

PHỨC HỆ TẦNG CHỨA PALEOGEN - CÁC YẾU TỐ ĐỊA CHẤT TÁC ĐỘNG ĐẾN CHẤT LƯỢNG THẨM CHỨA VÀ TIỀM NĂNG HYDROCARBON

TS. Ngô Thường San

Hội Dầu khí Việt Nam

TS. Cù Minh Hoàng, ThS. Phùng Khắc Hoan

Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí nước ngoài

Tóm tắt

Phức hệ tầng chứa Paleogen đa dạng về tướng trầm tích và biến đổi nhanh trong không gian. Môi trường trầm tích được xác định thuộc tướng sông, châu thổ và hồ chịu ảnh hưởng thủy triều, ít phổ biến tướng ven bờ. Sự đa dạng về tướng trầm tích và thạch học là nguyên nhân chủ yếu gây ra hiện tượng bất đồng nhất về độ rỗng và độ thấm trong tầng chứa Paleogen, làm giảm hiệu quả thăm dò và phát triển mỏ, hạn chế áp dụng các biện pháp thứ cấp trong tầng cường thu hồi dầu.

Chất lượng tầng chứa là hệ quả tác động hỗn hợp của các yếu tố diagenesis ban đầu và các phá hủy thứ sinh. Sự biến đổi thứ sinh tác động hai chiều lên chất lượng tầng chứa vừa làm giảm độ rỗng nguyên thủy, vừa tạo độ rỗng thứ sinh. Đặc tính hai độ rỗng là thuộc tính quan trọng của tầng chứa Paleogen cần phải xem xét trong quản lý khai thác.

Các nứt nẻ thứ sinh có tiềm năng làm tăng lưu lượng dòng ở tầng chứa chặt sét Paleogen. Sản lượng dầu trong tầng chứa Paleogen hiện còn thấp và không phù hợp với tiềm năng của thành hệ Paleogen có nguồn sinh dồi dào, vì thế tầng chứa Eocen - Oligocen cần phải được nghiên cứu và đánh giá đầy đủ như một play chứa hydrocarbon tiềm năng để gia tăng trữ lượng và sản lượng dầu khí.

1. Thành phần thạch học tầng chứa Paleogen và đặc tính bất đồng nhất

Các giếng ở bể Cửu Long phân bố tập trung trên các cấu tạo nâng vì thế chỉ phát hiện phần trên của lát cắt Paleogen chủ yếu tuổi Eocen muộn - Oligocen. Tổ hợp trầm tích này được phát hiện ở nhiều nơi với đầy đủ hoặc một phần lát cắt thể hiện tính bất đồng nhất cao về tướng đá (Hình 1).

- Thành hệ nằm lót dưới có tuổi Eocen muộn - Oligocen sớm tương ứng với tập địa chấn E, chủ yếu gồm sạn sỏi, cát kết hạt nhỏ đến thô xen với cát bột, sét kết, các lớp mỏng than và cuội kết gian tầng.

- Thành hệ Trà Tân nằm trên có tuổi Oligocen muộn tương ứng với các tập địa chấn D và C. Trầm tích đặc trưng thành phần hạt mịn chủ yếu là sét kết, cát bột với lớp mỏng và thấu kính cát xen kẹp.

Cát kết Paleogen là đá chứa hydrocarbon nhưng lưu lượng thấp do độ thấm thấp. Tuy nhiên, ở một số giếng lưu lượng dòng có khi lên đến 2.000 - 3.000 thùng/ngày như ở Bắc Bạch Hổ, Đông Nam Rồng....

1.1. Cát kết thuộc tập E có màu xám, nâu nhạt, phân lớp xiên, vỡ dạng khối. Cát kết thường hạt thô có kích thước

hạt dao động 0,25 - 1mm, bị phủ bởi cát kết mịn đến thô xen với bột kết, argillite chứa than, phiến sét với những lớp than mỏng. Cát kết đa khoáng có thành phần biến đổi từ arkose, arkose lithic sang litharenite với xu thế tăng mảnh vụn đá về Đông Bắc bể (Lô 01-02; 15) được hình thành trong môi trường lục địa, năng lượng cao, gần nguồn cung cấp vật liệu. Tướng trầm tích chuyển đổi nhanh từ proluvial, doi cát sông, sang đồng bằng phù sa và đầm hồ hướng về trung tâm bể và phần trên địa tầng.

Hàm lượng cao của feldspar (plagioclase) và sự có mặt các khoáng vật kém bền và dẻo trong thành phần xi măng như albite, zeolite, illite và hydromica cũng như sự nén ép và phá hủy thứ sinh đã làm giảm kích thước và thể tích rỗng nguyên sinh. Sự gia tăng đột biến của zeolite và giảm thành phần kaolinite được ghi nhận ở độ sâu 3.700 - 4.400m (SH VI-IX) (Hình 3). Hiện tượng này cũng được quan sát thấy ở hàng loạt giếng trên cấu tạo Bạch Hổ, Rồng và Rạng Đông.

Kết quả nghiên cứu tướng trầm tích cho thấy tập E chủ yếu là các đá lục nguyên sông, ít hơn là đầm lầy - châu thổ được tích tụ ở các bán - graben. Thành phần ưu thế là các doi cát sông bện và uốn khúc, các rẻ quạt cửa sông, trầm tích ven bờ rải rác bao quanh hồ.

Trầm tích rẻ quạt được lắng đọng trong điều kiện dòng chảy mạnh đa hướng. Các thấu kính sét xen kẹp không trải rộng nên không đóng vai trò chắn chắn. Những tách rạn do nóng khô, các lỗ khoét sinh vật cho thấy điều kiện lắng đọng rất nông, nhiều khi bị dâng lên khỏi mặt nước và bốc hơi.

Sự bất đồng nhất về tướng trầm tích đã tạo đặc tính đan xen trong sắp xếp địa tầng Oligocen dưới (Hình 4).

Độ rỗng bình quân của đá chứa cát kết Oligocen dưới là 12 - 14%, một số nơi lên đến 18%, trong khi đó dải độ thấm phân bố từ 1 - 50mD. Độ thấm có xu hướng cải thiện tốt hơn ở phần trên lát cắt và giảm nhanh theo chiều sâu. Độ rỗng thường nhỏ hơn 10 - 12% ở độ sâu 4.000m. Ở độ sâu này thường xảy ra hiện tượng tăng trưởng viên thạch anh và chlorite - hóa. Chất lượng tầng chứa xấu đi, lưu lượng dòng thường thấp, nhưng nhiều khi đột biến lưu lượng có thể đạt vài trăm tấn dầu/ngày như ở Bạch Hổ, Nam Rồng và khí condensate ở mỏ Emerald, Sư Tử Trắng (Hình 5).

