích chủ yếu có tướng biển ven bờ và là nơi có tiềm năng phát triển đá vôi.

4. Kiến tạo bể Nam Côn Sơn

4.1. Hệ thống đứt gãy

Hệ thống đứt gãy phương Bắc - Nam chủ yếu tập trung trên đới phân dị phía Tây, phụ đới nâng cận Natuna. Các đứt gãy thuộc hệ thống này thường có chiều dài lớn, biên độ thay đổi trong khoảng vài trăm mét đến một nghìn mét, một số đứt gãy có biên độ đạt tới 2.000 - 4.000m. Dọc các đứt gãy có tính khu vực thuộc hệ thống này phát triển các trung sâu, hẹp ở cánh sụt và các dải cấu trúc vòm kể áp đứt gãy ở cánh nâng của các đứt gãy [4, 5, 6].

Hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam phân bố hạn hẹp chỉ tập trung trên phụ đới phân dị phía Bắc và đới trung tâm, chúng đều là các đứt gãy có chiều dài nhỏ hơn các đứt gãy của hệ thống Bắc - Nam. Đây là các đứt gãy có biên độ biến đổi lớn từ vài trăm mét đến ba nghìn mét dọc theo phương kéo dài của đứt gãy. Ví



Hình 4. Sơ đồ phân vùng kiến tạo bể Nam Côn Sơn trên bản đồ cấu tạo nóc móng Đới trung phía Đông: A1 - Trùng Trung tâm, A2 - Trùng Đông Bắc, A3 - Trùng Nam Dừa, A4 - Trùng Đông Nam, A5 - Đới nâng Măng Cầu, A6 - Đới nâng Dừa, A7 - Đới nâng Tư Chính - Đá Lát, A8 - Trùng Nam Biển Đông, B. Đới phân dị chuyển tiếp: B1 - Phụ đới phân dị phía Bắc, B2 - Phụ đới cận Natuna, C. Đới phân dị phía Tây: C1 - Phụ đới rìa Tây, C2 - Phụ đới phân dị phía Tây

dụ ở phụ đới phân dị Bắc các biên độ đứt gãy thay đổi từ 1.000 - 3.000m, còn trong phụ đới trung Bắc và vùng giáp ranh với phụ đới phân dị Bắc từ 1.800 - 3.500m. Các đứt gãy này có mặt trượt đổ về phía Đông Nam, tạo sụt bậc mạnh, từ đới nâng Côn Sơn qua phụ đới phân dị Bắc và về trung tâm phụ đới trung Bắc. Dọc theo các đứt gãy này phát triển nhiều cấu trúc vòm, vòm kề đứt gãy kéo dài cùng phương. Theo nhiều nhà nghiên cứu thì hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam có từ trước Oligocen và được phát triển tới cuối Miocen, thậm chí có một số còn phát triển tới tận Pliocen (ở khu vực Lô 04-1, 04-3).

Hệ thống đứt gãy phương Đông - Tây phát triển không phổ biến, phân bố không tập trung và thường có chiều dài nhỏ, chúng có lịch sử phát triển sớm (từ trước Oligocen) nhưng hầu hết ngưng nghỉ trong Miocen sớm - giữa [2, 6].

Các đơn vị cấu trúc: Từ các phân tích về hình thái cấu trúc, lịch sử phát triển địa chất, trầm tích... có thể chia bể Nam Côn Sơn (đơn vị cấu trúc bậc 1) ra 3 đơn vị cấu trúc bậc 2 (A - Đới trung phía Đông, B - Đới phân dị chuyển tiếp và C - Đới phân dị phía Tây). Các đơn vị cấu trúc này lại được cấu tạo từ các cấu trúc bậc 3 (Hình 4).

5. Hệ thống dầu khí bể Nam Côn Sơn

5.1. Đá mẹ

5.1.1. Đá mẹ Miocen dưới

Các kết quả phân tích địa hóa [3, 5, 6, 8] ở bể Nam Côn Sơn cho thấy trầm tích Miocen dưới tương đối giàu vật

chất hữu cơ (VCHC) và được xem là tầng đá mẹ tương đối quan trọng ở bể Nam Côn Sơn. Đây là các thành tạo được lắng đọng trong môi trường lục địa và hỗn hợp giữa đầm lầy và chuyễn tiếp.

