

TIỀM NĂNG DẦU KHÍ BỂ TRẦM TÍCH PHÚ KHÁNH

OIL AND GAS PROSPECTS OF PHUKHANH SEDIMENTARY BASIN

Nguyễn Xuân Huy

Khoa Kỹ thuật Địa chất & Dầu khí, Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh, Việt Nam

TÓM TẮT

Bồn trũng Phú Khánh là một trong số bồn trũng tiềm năng chứa dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam và là nơi duy nhất chưa có một giếng khoan thăm dò nào. Trong bài báo này, tác giả tổng hợp và phân tích các đặc điểm cấu trúc và địa tầng của bồn trũng, đặc biệt là các tập trầm tích và tiềm năng hydrocarbon bao gồm các tầng đá mẹ, loại bẫy, vỉa chứa sản phẩm và các dạng cấu tạo tích lũy dầu khí.

ABSTRACT

The Phu Khanh basin is one of the most perspective basin on Vietnam's continental and the only undrilled basin on the Vietnam margin of East sea. In this study, we report on the structural and stratigraphic framework of the Phu Khanh basin, emphasizing sequence stratigraphy, and address hydrocarbon potential, including possible source rocks, trap stypes, reservoirs, and play.

1. QUÁ TRÌNH THĂM DÒ VÀ PHÁT TRIỂN BỒN TRŨNG PHÚ KHÁNH

Phú Khánh là một trong số những bể trầm tích Kainozoi đã được xác định ranh giới ở thềm lục địa Việt Nam. Diện tích của bể gồm chủ yếu là các lô 120 - 126, khoảng trên 60 nghìn km². Trong phạm vi các lô này, các hoạt động tìm kiếm thăm dò đã triển khai thu nổ 17537 km tuyến địa chấn 2D, tuy vậy vẫn chưa có mặt giếng khoan tìm kiếm dầu khí nào tính cho đến thời điểm hiện nay. Đây là bể trầm tích có mực nước biển khoảng 50 - 2500m, sâu hơn so với các bể trầm tích Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay-Thổ Chu.

Bể trầm tích Phú Khánh là một bể rìa thềm, nước sâu và mực nước thay đổi nhanh mang đặc điểm của chân lục địa. Các hoạt động tìm kiếm thăm dò còn ít ỏi do những rủi ro tiềm tàng gặp CO₂ đã được ghi nhận ở các bể Sông Hồng, Nam Côn Sơn và Malay-Thổ Chu. Việc mời thầu khu vực nước sâu có 10 lô gồm toàn bộ khu

vực bể Phú Khánh và phần phía đông của các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn bắt đầu từ 10/2004.

2. CẤU TRÚC ĐỊA CHẤT VÀ LỊCH SỬ PHÁT TRIỂN

Bể trầm tích Phú Khánh là một bể căng giãn, kéo dài theo hướng Bắc Nam khoảng 300km và rộng chừng 100km, thuộc vùng thềm lục địa Việt Nam – khu vực nằm trong đới chuyển tiếp từ vỏ lục địa Đông Dương và vỏ đại dương Nam Trung Hoa (vỏ biển Đông). Bể trầm tích bị chi phối bởi hai hệ thống đứt gãy chính:

+ Hệ thống đứt gãy theo hướng Tây Bắc dọc theo đới phân chia Tuy Hòa (shear)

+ Hệ thống đứt gãy theo hướng Bắc dọc theo ngoài rìa thềm Đà Nẵng

Cả hai hệ thống đứt gãy này nằm sâu trong móng. Bể trầm tích Phú Khánh được giới hạn bởi các yếu tố cấu trúc chính (Hình 1):

+ Thềm Phan Rang và Đà Nẵng

- + Bồn trũng Phú Khánh
- + Đới phân chia Tuy Hòa

Tương tự như các bể trầm tích khác ở thềm lục địa Việt Nam, bể Phú Khánh được hình thành từ giai đoạn cuối Paleogene. Tốc độ trầm tích nhanh đặc trưng bởi các trầm tích đồng rift

Paleogene muộn và Miocene sớm phủ bất chỉnh hợp lên móng Mesozoi, và các trầm tích hậu rift có tuổi Miocene trung – Holocene (Lee et al., 2001). Chiều dày trầm tích thay đổi từ 500m ở rìa phía Tây đến 8000m ở Trung Tâm và có thể đạt tới trên 10500m ở những phần sâu nhất trong bể.