1.2. Thành phần thạch học của tập D thuộc thành hệ Trà Tân tuổi Oligocen muộn chủ yếu là phiến sét chứa bitumen, phiến sét than, than lignite và sét bột kết có các thấu kính cát kết xen kẹp. Thành phần hạt vụn chủ yếu là thạch anh, feldspar và mảnh đá.

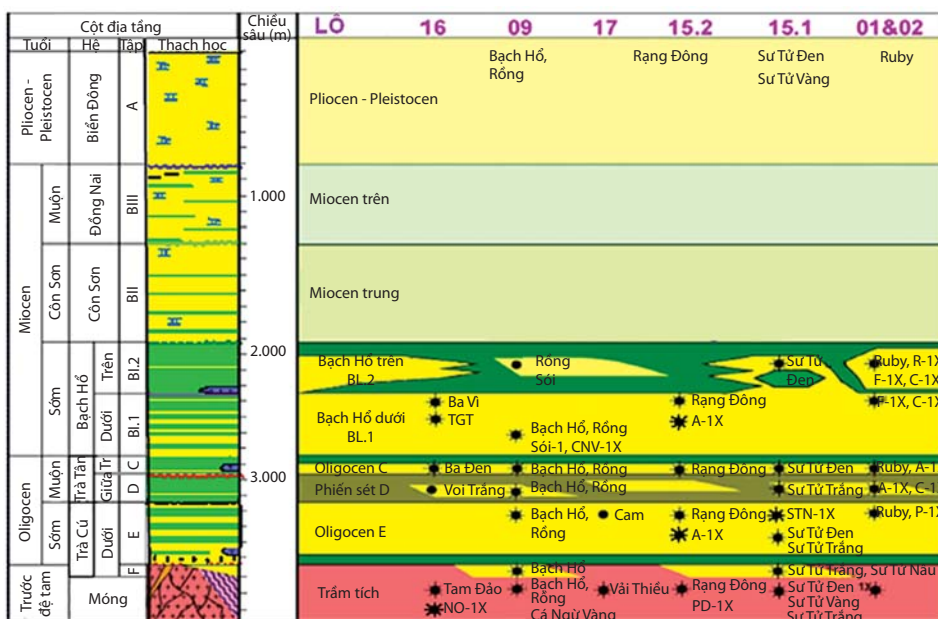
Hàm lượng ortoclase vượt trội plagioclase, đó là đặc tính khác biệt lớn so với cát kết tập E. Cát kết được xác định thuộc nhóm arkose và lithic arkose, hạt trung - thô, sàng lọc trung bình và mài tròn kém. Các khoáng vật tại sinh gồm quartz, calcite; các khoáng vật sét thứ sinh là

illite và chlorite. Hàm lượng zeolite tăng với xu thế giảm của kaolinite. Kiến trúc đá rất đa dạng: phân lớp xiên mỏng, phân lớp tấm, khối. Môi trường trầm tích được xác định dạng dòng sông uốn khúc, đồng bằng châu thổ thấp, năng lượng dòng trung bình. Tập D được xem là tầng sinh và cũng là chắn khu vực trong tổ hợp trầm tích Oligocen mặc dù có chứa không nhiều lớp cát kết mỏng và có diện phân bố hạn chế. Ở rìa bể, khi tướng sét chuyển sang tướng lục nguyên hạt vụn thì các lớp cát kết đặc biệt ở phần thấp của tập D trở thành đối tượng tiềm năng chứa cần được quan tâm.

1.3. Tập C thuộc phần trên của thành hệ Trà Tân tuổi Oligocen muộn có thành phần thường là sét, sét than và các vỉa than mỏng và bột kết xen kẽ với những thấu kính mỏng cát kết. Trong nhiều mỏ như Kim Cương, Hồng Ngọc, Sư Tử, Rạng Đông và Bạch Hổ lưu lượng dòng cao thường gặp ở những vùng mà số lượng và chiều dày các vỉa cát gia tăng. Cát kết thuộc loại đa khoáng, arkose và lithic arkose với hàm lượng thạch anh (40 - 62%), feldspar (30 - 50%) và mảnh vụn đá (9 - 13%). Đặc biệt ở khu vực mỏ Sư Tử thành phần litharenite và feldspar litharenite vượt trội. Thành phần mảnh vụn tăng mạnh đến 40 - 50% khi hàm lượng feldspar giảm còn 5 - 15%. Cát kết hạt trung - thô, sàng lọc trung bình, mài tròn tốt. Xi măng gồm chủ yếu thạch anh tại sinh và khoáng vật sét thứ sinh như chlorite, illite. Dưới chiều sâu 3.300m, lượng illite tăng nhanh và chiếm ưu thế, trong khi lượng kaolinite giảm. Thường gặp kiến trúc phân lớp xiên và vết sóng gợn. Độ rỗng dao động trong khoảng 12 - 21%, trung bình 14%. Độ thấm nhỏ chỉ 2

- 26mD, một số nơi đạt 50 - 60mD. Môi trường trầm tích được xác định là đầm hồ, đồng bằng ngập, đồng bằng triều yếm khí lác đác chịu tác động của xâm nhập biển từ hướng Đông Bắc.

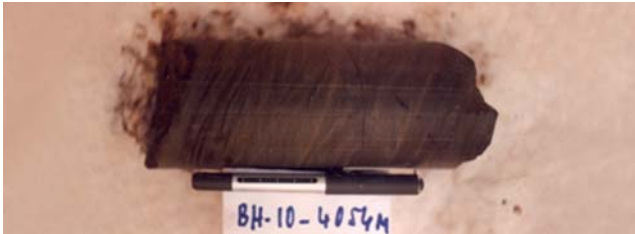
Sự đa dạng về tướng đá, sự bất đồng nhất về thạch học là nguyên nhân chủ yếu tạo ra tính bất đẳng hướng về độ rỗng và độ thấm trong tầng chứa Paleogen, giảm thiểu hiệu quả thăm dò và phát triển mỏ cũng như hạn chế sự áp dụng các giải pháp khai thác tăng cường thu hồi dầu.