Các trầm tích hạt mịn có hàm lượng vật chất hữu cơ ở mức trung bình (TOC hầu hết nhỏ hơn 1,0%), HI thấp (không vượt quá 250mg/g), tiềm năng sinh rất thấp (1 - 3mg/g).

Một số tập than và sét than được phát hiện ở các Lô 04 cho thấy có tiềm năng sinh rất tốt (với TOC 20 - 50%, S2 có nơi đạt 100mg/g và HI lớn hơn 300mg/g).

5.1.2. Đá mẹ Oligocen

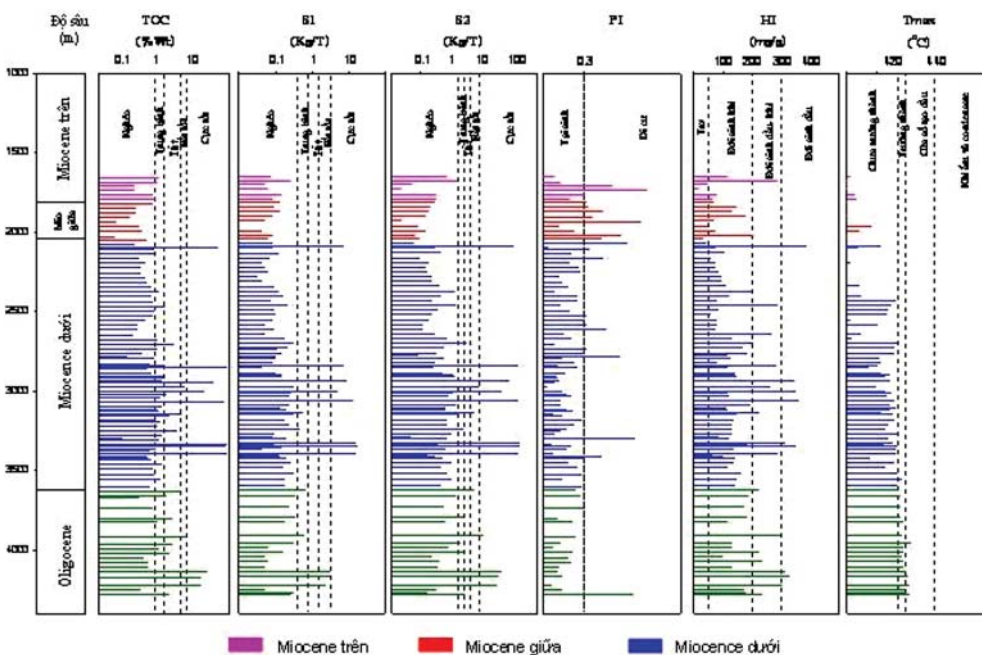
Phần trên của lát cắt Oligocen tương đối giống Miocen dưới về tính chất sinh dầu khí. Các tập sét than trong trầm tích Oligocen đã được phát hiện rải rác ở các Lô 05, 11, 12 và 20... và có TOC dao động trong khoảng 4,08 - 16,1% (trung bình 8,4); S2: 8,0 - 45,4mg/g (TB 19,4mg/g); HI: 199 - 282mgHC/gTOC (TB 216mg/g). Như vậy, đá mẹ thuộc phần trên mặt cắt Oligocen có thể đã được trầm đọng trong môi trường fluvial và delta.

Trong khi đó, ở phần dưới của lát cắt Oligocen, đá mẹ có thể mang tính đầm hồ. Điều đặc biệt này thể hiện qua các kết quả phân tích mẫu dầu khí đã được phát hiện, cũng như các mẫu chiết từ đá.