Hình 1: Vị trí và các yếu tố cấu trúc chính ở bể Phú Khánh và khu vực xung quanh (bổ sung theo IHS, 2003)

3. CÁC PHÁT HIỆN DẦU KHÍ LÂN CẬN BỂ PHÚ KHÁNH

Khả năng có dầu khí trong đá móng trên thềm lục địa Việt Nam đã được nghiên cứu, bàn thảo và tranh cãi nhiều sau khi VietsovPetro phát hiện dầu trong đá móng ở khu vực mỏ Bạch

Hổ - bể trầm tích Cửu Long (1988). Giai đoạn sau đó (1989 - 2000) đã có nhiều giếng khoan vào đá móng phát hiện dầu khí thương mại trong khu vực các lô phía Bắc bể trầm tích Cửu Long chẳng hạn mỏ Rồng, Rạng Đông, Ruby,...và

gần đây phát hiện dầu khí với trữ lượng lớn ở mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Nâu,....

Ngoài ra, một số giếng khoan vào đá móng trong khu vực các lô phía Nam bể sông Hồng như: 110, 111, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 120, 121,... và lô 106 – cấu tạo Yên Tử thuộc phần phía Bắc của bể. Một số nhà thầu đã công bố phát hiện dầu khí. Tuy nhiên, vẫn chưa có thông tin chính thức xác nhận phát hiện thấy dầu thương mại.

Phía đông phần phía Nam vịnh Bắc Bộ, Trung Quốc đã phát hiện mỏ khí Ya131 ở khu vực ranh giới các bể Yinggehai/Qiongdongnan vào năm 1984. Mỏ này có trữ lượng khoảng 100 tỷ m³ – theo Geng et al. (1998). Đây là một mỏ khí được phát hiện trong khu vực bể trầm tích có chiều dày lớn. Tài liệu khoan và địa chấn đã chứng minh rằng chiều dày trầm tích có thể đạt tới 5000 – 8000m. Mỏ này cách Yacheng, đảo Hải Nam –Trung Quốc 100 km về phía Nam.

Ở các khu vực này, ngoài các tầng chứa tiềm năng có tuổi Đệ Tam (trầm tích vụn, đá vôi sinh vật), người ta thường quan tâm đến cả các tầng đá móng trước Đệ Tam. Đá móng ở đây, theo như đã phát hiện ở một số giếng khoan có thể gồm một số loại khác nhau: Carbonate Devon, granite và biến chất. Tuy nhiên, chỉ các đối tượng đá móng nứt nẻ nhô cao (dạng blocks) thì thường mới được xem xét như là các tầng chứa triển vọng. Tuy vậy khi thử vỉa thì lại là giếng khô, giếng cho CO₂, và không gặp dầu khí mặc dầu ở một vài giếng đã bắt gặp các biểu hiện có dầu khí trong quá trình khoan như mất dung dịch, hoặc có thấy các mẫu vụn (cutting) thấm dầu.

Xem xét một số điều kiện về kiến tạo trong phạm vi của bể Phú Khánh và so sánh với cơ chế nứt vỡ kiến tạo dưới ảnh hưởng của hệ thống đứt gãy chòem nghịch hình thành nên độ rỗng thứ sinh cho đá móng ở khu vực mỏ Bạch

Hổ, cho thấy rằng các đá móng trong phạm vi bể Phú Khánh có khả năng bị nứt vỡ rất cao, đặc biệt là trong phạm vi các lô 123 – 126 và phía Bắc 2 bể Cửu Long và Nam Côn Sơn (lô 127 và 128). Các lô này nằm trong đới kiến tạo chuyển tiếp, chịu ứng suất kiến tạo do đứt gãy trượt bằng ngang (hệ thống đứt gãy kinh tuyến 110⁰) biến đổi và xoay theo chiều kim đồng hồ (Tapponier).