Hình 1. Địa tầng phức hợp trầm tích Đệ tam bề Cửu Long

2. Các yếu tố địa chất ảnh hưởng đến chất lượng tầng chứa của thành hệ Paleogen

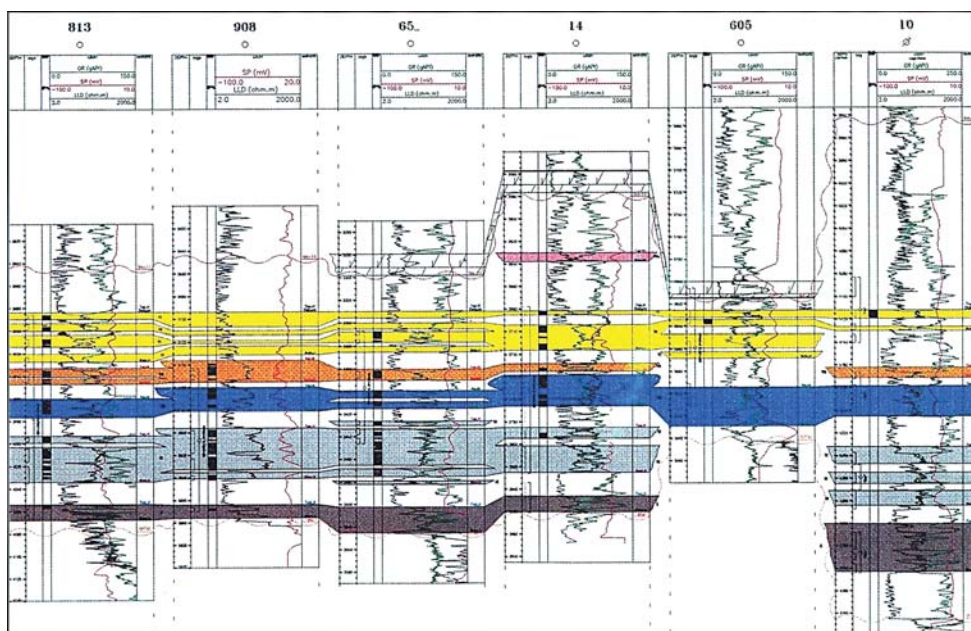
Có rất nhiều yếu tố với nguồn gốc khác nhau ảnh hưởng đến chất lượng tầng chứa. Nhưng chất lượng tầng chứa là hiệu ứng tích hợp của các nhân tố nguyên sinh và



Hình 2. Cát kết hạt mịn đến trung bão hòa dầu, sàng lọc tốt, phân lớp xiên tương đối cát sông tuổi Oligocen dưới

Đơn vị	Sét (%)					
	Smectite	Kaolinite	Illite	Chlorite	Mixed mioerals	Zeolite
Miocen dưới						
23	36	40	11	8	5	-
24	19	66	6	8	1	-
Oligocen trên						
I	-	13	39	36	12	-
II	-	5	35	43	15	2
Oligocen dưới						
VI	-	4	39	40	14	3
VII	-	-	20	53	27	-
VIII	-	-	28	55	12	5
IX	-	2	30	52	6	10
X	-	-	28	58	3	10
XI	-	-	10	80	-	10

Hình 3. Đặc tính phân bố các khoáng vật sét trong phức hệ đá chứa Miocen - Oligocen mỏ Bạch Hổ



Hình 4. Đặc tính đan xen trong sắp xếp địa tầng Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ

các biến đổi thứ sinh trong quá trình tạo đá "diagenesis". Chất lượng tầng chứa Paleogen nhìn chung thấp.

2.1. Thạch học trầm tích và đặc tính tầng chứa

Những yếu tố nguyên sinh liên quan đến thạch học trầm tích là kiến trúc đá (kích thước hạt, độ chọn lọc, mài tròn), loại đá (hạt vụn và xi măng, các khoáng vật sét), tỷ lệ cát - sét, chiều dày và sự phân bố có tác động rất lớn đến tính thấm - chứa của phức hệ tầng chứa Paleogen, đặc biệt của tập E tuổi Eocen - Oligocen dưới.

- Có mối quan hệ giữa độ rỗng và độ thấm và sự giảm thiểu khi tăng chiều sâu do ảnh hưởng của nén tải trọng. Độ rỗng mô tả thường thấp hơn 18%, độ rỗng hiệu dụng của cát kết dưới 10% với độ thấm thấp hơn 10mD. Độ rỗng giữa hạt đo được nhỏ hơn 4% ở chiều sâu dưới 4.350m tại mỏ Bạch Hổ (Hình 6).

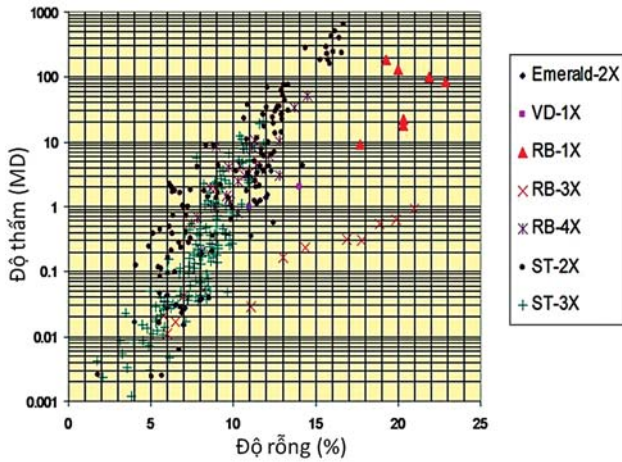
- Giá trị độ rỗng và thấm là hàm phụ thuộc với kích thước hạt, độ chọn lọc, mài tròn, thành phần hạt vụn và sự sắp xếp kiến trúc hạt. Độ rỗng của cát kết hạt trung - thô thường thấp vì hạt vụn có độ sàng lọc và mài tròn kém. Sự phát triển các khoáng vật sét trong thành phần xi măng như illite, chlorite, và zeolite cho thấy tốc độ biến đổi thứ sinh và khả năng lấp đầy các lỗ rỗng nguyên sinh, kết quả làm giảm tính thấm - chứa của tầng chứa Oligocen.

- Về thành phần hạt vụn, phần lớn cát kết thuộc loại đa khoáng, thường là arkose hoặc lithic arkose với hàm lượng cao các mảnh vụn không bền như feldspar (20 - 40%), đặc biệt là các mảnh đá phun trào acid, đá granitoid và phiến sét (7 - 25%). Sự tập trung cao các mảnh đá không bền là một trong các yếu tố làm giảm chất lượng thấm chứa của các trầm tích lục nguyên.