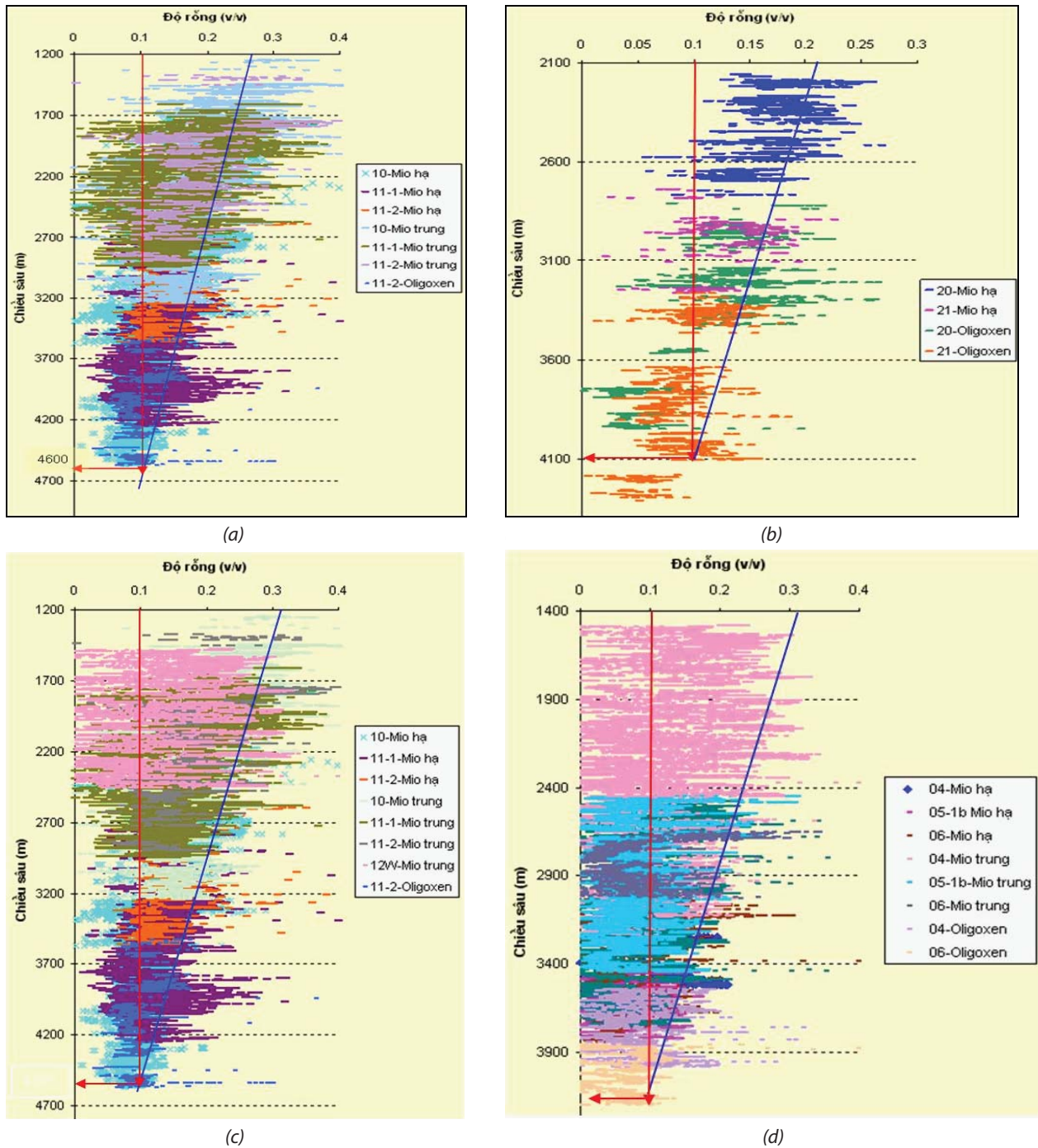
Các kết quả phân tích mẫu cho thấy hàm lượng VCHC tập trung cao ở Lô 05, 12, 20, 22, nhưng giảm dần về phía Lô 11 và 04 và có xu thế giảm dần theo hướng Tây Nam - Đông Bắc [3, 5, 6, 8]:

+ Hàm lượng TOC cao nhất ở Lô 05: (trung bình 1,67%), thấp nhất ở Lô 11 (trung bình 0,6%). S2 trung bình thay đổi từ 0,75 - 4,67mg/g; HI trung bình thay đổi từ 191-273mgHC/gTOC.

+ Hàm lượng VCHC thấp nhất được biết tại các Lô 11 và 04-3, đường đẳng giá trị TOC = 1% là đường giới hạn khả năng sinh hydrocarbon thuộc loại trung bình bao quanh khu vực này.



Hình 5. Kết quả phân tích nhiệt phân mẫu đá giếng khoan GK11.1-CPD-1X



Hình 7. Quan hệ giữa độ rỗng cát kết và chiều sâu bể Nam Côn Sơn

Ở đới phân dị phía Nam, đá chứa cát kết Miocen dưới có màu từ nâu đến nâu đỏ, xám lục. Độ lựa chọn trung bình, hạt từ góc cạnh đến bán tròn cạnh. Độ hạt từ mịn đến thô, phần lớn có kích thước trung bình. Cát kết chủ yếu là feldspathic litharenit và litharenit. Kết quả phân tích cho thấy, đá chứa tại khu vực này thấp, thay đổi từ 10 - 20%, trung bình khoảng 14%; độ rỗng từ 15 - 19%, trung bình đạt 17%; độ bão hòa nước trung bình, khoảng 50%.