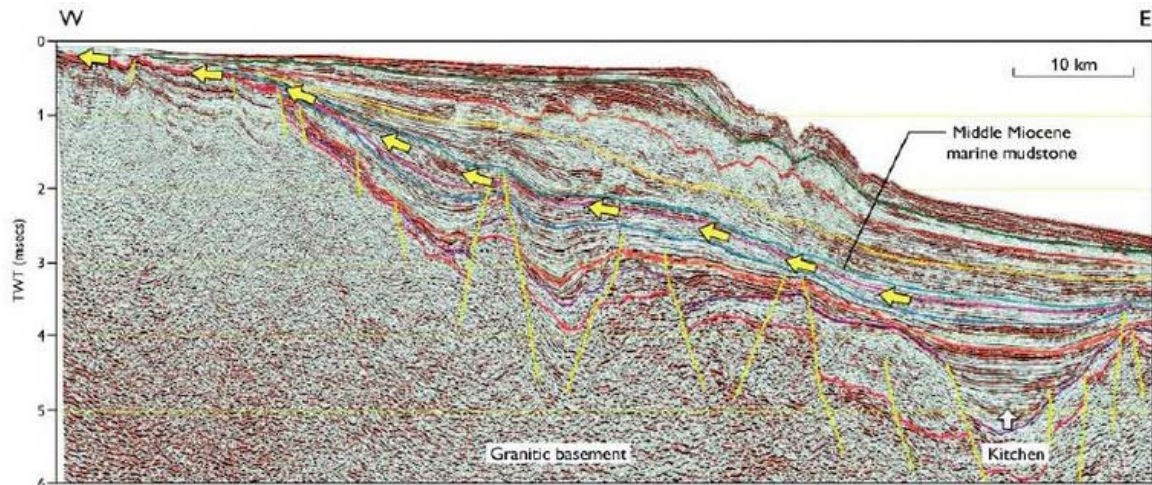
4. ĐẶC ĐIỂM HỆ THỐNG DẦU KHÍ

Các tiền đề để tìm kiếm dầu khí được xác minh trên cơ sở tiến hành khoan giếng thăm dò sau đó tiến hành việc đánh giá các yếu tố đá sinh, chứa, chắn, bẫy chứa hay còn gọi là nghiên cứu, đánh giá hệ thống dầu khí theo các tài liệu thu thập từ giếng khoan.

Với hoạt động thăm dò còn hạn chế và chưa có giếng khoan nào trong khu vực bể, nên chưa thể liên kết dầu thô với đá sinh. Các đặc trưng của đá sinh, đá chứa, đá chắn và bẫy chứa mà mới chỉ có thể đánh giá dựa trên các dấu hiệu tương tự từ những bể bên cạnh và trên các tài liệu địa chấn, địa vật lý có sẵn.

4.1. Địa hóa đá mẹ

Sự rò rỉ dầu vẫn còn hoạt động trong các đá magma nứt nẻ và được mô tả ở trên đất liền, khu vực đầm Thị Nại – Quy Nhơn. Sự rò rỉ này được giải thích do dịch chuyển dầu khí theo phương ngang từ các thành hệ Đệ Tam ngoài khơi bể Phú Khánh (Traynor and Sladen, 1997) (Hình 2). Các dầu này bị phân hủy sinh vật với mức độ cao vì không thấy có mặt alkanes mạch thẳng và mạch nhánh isoprenoids. Tuy vậy, quá trình phân hủy không ảnh hưởng đến các vết sterane và triterapane. Sự tồn tại của oleanane cho thấy có sự tham gia của thực vật bậc cao loài hạt kín, Loài này xuất hiện từ các đá có tuổi Creta muộn đến hiện nay trong khu vực xung quanh và có thể cả ở khu vực bể Phú Khánh.



Hình 2: Tài liệu địa chấn bề Phú Khánh. Sự rò rỉ dầu ven bờ nằm ở ngay phía Tây mặt cắt, cho biết đường dịch chuyển lên phía trên của các hydrocarbon được thành tạo từ vùng sinh tiềm năng trong bề (theo Traynor và Sladen, 1997).

Sau đó, Hou et al. (2003) đưa ra những dạng kerogen và các tính chất địa hóa tạm thời cho mỗi phân vị địa tầng trong khu vực bề Phú Khánh trong phần Basin Study System (BSS) của họ, dựa trên tài liệu giếng khoan ở khu vực bên cạnh, minh giải địa chấn và sử dụng các phần mềm phân tích khác nhau. Sét kết sông – châu thổ, đầm hồ và than đá trong các phân vị Eocene thượng – Oligocene thượng có thể chứa nhiều hơn 0.6% TOC. Trong bề Cửu Long bên cạnh, hàm lượng TOC của các đá sinh tương tự nằm trong khoảng 0.6 – 8.46%, trung bình khoảng 1.70%. Các đá sinh cổ nhất trong bề Phú Khánh có thể chứa kerogen loại I, có tiềm năng sinh cao. Các sét biển Miocene hạ có thể chứa hàm lượng TOC khoảng 2%, chủ yếu là kerogen loại II. Các đá sinh trẻ hơn này có thể có tiềm năng sinh dầu từ trung bình đến cao. Các thành hệ sét biển Miocene trung – Holocene được coi là chưa trưởng thành và chưa được xem xét về tiềm năng sinh dầu khí.

Với gradient địa nhiệt 38 – 39.5^oC/km, các đá sinh có thể có cửa sổ tạo dầu ở trong khoảng 3200 – 4000 m, giai đoạn tạo dầu mạnh nhất ở độ sâu 4200 – 5500m và kết thúc pha sinh dầu bắt đầu chuyển sinh khí condensat ở hơn 6800m (H.D.Tien, 2003). Như vậy, sự phân bố của quá trình thành tạo hydrocarbon trên khắp khu vực

bề phần lớn là đá sinh Oligocene (Hình 3)