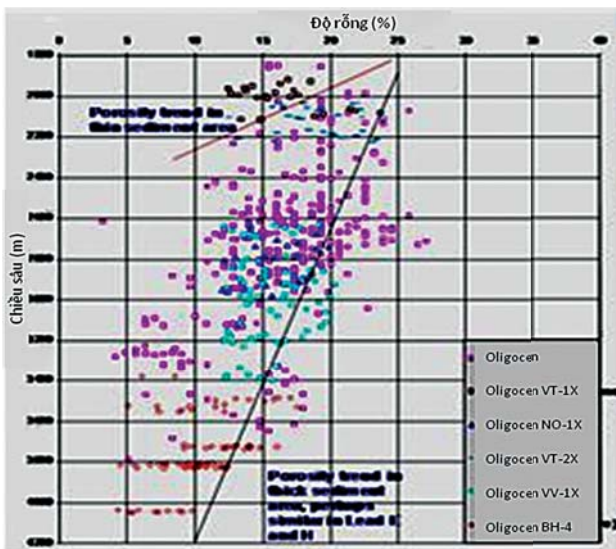
- Một yếu tố khác mang tính chất quyết định là đặc tính phân lớp xiên của các đá chứa. Điều quan tâm đầu tiên khi xác định độ rỗng giữa hạt là sự biến đổi theo chiều thẳng đứng. Đối với chiều ngang theo lớp thì độ rỗng được xem đồng nhất, ít ra trong khoảng cách giữa giếng.

Sự khác biệt về chất lượng tầng chứa rất phức tạp, đặc biệt trong địa

tầng phân lớp xiên. Tính phân lớp xiên ảnh hưởng trực tiếp đến quan hệ thấm chứa (K-φ). Cùng một giá trị độ rỗng, đá chứa có giá trị độ thấm và lưu lượng dòng tối đa theo hướng song song với phân lớp xiên; ngược lại,



Hình 5. Quan hệ thấm - chứa trong tầng chứa Oligocen bể Cửu Long



Hình 6. Hàm quan hệ giữa độ rỗng với độ sâu phân bố đá chứa Miocen - Oligocen



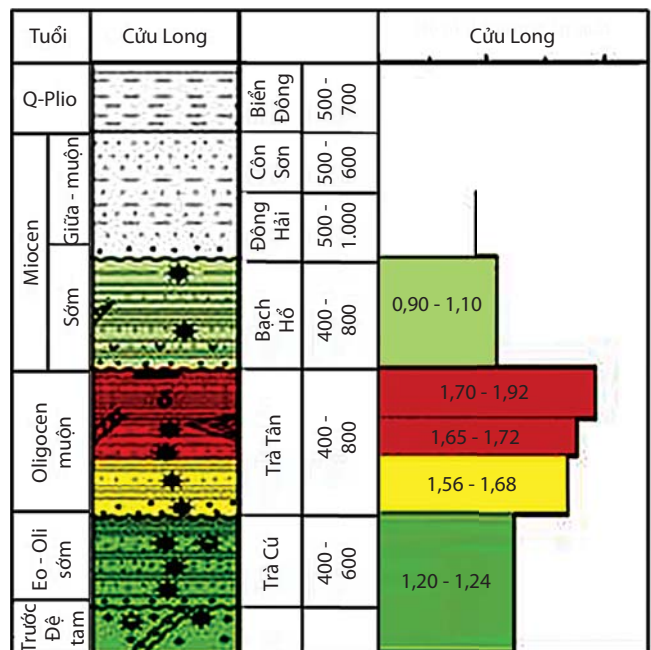
Hình 7. Đặc tính xâm nhiễm dầu không đều trong đá chứa Oligocen mỏ Bạch Hồ

hướng thẳng đứng với phân lớp xiên thì độ thấm và lưu lượng dòng sẽ có giá trị tối thiểu. Sự khác biệt có khi được ghi nhận lên đến chục lần. Hình 7 thể hiện sự xâm nhiễm dầu không đồng đều phụ thuộc vào độ chọn lọc và kích thước hạt, kiến trúc của đá chứa.

- Dị thường áp suất cao cũng là một trong các yếu tố ảnh hưởng đến sự phân bố độ thấm, chứa của tầng chứa. Dị thường áp suất có ảnh hưởng rất lớn đến hệ thống dầu khí gồm sự bảo toàn nguyên trạng khả năng chần của bẫy, chất lượng tầng chứa, thời gian trưởng thành nguồn sinh, chi phối thời gian và hướng di chuyển ban đầu của hydrocarbon (Hình 8).

Dưới tác động cơ học của lực nén tải, một phần không gian rỗng của đá chứa sẽ mất đi, làm giảm chất lượng tầng chứa. Xu thế này tăng mạnh theo chiều sâu. Nhưng dị thường áp suất cao có thể làm giảm, có khi dừng hẳn tác động nén của tải trọng, bảo toàn tốt hơn độ rỗng của đá chứa cát kết xen kẹp giữa hoặc nằm lót dưới các lớp sét dị thường áp suất cao. Dị thường áp suất cao còn có thể làm chậm quá trình tạo đá. Dị thường áp suất thường có mặt ở trung tâm bể, ở đây tích tụ những lớp sét dày. Ở phía rìa bể, khi thành phần hạt trở nên thô hơn, chiều dày sét giảm thì hiện tượng dị thường áp suất sẽ mất đi.

Dị thường áp suất cao luôn là điều kiện thuận lợi cho sự di lưu dầu theo chiều ngang và thẳng đứng trong địa tầng chứa dầu khi có sự xen kẹp giữa đá chứa và những lớp sét dày có dị thường áp suất cao. Nhưng sự phân dị



- ⊗ Khí
- Dầu
- ⊗ Condensate

Hình 8. Sự phân bố các đới dị thường áp suất theo chiều sâu ở bể Cửu Long

áp suất còn có thể tạo sự di chuyển dầu vào các địa tầng nằm lót dưới.

2.2. Tác động hai chiều của biến đổi thứ sinh lên chất lượng tầng chứa

Các trầm tích Paleogen, đặc biệt Eocen - Oligocen sớm bị chôn vùi sâu và phân bố thường dưới 3,5 - 4,5km. Dưới tác động của áp suất cao do lực nén tải và nhiệt độ cao, các trầm tích Paleogen chịu tác động mạnh của biến đổi thứ sinh chuyển sang mức catagenesis muộn - metagenesis sớm tạo hai quá trình đối nghịch nhau, vừa làm giảm mạnh độ rỗng nguyên sinh, đồng thời cũng tạo độ rỗng thứ sinh.