5.2.3. Cát kết Oligocen

Ở đới trung phía Đông, đá chứa có hàm lượng sét thấp hơn so với đá chứa tuổi Miocen, trung bình khoảng 14%; độ rỗng giảm, thay đổi từ 11 - 15%, trung bình khoảng 13%; độ bão hòa nước thấp, trung bình đạt 45%.

Ở đới phân dị chuyển tiếp - đới phân dị phía Bắc, đá chứa tuổi Oligocen có hàm lượng sét thấp, khoảng 16%; độ rỗng trung bình khoảng 15%; độ bão hòa nước trung bình khoảng 48%.

Ở đới phân dị phía Tây, đá chứa có độ rỗng trung bình 17% và độ bão hòa nước là 53%.

Ở đới phân dị chuyển tiếp - phụ đới phân dị phía Nam đá chứa cát kết tuổi Oligocen thuộc đới phân dị phía Tây có độ mài tròn, chọn lọc kém, hạt chủ yếu là góc cạnh, đôi chỗ bán tròn cạnh. Độ hạt từ mịn đến thô. Khoáng vật chủ yếu là các mảnh vụn thạch anh (trung bình từ 50 - 55%). Cát kết chủ yếu là feldspathic litharenit, đôi chỗ là litharenit hoặc lithicarkos. Hàm lượng feldspar biến đổi từ 4 - 13%, trung bình từ 6 - 9%, trong đó K-feldspar chiếm ưu thế hơn so với plagioclase. Các mảnh đá đạt trung bình từ 20 - 25%, chủ yếu gồm các vụn núi lửa (rhyolite, andesite) và biến chất (phyllite, schist và metaquartzite), ngoài ra là các đá trầm tích hoặc granitoid.

Đá chứa có hàm lượng sét thấp, trung bình khoảng 13%. Độ rỗng trung bình 14% và độ bão hòa nước trung bình là 50%. Tại khu vực phía Đông, ta thấy nếu sử dụng giá trị ngưỡng của độ rỗng là 10% thì ở khu vực này tới khoảng độ sâu 4.200m các vỉa cát kết vẫn còn có khả năng chứa dầu khí. Trong khi với các khu vực phụ đới phân dị phía Bắc, phía Tây và phía Nam, giá trị này lần lượt là 4.500m, 4.100m và 4.900m.

5.3. Đá chắn

Ở bể Nam Côn Sơn, các tầng chắn chủ yếu mang tính địa phương [5, 6, 9], khó có thể tồn tại một tầng chắn rộng lớn. Các tập sét địa phương hình thành riêng biệt trong các giai đoạn địa chất nhất định (thường gắn với giai đoạn transgression).

Theo kết quả mới nhất trong nghiên cứu chung giữa Viện Dầu khí Việt Nam và Công ty Corelab (2009 - 2010), trong lát cắt trầm tích từ Oligocen đến Miocen trên có rải rác các tầng chắn địa phương. Kết quả phân tích hai mẫu “chắn tiềm năng” tuổi Oligocen (4.000m, 12W-HA-1X; 3.315m, 11.1-CH-1X) cho thấy hàm lượng sét nói chung thấp (< 27%) và các tính toán cho thấy đó là tầng chắn khí rất tốt và chắn dầu tốt (?). Sáu mẫu chắn “tiềm năng” tuổi Miocen sớm ở các Lô 11.1, 11.2, 12, 20, 21 và PV94 được phân tích đã cho kết quả rất khác nhau về tổng độ sét và cacbon

hữu cơ cũng như cấu - kiến trúc và các tính chắn không rõ ràng. Tương tự, các mẫu trong Miocen trên và trẻ hơn cũng cho kết quả không chắc chắn về tính chắn.

6. Vài nét về mô hình địa hóa dầu khí

Mô hình địa hóa 2D đã khôi phục lại quá trình sinh, di cư và tích tụ dầu khí, 4 tuyến địa chấn (S-14, n S-5, S-20 và S21) được lựa chọn để chạy mô phỏng quá trình trưởng thành của đá mẹ và quá trình di thoát, di cư và nạp bẫy.