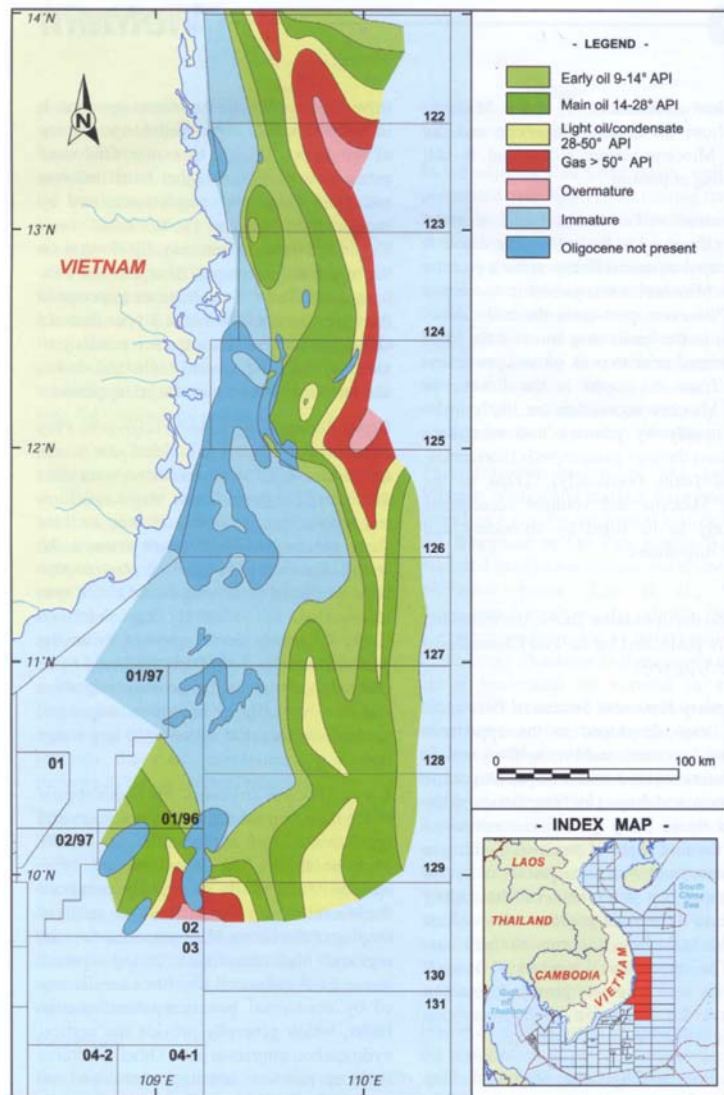
4.2 Tầng chắn

Tầng chắn bao gồm: các tầng chắn cục bộ và tầng chắn khu vực.

- + Tầng chắn cục bộ trên nóc hoặc sườn các cấu tạo dương, chủ yếu là các tầng sét có tuổi Đệ Tam, hoặc các lớp sét kết, bột kết xen kẽ.

- + Tầng chắn khu vực: Các lớp sét biển dày có tuổi Miocene thượng - Holocene, được thành tạo trong quá trình lún chìm đẳng tĩnh của bề.

Các màn sét kết và bột kết Đệ Tam có thể là các tầng chắn đỉnh, chắn sườn đối với đá chứa là móng nứt nẻ. Các lớp bột kết và sét kết phân lớp xen kẽ trong các loạt đồng rift là những lớp chắn cho cả thành hệ, và những lớp sét kết biển tiến đồng rift cục bộ có thể là những lớp chắn đỉnh đối với các vỉa chứa địa phương trong các loạt đồng trầm tích này. Sét kết và bột kết ở nơi nước sâu có thể là những tầng chắn thành hệ hoặc chắn đỉnh đối với các vỉa chứa địa phương vụn và carbonate trong các loạt trầm tích hậu rift. Các sét kết biển tuổi Miocene muộn–Holocene đóng vai trò là các tầng chắn khu vực. Các xi măng sét phát triển dọc theo đứt gãy cũng có khả năng nâng cao khả năng chắn của đứt gãy.



Hình 3: Thành tạo hydrocarbon của đá sinh Oligocene diễn ra trong giai đoạn Miocene muộn ở Phú Khánh (theo PetroVietnam & Nopec, 1994)

4.3. Bẫy chứa

Hệ thống đứt gãy hình hoa cũng là một trong những điều kiện lý tưởng để thành tạo bẫy chứa. Trong trường hợp này, mặt trượt đứt gãy kết hợp với lớp sét dày có thể là những màn chắn rất lý tưởng cho các thân cát kết.

Ngoài ra còn có thể có các loại bẫy tiềm năng khác như đá móng nứt nẻ, phong hóa,..có thể được các lớp sét Độ tam chắn đỉnh, chắn sườn để tạo bẫy; các bẫy địa tầng: vát nhọn, cắt cụt do bào mòn cắt xén ở giai đoạn kiến tạo

nâng toàn khu vực tạo nên; bẫy đá vôi carbonate thềm, đá vôi ám tiêu san hô,...