- Hiện tượng xi măng hóa, đặc biệt thạch anh hóa và sự thành tạo các khoáng vật thứ sinh với hàm lượng trên 20% (có khi đến 25 - 30%) sẽ lấp đầy các lỗ rỗng nguyên sinh và làm giảm độ rỗng giữa hạt (Hình 9). Theo thống kê thực tế ở các Lô 01-02, 09, 15 và 16 với hàm lượng khoáng vật thứ sinh trên 30% thì độ rỗng nguyên sinh của tầng chứa giảm dưới 5% tương đương với mức biến đổi từ catagenesis muộn sang metagenesis sớm xảy ra ở chiều sâu 4.200m. Ở độ sâu này, dầu có độ linh động thấp và thường mất khả năng chảy, đặc biệt nếu đó là dầu trung bình - nặng (29 - 35°API) với hệ số khí/dầu GOR (300 - 350scf/stb).

- Ngược với xu thế trên, biến đổi thứ sinh cũng có thể tạo không gian rỗng thứ sinh, một yếu tố quan trọng giúp gia tăng độ thấm - chứa của trầm tích hạt vụn Paleogen. Sự xuất hiện các vi nứt nẻ, vi lỗ rỗng trong quá trình diagenesis muộn chuyển từ mức catagenesis muộn sang metagenesis sớm do rửa lũa, hòa tan hóa học dọc theo thành lỗ rỗng, và sự co nén thể tích khí thành tạo các khoáng vật thứ sinh làm phát sinh độ rỗng và thấm thứ sinh. Kết quả phân tích thạch học cho thấy sự tồn tại lỗ rỗng hốc với bán kính 0,2 - 0,35mm và vi nứt nẻ với độ mở đến 1mm được lấp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh (Hình 10, 11).

Đối với các đá chứa có độ rỗng giữa hạt, mức catagenesis sớm là yếu tố quyết định, nhưng đối với các trầm tích hạt vụn mức catagenesis muộn - metagenesis sớm thì lỗ rỗng thứ sinh (hốc rỗng, nứt nẻ) trở thành các đường dẫn tiềm năng để hydrocarbon di cư.

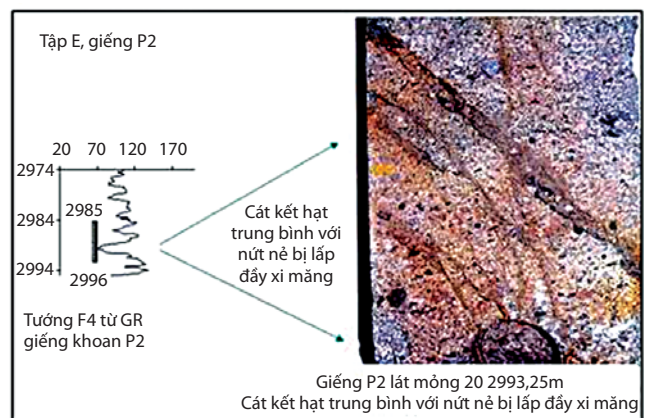
- Ngoài những biến đổi thứ sinh do quá trình diagenesis muộn tạo nên làm gia tăng chất lượng tầng chứa thì sự nứt vỡ phân dị của đá vụn giòn trong tập đá chứa xen kẹp cát kết/sét xảy ra trong giai đoạn uốn nếp/ đứt gãy của chuyển động nén ép và nghịch đảo kiến tạo



Hình 9. Cát kết hạt trung - thô, chọn lọc kém. Không gian rỗng bị lấp bởi khoáng vật thứ sinh nhưng còn giữ được liên thông tốt (giếng ST-3X)



Hình 10. Cát kết Oligocen dưới bị nứt nẻ mạnh, nứt nẻ lấp đầy khoáng vật thứ sinh mỏ Bạch Hổ



Hình 11. Mẫu lõi ở chiều sâu 2.993,25m. Cát kết tập E mỏ Rồng Đông

Oligocen cũng có thể tạo độ rỗng thứ sinh trong các bẫy cấu tạo và địa tầng.

Các nứt nẻ thứ sinh có thể làm tăng tiềm năng cho dòng ở các đá chứa chặt sít

Nứt nẻ luôn tồn tại trong các đá hạt vụn, nhưng ảnh hưởng của nứt nẻ đến sự cải thiện dòng có lưu lượng nhỏ chưa được nghiên cứu đầy đủ như đối với tầng chứa ở móng nứt nẻ. Tồn tại của nứt nẻ được chứng minh bởi sự chuyển đột biến gấp khúc trên đường cong áp suất mao dẫn giữa các đá có độ thấm khác nhau (Hình 12 - 14).

Vi thế, đặc điểm phân bố nứt nẻ cần được nghiên cứu để nhận biết được vị trí và lúc nào hệ nứt nẻ có thể tăng động lực dòng. Ở trường hợp tầng chứa móng nứt nẻ, mật độ và sự liên thông của mạng nứt nẻ phụ thuộc vào các thuộc tính và cường độ trường ứng lực; ở tầng chứa lục nguyên phân tầng, cường độ và khoảng cách giữa nứt nẻ phụ thuộc vào: thành phần thạch học, kích thước hạt, kiến trúc đá, độ rỗng, chiều dày vỉa chứa và vị trí của hệ nứt nẻ trên cấu tạo uốn nếp.

Kết quả nghiên cứu cho thấy:

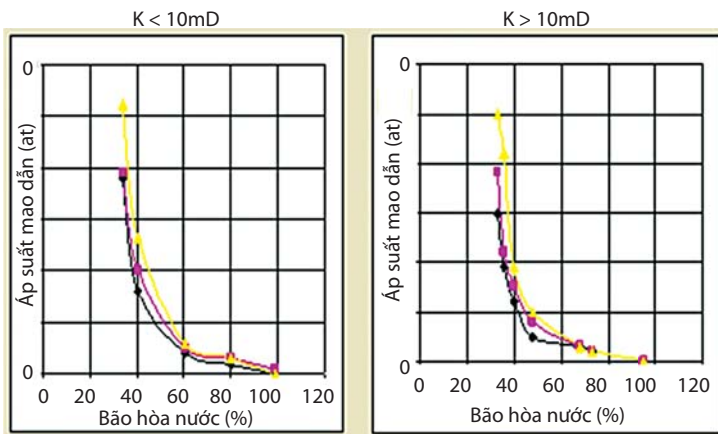
- Ở những đá chứa có hàm lượng cao các khoáng vật dẻo, hệ nứt nẻ sẽ phân bố dày hơn, độ mở của nứt nẻ sẽ khít hơn so với các đá có lượng khoáng vật giòn chiếm ưu thế. Hiện tượng này do các vỉa chứa có lưu lượng dòng cao ở bể Cửu Long thường là cát kết thạch anh arkose, thạch anh đa khoáng, litharenite có lượng hạt vụn giòn cao và lượng feldspar dẻo thấp. Độ mở và liên thông của nứt nẻ tốt hơn;