Các giai đoạn gián đoạn trầm tích và bóc mòn được xác định trên mặt cắt minh giải địa chấn.

Thành phần thạch học được xác định từ số liệu thực tế (phân tích mẫu và địa vật lý giếng khoan).

Các đứt gãy là yếu tố quan trọng trong kết quả mô hình. Thời gian, độ kín, hở của các đứt gãy dự báo theo tài liệu địa vật lý và cho rằng 10m của vùng đứt gãy tương đương 10mD.

Hai “hệ thống” đá mẹ được đưa vào mô hình. Đá mẹ lacustrine phân bố ở vùng có trầm tích Oligocen dày với ước chừng khoảng gần nửa chiều dày của Oligocen chứa đá mẹ đầm hồ, trong đó Oligocen “dưới” chứa khoảng 2% TOC và HI khoảng 600mgHC/gTOC.

Lịch sử địa nhiệt được tối ưu hóa trên cơ sở so sánh các tham số thực trực tiếp như độ trưởng thành (%Ro,

Bảng 1. Kết quả mô hình địa hóa bể Nam Côn Sơn: độ sâu hiện tại của các ngưỡng trưởng thành

Điểm/GK	Ngưỡng trưởng thành của đá mẹ ở độ sâu hiện tại (m)					Đáy (m)
	%R _o	0,55	0,72	1	1,3	
1	1.800	2.400	2.050	3.600	-	4.000
5	1.900	2.500	3.200	3.650	4.600	4.950
10-PM-1X	2.200	2.700	3.300	-		3.750
10-PM-1X	2.250	2.800	3.750	4.100	5.000	5.700
05.3-TT-1X	2.400	3.200	4.000	4.550	5.450	7.300
40	2.400	3.100	3.850	4.400	5.200	5.550
11.1-CH-1X	2.400	2.950	3.600	-	-	5.250
12	2.800	3.600	4.800	5.300	6.400	7.900
19	2.600	3.600	4.800	5.150	6.200	8.100
12-LK-1X	2.500	3.200	4.100	4.400		6.400
12-CS-1X	2.450	3.200	4.050	4.400	-	5.100
28-A-1X	2.100	-	-	-	-	2.100
20-PH-1X	1.870	2.450	-	-	-	2.900
23	1.950	2.550	3.100	3.600		5.420
	2.100	-	-	-	-	2.100
10	2.300	3.150	-	-	-	3.450
15	2.600	3.300	4.250	4.700	-	5.600
11.2-RB-1X	2.200	2.800	3.600	3.850	4.800	5.950
40	2.200	3.100	4.100	4.450	5.400	7.500

Bảng 2. Kết quả mô hình địa hóa bể Nam Côn Sơn: thời gian thành tạo hydrocarbon

Tuyến	Điểm	Tập đá mẹ	Thời gian sinh dầu (MA)		Thời gian sinh khí (MA)	
			BĐ sinh	Sinh ồ ạt	BĐ sinh	Sinh ồ ạt
S ₁₄	05.3-TT-1X	Oligocen dưới	20,5	15,5-16,5	15	14-12
		Oligocen trên	16	15,5-12	Sinh khí ít	
		Miocen dưới 1	Sinh dầu và khí ít			
		Miocen dưới 2	15	8-4	6	4-0
	Nóc Miocen dưới		Sinh dầu và khí ít			
	10-PM-1X	Oligocen dưới	19	16-13	15	14-10
		Oligocen trên	18	14-8	13	8-0
		Miocen dưới 1	15	8-2	6	4-0
		Miocen dưới 2	13	8-0	8	6-0
		Nóc Miocen dưới	6	2-0	4	2-0
S ₅	12-LK-1X	Oligocen dưới	26	17-12	17,5	14-10-0
		Oligocen trên	Sinh dầu và khí ít			
		Miocen dưới 1	10	4-0	7	2-0
	Column 19	Oligocen dưới	29	26-23	26	18-14
		Oligocen trên	20	17-13	Sinh khí ít	
		Miocen dưới 1	15	13-8		
	Column 10	Oligocen dưới	29	26-24; 22-15	27	17-11-0
		Oligocen trên	15	13-15,5	Sinh khí ít	
S ₂₀	20-PH-1X	Oligocen dưới	20	4-0	10	4-0
		Oligocen trên	16	12-10-0	Sinh khí ít	
S ₂₁	Column 40	Oligocen dưới	27	18-15,5	18	17-14
		Oligocen trên	18	15-14	16	12-8
		Miocen dưới 1	17	13-10	Sinh khí ít	
	11.2-RB-1X	Oligocen dưới	20	17-14	16	13-8
		Oligocen trên	16	13-9	Sinh khí ít	
		Miocen dưới 1	Sinh dầu khí không đáng kể			
	Column 18	Oligocen dưới	20	16,5-14	17	13-8
		Oligocen trên	16	13-8	Sinh khí ít	