4.4 Các vỉa chứa (Reservoirs)

Các vỉa tiềm năng trong bể bao gồm các đá móng nứt nẻ, các đá cát kết có tuổi Eocene thượng – Miocene, và carbonate tuổi Miocene trung.

Ở bể Cửu Long bên cạnh, các giếng khoan đã xuyên sâu hơn 500m vào trong đá móng nứt nẻ chứa dầu. Móng có thành phần gồm chủ yếu là các acid magmatics như granite, granodiorite và quartzose granite có tuổi Jura giữa – Kreta

giữa và muôn (Areshev et al., 1991). Một số granites và granodiorites có đới phong hóa, đới vỡ vụn, mylonitisation và thấm lọc tới chiều dày vài trăm m, có ý nghĩa rất quan trọng về độ rỗng thứ sinh.

Các bể trong đới chuyển tiếp ở rìa thềm lục địa Nam Việt Nam có xu thế giống nhau về lịch sử địa chất. Vì thế, móng bể Phú Khánh có thể có những đới biến đổi tương tác ngoại sinh và nội sinh (Lac et al., 1997). Các tương tác nội sinh là các nứt nẻ nguyên sinh, được hình thành chủ yếu nhờ vào quá trình kết tinh của các đá. Nứt nẻ trong các đá này về bản chất có thể theo phương ngang hoặc phương thẳng đứng. Các đới ngoại sinh là những khu vực đá móng bị nứt nẻ do lực nén ép cục bộ của các thể đất đá trẻ hơn. Các quá trình thủy nhiệt và các quá trình metasomatism, hofelisation thường được phát triển cùng với các đới tương tác ngoại sinh làm cho khoáng vật thứ sinh lấp đầy vào các nứt nẻ. Cấu hình cuối cùng của các hệ thống nứt nẻ này có thể bị không chế bởi các hệ thống đứt gãy đồng trầm tích, chủ yếu có hướng Tây Bắc – Đông Nam, Bắc – Nam, và Đông Bắc – Tây Nam. Các đá móng có thể ở độ sâu 3500 – 4500m (Nguyen, 2004).

Để dự đoán sự phân bố của các đá chứa cát kết tiềm năng trong các hệ tầng Oligocene và Miocene, Hou et al. (2003) sử dụng kỹ thuật phân tích Geology Driven Integration (GDI). Nghiên cứu này tiến hành ở phần nửa phía Bắc của bể, đã cho biết rằng tổng chiều dày của cát kết Oligocene thay đổi 5 – 40m. Ở phần trung tâm phía Bắc của bể, chiều dày có thể đạt tới hơn 35 – 40m, trong khi ở phần Trung Tâm của bể, chiều dày thay đổi từ 5 – 35m. Nhìn chung, các cát kết Oligocene trở nên mỏng hơn về cả hai phía đông và tây của trục Trung Tâm bể. Độ rỗng trung bình cát kết Oligocene ở phần phía Bắc trong khoảng 8 – 30%. Độ rỗng cao nhất (>30%) có thể ở phần phía Tây nửa phía Nam của bể, với độ hạt giảm dần về phía Đông, làm cho độ rỗng có thể giảm thấp nhất tới < 12%.

Tổng chiều dày cát kết Miocene hạ có thể thay đổi 5 – 40m ở phần phía Nam của bể. Cát kết có thể dày hơn, đạt tới trên 40m ở phần trung tâm phía Bắc. Phần Trung Tâm bể, cát kết có thể dày hơn 40m. Độ rỗng trung bình của cát kết Miocene hạ có thể thay đổi 10 – 25%. Theo Nguyen (2004), cát kết có tuổi Oligocene – Miocene có độ thấm trung bình lớn hơn 10mD, ở độ sâu khoảng 2000 – 4000m.

Carbonate thêm và san hô phát triển trong các phân vị Miocene trung - thượng cũng là các vỉa tiềm năng. Nói chung, carbonate thêm phát triển theo dải hẹp ở phần phía Bắc, trong khi đó ở phần phía Nam thì phát triển rộng và dày hơn (PetroVietnam & Nopec, 1994). Theo Nguyen (2004), carbonate thêm và san hô dolomite, có độ rỗng trung bình 25% và độ thấm >100mD có thể ở độ sâu 2000 – 3500m. Dựa vào những dấu hiệu tương tự từ các bể lân cận, các ám tiêu san hô thường có chất lượng vỉa chứa tốt hơn so với carbonate thêm.

Các hệ thống nêmlấn rìa thêm có tuổi Miocene trung - thượng, các hỗn hợp quạt cát ngầm đáy bể và các thể turbidites sườn bể là những đá chứa triển vọng có tuổi trẻ nhất.