- Nhìn chung, có mối quan hệ giữa sự gia tăng mật độ nứt nẻ với sự giảm kích thước hạt của đá, có thể là do các lớp đá hạt mịn thường phân lớp mỏng trong khi các lớp đá hạt thô thường phân lớp dày, kiến trúc khối;

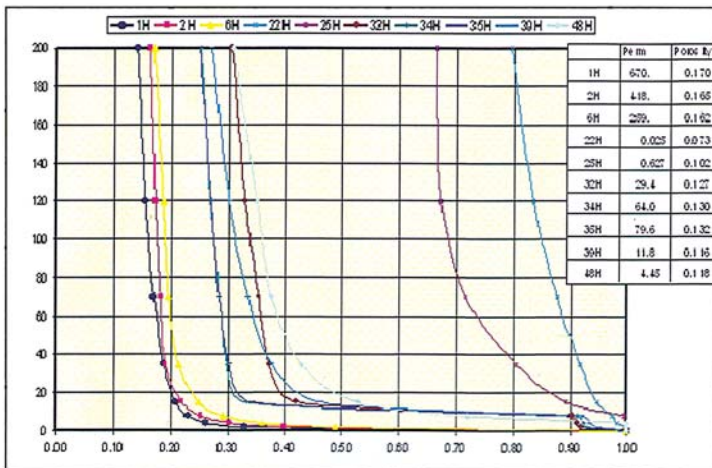
- Các đá có cùng thành phần thạch học và kiến trúc nhưng chặt sít, độ rỗng thấp sẽ có mạng nứt nẻ thưa, rời rạc nhưng độ mở nứt nẻ tốt hơn;

- Với những đặc điểm thạch học, trầm tích giống nhau và có mức độ nén ép như nhau, các lớp cát kết mỏng có xu thế bị nứt nẻ nhiều hơn và khoảng cách nứt nẻ gần hơn;

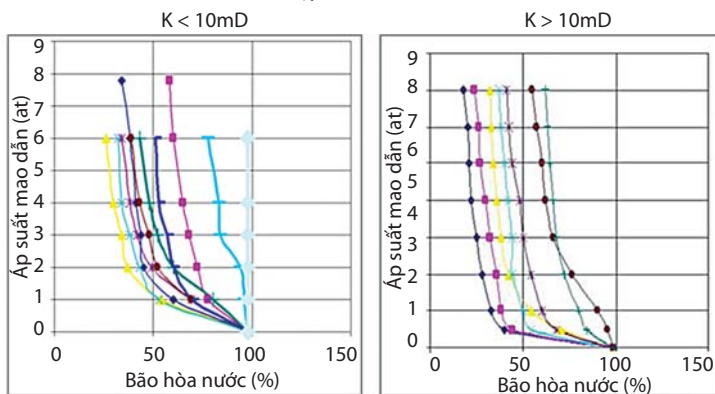
- Cường độ nứt nẻ phụ thuộc vào trường ứng lực hình thành trong chuyển động kiến tạo uốn nếp - đứt gãy. Đối với các bể phân tầng trầm tích thì vai trò đứt gãy được xem xét ở khía cạnh khả năng chắn hơn là ở quy mô tạo nứt nẻ. Ngoài ra, với đặc tính phát triển đa chu kỳ của hệ đứt gãy ở bể Cửu Long thì độ khép kín của màn chắn Oligocen muộn nếu chỉ là những tập sét mỏng sẽ là rủi ro lớn. Vì vậy, hệ nứt nẻ chỉ trở thành yếu tố có thể làm gia tăng độ thấm - chứa của hệ tầng chứa chặt sít Paleogen khi chúng hình thành liên quan đến chuyển động tạo nếp uốn và trong trường hợp khi tầng sét phủ Oligocen muộn như màn chắn khu vực không bị phá hủy. Hệ nứt nẻ thường rất phức tạp và được ngoại suy từ nghiên cứu thực địa. Sự biến đổi về vị trí và cường độ nứt nẻ phụ thuộc



Hình 12. Đường cong quan hệ giữa P_c và S_w của đá chứa Oligocen trên - mỏ Bạch Hổ



Hình 13. Đường cong quan hệ giữa P_c và S_w của đá chứa Oligocen dưới (tập E mỏ Su Tu)

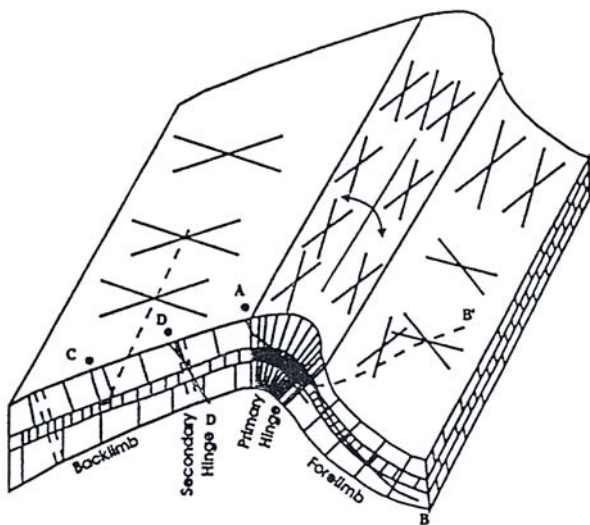


Hình 14. Đường cong quan hệ giữa P_c và S_w của đá chứa Oligocen dưới - mỏ Bạch Hổ

vào nguồn gốc thành tạo và hình dạng nếp uốn. Phương và hướng cắm của chúng có thể song song hoặc thẳng góc với mặt lớp. Dù phức tạp và đa dạng nhưng các nứt nẻ có góc cắm lớn có xu hướng tập trung ở vùng bản lề và dọc trục của nếp uốn, chỉ phát triển rải rác ở hai cánh. Phương của hệ nứt nẻ thường song song với trục nếp uốn (Hình 15).