Tmax, nhiệt độ, GC, GCMS...). Qua quá trình tối ưu hóa này, không những nhiệt độ mà các tham số khác cũng được xem xét, điều chỉnh (như thời gian và chiều dày bóc mòn).

Kết quả nghiên cứu mô hình của các điểm mô phỏng trên 4 tuyến mặt cắt hiện tại cho thấy độ sâu vào ngưỡng trưởng thành (0,55%Ro) thay đổi từ 1.800 - 2.600m, pha chính tạo dầu (0,72%Ro) thay đổi từ 2.400 - 3.300m vào pha tạo khí ẩm và condensat (1,3%Ro) từ 3.600 - 4.700m, pha tạo khí khô (> 2%Ro) điểm từ 4.600 - 6.400m. Trên cả 4 tuyến mặt cắt cho thấy đá mẹ Oligocen có bề dày trầm tích lớn, phần lớn tập đá mẹ này đã sinh dầu và khí, tại các trung sâu là những vùng đá mẹ có khả năng sinh dầu và khí tốt nhất, phần trên của đá mẹ Oligocen ở những vùng bị nâng lên bào mòn quá trình sinh hữu cơ bị hạn chế.

7. Kết luận

Đá mẹ "Lacustrine" phân bố như thế nào và việc dự báo sự tồn tại của đá mẹ này vẫn là một thách thức với nhiều nhà địa chất dầu khí, tuy nhiên một số vấn đề đã từng bước được sáng tỏ:

+ Bể trầm tích dầu khí Nam Côn Sơn là một bể Rift Đệ tam, quá trình phát sinh và phát triển liên của bể quan mật thiết tới tiến trình tách giãn Biển Đông. Bể được giới hạn về phía Tây Bắc bởi dải nâng Côn Sơn, phía Nam - Đông Nam bởi đới nâng Natuna... Ở bể Nam Côn Sơn có 2 pha tách giãn (rifting): pha thứ nhất xảy ra trong Oligocen (còn được xem là tuổi tạo bể), pha muộn có lẽ được bắt đầu trong Miocen sớm, nhưng thời gian kết thúc của nó vẫn còn được tranh luận, chưa thống nhất.

+ Các thành tạo mìn đồng tách giãn/Synrift là đối tượng quan trọng về tiềm năng dầu khí bể Nam Côn Sơn, đặc biệt là tiềm năng sinh.

+ Có hai tầng đá mẹ chính: Đá mẹ Miocen dưới (sét, sét than và than) chứa vật liệu hữu cơ có nguồn gốc thực vật bậc cao trên cạn, có khả năng sinh khí là chủ yếu (có xu hướng sinh sinh khí) nhưng chủ yếu đang nằm trong pha tạo dầu nên có ý nghĩa rất ít trong việc cung cấp sản phẩm cho quá trình nạp bể. Đá mẹ được dự báo và chứng minh qua sản phẩm dầu khí có tuổi Oligocen chứa vật liệu hữu cơ đầm hồ là chủ yếu, được hình thành trong giai đoạn đầu tạo rift, ở các vùng trũng sâu dọc theo trục tách giãn Biển Đông cổ tầng đá mẹ có khả năng sinh dầu là chủ yếu, có liên quan đến các phát hiện dầu ở bể Nam Côn Sơn. Đá mẹ Oligocen ở các vùng trũng sâu (Lô 04, 05...) bước vào pha tạo dầu rất sớm (29MA), pha di cư dầu mỏ nguyên sinh xảy ra khoảng 15MA và hiện tại đang trong giai đoạn tạo khí khô. Do vậy, các cấu tạo triển vọng nằm trong vùng trũng sâu của móng có xác suất chứa khí rất cao, khó có khả năng chứa dầu. Cho nên, khu vực rìa xa trũng trung tâm, đặc biệt là khu vực Lô 21 và 22 là các đối tượng nên được quan tâm nghiên cứu.