4.5. Quá trình hình thành bẫy chứa, sinh và di cư Hydrocacbon

Mô hình lịch sử chôn vùi của Hou et al. (2003) cho thấy quá trình thành tạo và đẩy hydrocarbon xảy ra theo các thời điểm và địa điểm khác nhau trong khu vực bể. Nhìn chung, quá trình thành tạo và đẩy dầu ra khỏi đá sinh bắt đầu từ giai đoạn Oligocene muộn với đỉnh thành tạo vào giai đoạn đầu của Miocene muộn đối với các đá sinh Eocene – Oligocene. Quá trình thành tạo và đẩy dầu đi từ các đá sinh Miocene hạ bắt đầu từ giai đoạn Miocene giữa với đỉnh thành tạo vào cuối Miocene muộn – Pliocene. Thành tạo và đẩy khí bắt đầu từ thời gian Miocene muộn đối với các đá sinh có tuổi Eocene – Oligocene và Miocene hạ, và hiện nay chúng vẫn đang tiếp tục hoạt động.

Yếu tố cấu trúc chính của bể xảy ra trong suốt Oligocene đến Miocene sớm. Tầng phản xạ địa chấn đánh dấu (a makker seismic reflector) nằm trên đỉnh của Miocene trung được nhận biết rõ trên toàn bộ khu vực. Dấu hiệu này xảy ra sau yếu tố cấu trúc chính của bể, vì thế hầu hết các bẫy đã được thành tạo trước thời điểm thành tạo dầu và khí mạnh nhất. Các bẫy chứa phát triển trong Eocene – Miocene hạ thường được lấp đầy nhờ các dịch chuyển dầu khí nguyên sinh và thứ sinh qua các lớp trung gian/chuyển tiếp (nằm ngang) và đứt gãy (thẳng đứng). Các bẫy trong Miocene trung thường được nạp do dịch chuyển dầu khí thứ sinh hoặc dịch chuyển tam cấp.

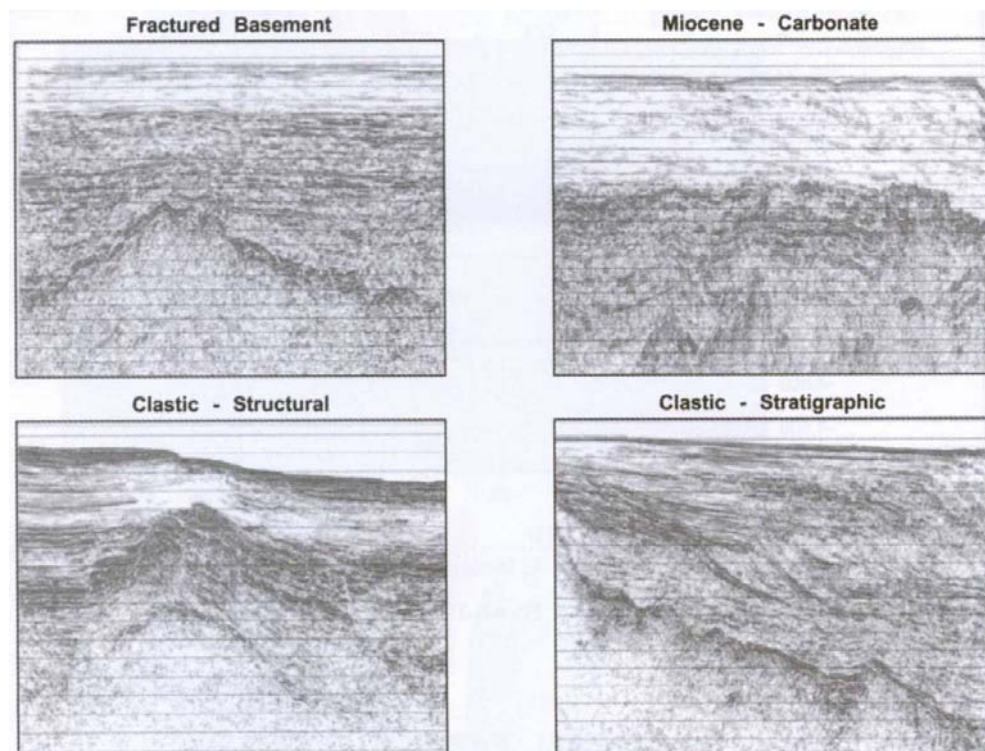
4.6 Cấu tạo triển vọng (Plays)

Trong khu vực bể Phú Khánh sẽ có các dạng plays (Hình 4).