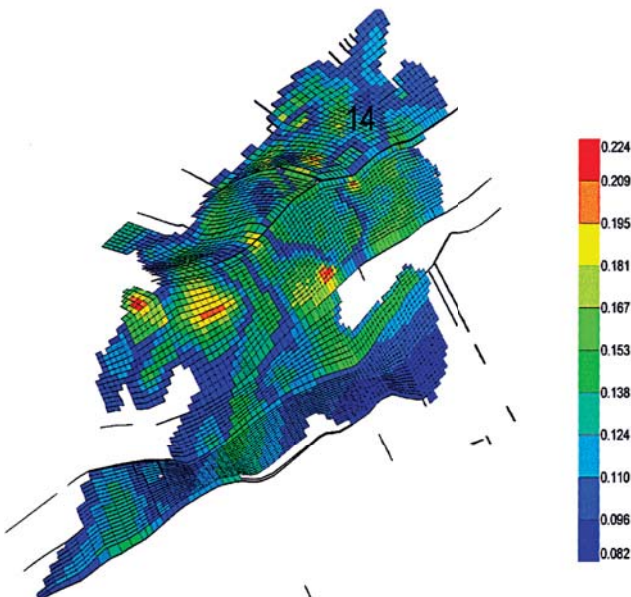
Xu thế này quyết định khi bố trí các giếng khoan thăm dò và khai thác trên các bể chứa lục nguyên như các bể Paleogen.

- Hơn nữa sự chuyển dạng gấp khúc đột biến trên đường cong quan hệ mao dẫn (P_c)/bão hòa nước (S_w) thể



A - Oblique Across Hinge in Dip Direction
 B - As With "A" But in Forelimb
 B' - Alternate to "B" Oblique To Strike & Dip
 C - Parallel To Strike in Backlimb in Most Fractured Layer (s)
 D - Oblique To Both Secondary Hinge and Layering

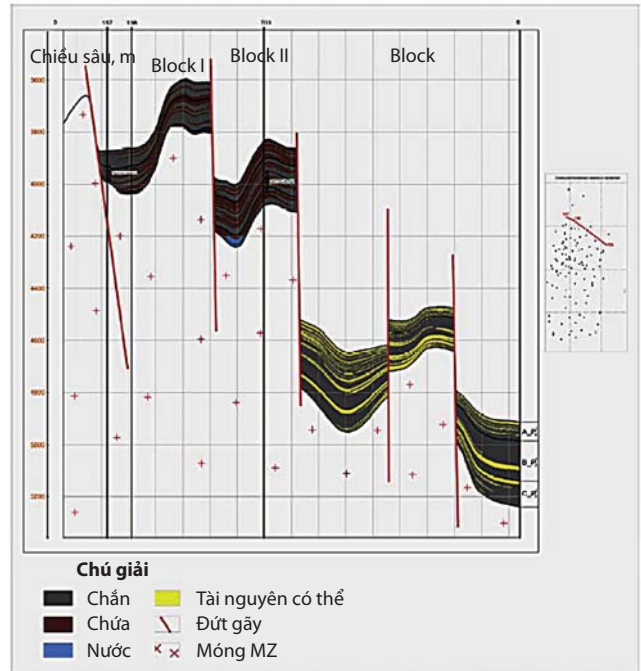
Hình 15. Sự phân bố của nứt nẻ trên bể nếp uốn (theo Nelson, Ronald A, 2001)



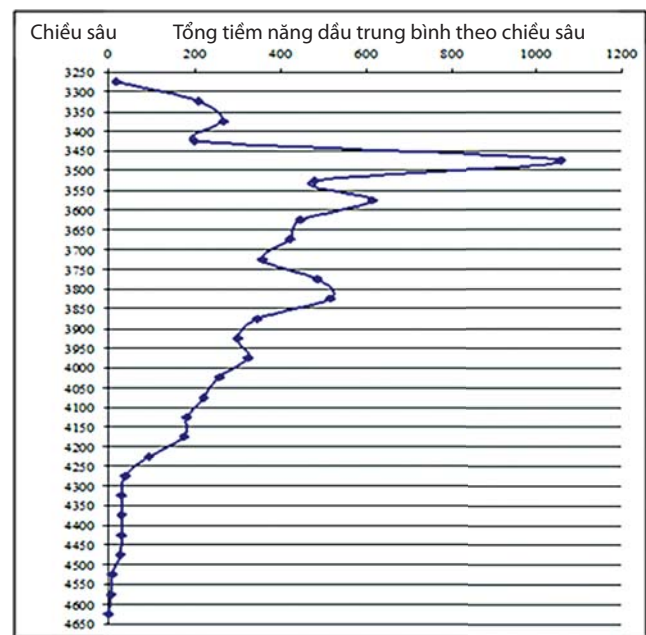
Hình 16. Bản đồ thể hiện sự phân bố độ rỗng tổng của tập chứa Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ (VSP Data)

hiện đặc tính hai độ rỗng của tầng chứa Paleogen - độ rỗng nứt nẻ có vai trò đường dẫn mở với độ thấm lớn còn độ rỗng matrix giữa hạt có độ thấm nhỏ.

- Mặc dù, quan hệ giữa sự phân bố nứt nẻ và đặc tính độ rỗng trong tầng chứa Paleogen ở mỏ Bạch Hổ chưa được nghiên cứu nhiều nhưng cũng có thể nhận thấy nứt nẻ có xu thế phân bố ở vùng đỉnh của trục nếp uốn và phần nào liên quan với đứt gãy (Hình 16).



Hình 17. Tính chất đa vỉa và cấu trúc khối của tầng chứa Oligocen dưới - Bắc mỏ Bạch Hổ



Hình 18. Đường phân bố tiềm năng hydrocarbon theo chiều sâu (VSP Data)

2.3. Sự phân bố tiềm năng hydrocarbon trong thành hệ chứa Paleogen

Quá trình khai thác dầu có tính thương mại và hệ thống được ghi nhận ở mỏ Bạch Hổ bể Cửu Long. Thành hệ chứa dầu tiềm năng Oligocen phát triển chủ yếu ở phần Bắc mỏ Bạch Hổ và nằm phủ trên móng là đá xâm nhập granite tuổi Mesozoi. Bẫy chứa dầu có cấu trúc phức tạp, đa vỉa và được ngăn cách chủ yếu bởi đứt gãy và chắn thạch học (Hình 17).