+ Các đối tượng chứa chính ở bể Nam Côn Sơn bao gồm các đá trầm tích từ Oligocen đến Miocen trên, đá cacbonat Miocen giữa, đá móng.

+ Ở bể Nam Côn Sơn, các tầng chắn chủ yếu mang tính địa phương, khó có thể tồn tại một tầng chắn rộng lớn. Các tập sét địa phương hình thành riêng biệt trong các giai đoạn địa chất nhất định (thường gắn với transgression).

Tài liệu tham khảo

1. Conoco Phillips, 2006, *Exploration potential of deepwater blocks 135/136 Nam Con Son basin - Vietnam*. Lưu trữ PVN (PAC).
2. Lee et al, 2001. *Geologic Evolution of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore Southern Vietnam, East Sea*. AAPG Bulletin, V. 85, No. 6.
3. Nguyễn Thị Dịu và nnk, 2000. *Mô hình địa hoá bể Nam Côn Sơn*. Lưu trữ dầu khí.
4. Nguyễn Trọng Tín và nnk, 1995. *Chính xác hoá cấu trúc địa chất và trữ lượng dầu khí phần phía Đông bể Cửu Long và Nam Côn*. Lưu trữ dầu khí.
5. Nguyễn Trọng Tín và nnk, 1997. *Nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực phía Tây bể Nam Côn Sơn các*

lô 19, 20, 21, 22, 28 và 29. Lưu trữ PVN (PAC).

6. Nguyễn Trọng Tín và nnk, 2005. *Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí bể trầm tích Nam Côn Sơn trên cơ sở tài liệu đến 12/2003*. Lưu trữ dầu khí.

7. Oolithica, Geoscience LTD, 2007. *Dua blackbird: Reservoir characterisation of the middle Dua formation, block 12E, offshore Vietnam, incorporating sedimentology and petrography of core 1-3 from 12E-CS-1X/ST1*. Lưu trữ PVN (PAC).

8. Trần Công Tào và nnk, 1997. *Đánh giá địa hoá trầm tích Đệ tam bể Nam Côn Sơn*. AGIP. Báo cáo địa chất của GK 04-A-1X (MC-1X). 1979. Lưu trữ PVN (PAC).

9. BP exploration (Vietnam) LTD, 1999. *Blocks: 05, 06, 11, 12 regional clastic reservoir performance assessment*. Lưu trữ PVN (PAC).

10. BP Vietnam, 2004. *Block 05.2 Regional exploration Report*. Lưu trữ PVN (PAC).

11. British Gas, 1994. *Báo cáo lô 04-1*. Lưu trữ PVN (PAC).

12. Canadian petroleum Vietnam LTD, 1996. *Final well report Seagull 12w-HA-1X*. Lưu trữ PVN (PAC).

13. Graham Pazdzierski, December 2006. *Dua-4X: Sedimentology and Petrography of cores 1 & 2 from the middle Dua formation, Dua field, Block 12, offshore Vietnam*. Premier Oil Vietnam offshore BV. Lưu trữ PVN (PAC).

14. Ichron Ltd, July, 2005. *Chemostratigraphy of early Miocen sediments, Dua field, Vietnam*. Lưu trữ PVN (PAC).

15. LASMO, 1994. *Báo cáo lô 04-2*. Lưu trữ PVN (PAC).

16. Lê Đức Công và nnk, 2008. *Minh giải tài liệu địa chấn 2D, đánh giá sơ bộ tiềm năng dầu khí khu vực Tư Chính - Vũng Mây*. Lưu trữ PVN (PAC).

17. Ngo Xuan Vinh, Pham Xuan Kim, 1996. *Petrographical analysis results of sidewall core plug samples interval 1270 - 2281m, 2515 - 3578m from 12W-HA-1X Well*. Viện Dầu khí Việt Nam.

18. Nguyễn Văn Phòng và nnk., 2008. *AVO forward modeling and regional analogue study of Dua and blackbird fields*. Lưu trữ PVN (PAC).

19. Premier Oil, June 2008. *Black bird hydrocarbon initially in place and reserves assessment report*. Lưu trữ PVN (PAC).

20. PVSC, 2000. *Seismic data interpretation western part of blocks 133 & 134 Nam Con Son basin*. Lưu trữ PVN (PAC).