Play cấu trúc móng trước Đệ tam gồm những bẫy chứa phát triển trên mặt móng, bị nâng lên và tiếp xúc ngang với các loạt Eocene-Oligocene, được phủ bởi các trầm tích mịn trên

nóc và bên sườn. Quá trình hình thành bẫy bắt đầu từ giai đoạn đầu phát triển đứt gãy móng trong thời kỳ Eocene, tiếp theo là bị các loạt trầm tích Eocene thượng – Oligocene hạ phủ lên trên và kê áp vào sườn. Các trầm tích này tạo thành những tầng chắn phía trên những bề mặt móng bất chỉnh hợp. Sự tiếp xúc với đá móng theo phương ngang của các trầm tích đồng tạo rift góp phần hình thành nên đường dịch chuyển của các hydrocarbon từ đá sinh đi vào móng nứt nẻ

Play cấu trúc Eocene thượng – Oligocene là các loại bẫy cấu trúc khác nhau, được phát triển trong các loạt trầm tích đồng rift. Chúng là những nếp lồi, có tính kế thừa trên bề mặt địa hình nhô cao của móng mà được các trầm tích Eocene thượng – Oligocene hạ phủ lên, hoặc những nếp lồi cuốn bị chia cắt do các đứt gãy thuận cắt chéo, các khối đứt gãy sụt bậc, và có tính khép kín theo 3 hoặc 4 phương trên các nếp lồi mà phát triển bên trên các đứt gãy listric trong khu vực bể. Các loại bẫy này có thể ở



Hình 4: Một số dạng play trong khu vực bể Phú Khánh (theo Nguyen, 2004).

trong phần phía trên của các loạt Eocene thượng – Oligocene, được chặn bởi các lớp sét biển tiến cục bộ, và chặn theo phương ngang nhờ các đứt gãy kề sát nhau có thể có các bẫy dạng nghịch đảo vào miocene trung.

Play địa tầng Eocene thượng – Oligocene gồm những khép kín địa tầng do những vỉa cát kết vát nhọn địa tầng kê áp vào sườn các địa lũy khu vực, hoặc kê áp vào những nếp lồi, hệ thống nếp lồi lớn. Các mặt cắt địa chấn hiện có cho thấy các đới vát nhọn có hướng phát triển về phía tây trong khu vực bể. Các bẫy địa tầng này phát triển chủ yếu trong lát cắt đồng tạo rift và có liên quan đến các hệ thống trầm tích Oligocene thượng bị biến dạng yếu. Các bẫy địa tầng ở đây chủ yếu được nạp sản phẩm nhờ sự rò rỉ từ những đứt gãy chính sang các tầng bên cạnh theo phương ngang nhờ dịch chuyển nguyên sinh, và theo phương thẳng đứng nhờ dịch chuyển thứ sinh.

Play cấu trúc Miocene hạ và cổ hơn có liên quan đến các bẫy chứa được hình thành trong pha nghịch đảo và nâng lên trong khu vực bể ở thời điểm cuối Miocene giữa. Giai đoạn nghịch đảo và nâng lên có thể đã làm tăng tính cấu trúc của các nếp lồi đã được thành tạo do các loạt trầm tích Miocene hạ phủ trên vùng nghiên cứu trong pha đồng tạo rift. Các cấu tạo được cải thiện này bị chia cắt bởi các đứt gãy thuận có liên quan đến móng tái hoạt động, các đứt gãy này có thể đem lại con đường dịch chuyển hydrocarbon theo phương thẳng đứng. Các cấu tạo khác như các nếp lồi cuốn phát triển trong các đứt gãy trượt trọng lực và các nếp lồi phát triển trong các đứt gãy có mặt đối xứng cũng có thể hình thành nên bẫy chứa. Cát kết biển nông trong các loạt Miocene hạ có thể bao gồm đá chứa, được chặn đỉnh nhờ các lớp sét phân lớp xen kẽ và được chặn ngang nhờ sự kê áp của các đứt gãy.

Play carbonate Miocene trung - thượng gồm cả đá vôi thêm phát triển ở khu vực rìa thêm lục địa và đá vôi ám tiêu phát triển trong

nhều chu kỳ. Nhìn chung, đá vôi thêm phát triển thành các đới hẹp ở phần phía bắc bể, trong khi về phía nam chúng phát triển rộng và dày hơn. Các bẫy chứa có thể có mặt ở những nơi có tầng chắn là sét kết chắn, hoặc đá vôi chặt xít. Đá vôi ám tiêu phát triển trên các cấu trúc dương có tuổi cổ hơn. Bẫy chứa có thể có ở những nơi mà đá vôi ám tiêu được chặn về cả bốn phương nhờ các lớp màn chắn sét tuổi Pliocene. Nhờ dấu hiệu tương tự từ những bể xung quanh trong khu vực, các bẫy chứa ám tiêu san hô được cho là có chất lượng chứa tốt hơn là các bẫy đá vôi tương thêm.

Play địa tầng Miocene trung - thượng gồm các bẫy vát nhọn, hỗn hợp quạt đáy tập và các thể turbidite sườn. Các loạt Miocene trung - thượng có các hệ thống nôm lán rìa thêm. Phần dưới cùng của Miocene trung có đặc trưng là các đới vát nhọn kê áp về phía tây. Các bẫy trẻ hơn thường có thể tích lớn do có liên quan đến tính phi cấu tạo.

4.7 Trữ lượng dầu khí

Dựa trên mặt cắt địa chấn khảo sát cho thấy: tổng chiều dày trung bình trầm tích đạt 3000 – 4000m có thể thành tạo vào đáy ra khỏi đá mẹ được khoảng 400 – 500 triệu thùng dầu/km². Đối với các lớp trầm tích được phát triển ở rìa thêm đến sườn thêm lục địa gần trục trung tâm của bể thì những phần sâu nhất của bể có thể thành tạo tới 550 triệu thùng. Thể tích khí được thành tạo và đẩy ra trong bể có thể đạt tới 50 – 1000 tỷ ft³/km² phụ thuộc vào chiều dày của các tầng trầm tích. Nhìn chung, lượng hydrocarbon được thành tạo và đẩy ra khỏi đá mẹ tăng dần về phía Đông của bể, tương ứng với sự tăng dần chiều dày tầng trầm tích.

5. KẾT LUẬN

1. Với thực tế phát hiện, khai thác dầu khí từ đá móng ở phía Bắc bể Cửu Long như mỏ Bạch Hổ, Rồng Đông, Ruby, Sư Tử Đen,... và các dấu hiệu dầu khí phần phía Nam bể trầm tích sông Hồng (lô 106, 112), cùng với phát hiện

dầu khí thương mại của Trung Quốc ngay bên cạnh khu vực vịnh Bắc Bộ, do đó có nhiều hy vọng về sự tồn tại của dầu khí trong các khối đá móng nhô cao, nứt nẻ ở khu vực bể Phú Khánh. Ngoài ra, các cấu tạo triển vọng, bẫy địa tầng trầm tích vụn, carbonate sinh vật cũng là những đối tượng chứa có tiềm năng rất lớn trong khu vực bể này.

2. Đá mẹ sinh dầu bể trầm tích Phú Khánh bao gồm 2 loại chính:

+ Tầng Eocene – Oligocene chủ yếu là các trầm tích sét kết sông – châu thổ, đầm hồ và than đá có hàm lượng TOC nhiều hơn 0.6%, có thể chứa kerogen loại III và loại II, tiềm năng sinh dầu và khí cao.

+ Tầng sét biển Miocene hạ có thể chứa hàm lượng TOC khoảng 2%, chủ yếu là kerogen loại II.

Quá trình sinh và đẩy dầu ra khỏi đá mẹ Eocene – Oligocene bắt đầu từ giai đoạn cuối Oligocene muộn và cực đại sinh dầu vào giai đoạn giữa của Miocene muộn, kết thúc sinh dầu và bắt đầu sinh khí từ cuối Miocene muộn cho đến nay.

3. Ngoài sự tồn tại, tích lũy dầu khí chủ yếu trong các khối đá móng nứt nẻ, còn nhiều cấu tạo triển vọng khác, bẫy địa tầng trầm tích vụn, carbonate sinh vật cũng là những đối tượng chứa có tiềm năng rất lớn trong khu vực của bể.

4. Theo ước tính ban đầu thì trữ lượng hydrocarbon tiềm năng của bể trầm tích Phú Khánh có xấp xỉ từ 10 – 12 tỉ thùng quy đổi dầu, chiếm khoảng 16% trữ lượng dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam (Trần Đức Chính, 2004).

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Bojesen-Koefoed, J.A., Nytoft, H.P., Dau, N.T., Ha, N.T.B., Hien, L.V., Quy, Nielsen, L.H. & Petersen, H.I. 2003: Geochemical characteristics of seep oils from Dam Thi Nai (Quy Nhon), Central Vietnam-implication for exploration in the offshore Phú Khanh basin. 21st International meeting on Organic Geochemistry, Krakov, Poland, 8 – 12 September, Abstracts 2 (2002), pp. 193 – 194.
2. Chungkham, P. Phu Khanh basin, a frontier deepwater basin in Vietnam: Part 2 of 2, Petroleum Exploration Society of Great Britain, January (2005). pp. 58 – 67.
3. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Việt Kỳ. Giáo trình Địa hóa dầu khí. Trường Đại Học Bách Khoa Tp.HCM (2003).
4. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Thúy Quỳnh. Đặc điểm địa hóa các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam. Tạp chí dầu khí số 7 (2003), pp. 9 - 17.
5. Gwang H.Lee and Joel S.Watkins. seismic sequence stratigraphy and hydrocarbon potential of the Phu Khanh basin, offshore central Vietnam, South China Sea. *AAPG Bulletin* V.82, No.9 (1998), pp. 1711-1735.
6. Lars Henrik Nielsen, Loannis Abatzis. Petroleum potential of sedimentary basins in Vietnam: long-term geoscientific co-operation with the Vietnam Petroleum Institute. *Geological survey of Denmark and Greenland Bulletin* 4 (2004), pp. 97-100.