Nhìn chung, phức hệ tầng chứa Oligocen có thể ghép thành hai thành hệ chứa sản phẩm - Oligocen trên và Oligocen dưới với thuộc tính tầng chứa khác nhau. Đến nay tầng chứa Oligocen dưới vẫn là đối tượng cho sản phẩm chủ yếu ở Vietsovpetro.

Có thể ghi nhận vài xu thế chung về chất lượng tầng chứa Paleogen:

- Các thân dầu thường gián đoạn và không đồng nhất về chất lượng thấm chứa; bị chia cắt bởi đứt gãy và chắn do kiến tạo hoặc thạch học;
 - Các khối nhô cao nhất trên cấu tạo ít bị nén và khu vực bị ảnh hưởng bởi đứt gãy được ghi nhận có chất lượng thấm chứa tốt nhất;
 - Sự bất đồng nhất về thấm chứa trên diện tích và theo chiều sâu, sự liên thông thủy động lực kém giữa các giếng đã làm giảm hiệu quả khai thác tăng cường bằng bơm ép nước.
 - Quy trình khai thác được thực hiện theo cơ chế nước đẩy tự nhiên kết hợp với khí hòa tan cục bộ.
 - Vùng cho sản phẩm cao liên quan đến đới bản lè ở các khối nếp vồng và các đới nứt nẻ kể đứt gãy, tại đây chất lượng tầng chứa dự báo tốt hơn.
 - Ở phần lớn các giếng khai thác, chỉ số sản phẩm PI dao động yếu với xu thế giảm theo thời gian.
 - Quy trình khai thác luôn phải đối mặt với hiện tượng xen lớp mỏng và bất đồng nhất cao về thấm chứa theo diện, làm giảm độ tin cậy ở kết quả tính các thông số vật lý vỉa và từ đó ảnh hưởng đến việc đánh giá trữ lượng, sự phân bố dầu trong từng khối và mỗi đơn vị tầng chứa, đến công tác thiết kế khai thác mỏ, đặc biệt các công trình biển.
- Khi trung bình hóa giá trị sản lượng theo phân đoạn chiều sâu ở các giếng khai thác trong Oligocen (số liệu thống kê đến năm 2006) thì sản lượng của tầng chứa Oligocen được đánh giá thể hiện trên Hình 18.
- Trữ lượng thu hồi ở chiều sâu 3.450 - 3.500m là cao

nhất với tổng sản lượng khoảng 1,056 nghìn tấn chiếm 20% tổng sản lượng khai thác từ tầng chứa Oligocen;

- Đoạn cho sản phẩm tốt nhất nằm ở chiều sâu 3.300 - 4.250m;
- Khả năng cho sản phẩm giảm theo chiều sâu.

3. Kết luận

- Phức hệ tương đầm hồ - châu thổ phát triển trong các bể rift, đặc biệt ở bể Cửu Long trong giai đoạn Paleogen có tiềm năng hydrocarbon lớn.

- Các đá chứa Paleogen đa dạng về tướng thay đổi nhanh theo diện và theo chiều đứng. Nơi cho sản lượng cao là những vỉa nằm lót ngay dưới tập sét D hoặc các lớp xen kẹp mỏng trong các tập D và C. Chúng được hình thành trong môi trường thung lũng sông, đầm lầy châu thổ và đồng bằng ven biển thường chịu tác động xâm lấn thủy triều.

- Tính đa dạng tướng trầm tích và bất đồng nhất về thạch học, sự dao động lớn tỷ lệ cát/sét và hệ số phân lớp theo chiều ngang và thẳng đứng là những nguyên nhân chủ yếu gây sự bất đồng hướng về tính thấm - chứa trong tầng chứa Paleogen, làm giảm hiệu quả thăm dò và phát triển mỏ cũng như hiệu quả áp dụng các giải pháp khai thác thứ cấp nhằm tăng hệ số thu hồi dầu.

- Các đá chứa Paleogen, đặc biệt của tập F và E do bị chôn vùi sâu, chịu tác động của hiệu ứng nén tải lớn và nhiệt độ cao thường là chặt sít, bị xi măng hóa, trình độ diagenesis và biến đổi thứ sinh cao (từ catagenesis muộn sang metagenesis sớm). Chất lượng tầng chứa của các trầm tích này thường thấp.

- Độ thấm và chứa phụ thuộc vào kích thước hạt, độ mài tròn, chọn lọc, và thành phần thạch học.

- Chất lượng thấm - chứa có xu hướng tăng ở phần trên mặt cắt và giảm theo chiều sâu, độ rỗng thường thấp hơn 5% ở 4.200m và sâu hơn do quá trình zeolite và chlorite mạnh.

- Tính phân lớp xiên của đá chứa ảnh hưởng trực tiếp đến quan hệ thấm - chứa (K-φ). Cùng giá trị độ rỗng, nhưng đá chứa có độ thấm tối đa và cho dòng tối đa ở hướng song song mặt lớp xiên, trong khi theo chiều thẳng đứng với mặt lớp thì độ thấm và lưu lượng dòng là tối thiểu.

- Sự phát triển dị thường áp suất trong sét ở tầng Paleogen D tác động đến sự phân bố độ thấm và chứa. Dị thường áp suất luôn tạo điều kiện thuận lợi cho sự di chuyển chất lưu theo hướng ngang và thẳng đứng trong tập chứa.

- Nứt nẻ luôn tồn tại trong đá chứa hạt vụn. Sự nứt vỡ phân dị của đá hạt vụn có tính giòn trong thành hệ chứa, gồm cát sét xen lớp mỏng xảy ra trong quá trình uốn nếp - đứt gãy thời kỳ kiến tạo nghịch đảo và nén ép Oligocen muộn đã tạo độ rỗng và thấm thứ sinh trong các bẫy chứa cấu tạo lẫn địa tầng.

- Mật độ và khoảng cách nứt nẻ thứ sinh phụ thuộc vào: thành phần thạch học, kích thước hạt, kiến trúc đá, chiều dày vỉa chứa và vị trí của hệ nứt nẻ trên cấu tạo uốn nếp.

- Nứt nẻ thứ sinh là yếu tố tiềm năng, có thể làm tăng dòng trong đá chặt sét Paleogen. Cường độ nứt nẻ với độ cắm dốc có xu thế tập trung ở đỉnh cấu tạo và dọc theo trục nếp uốn, giảm và phân bố rời rạc ở hai cánh. Phương của nứt nẻ thường song song với trục nếp uốn. Xu thế này rất quan trọng khi bố trí các giếng thăm dò và khai thác ở các tầng chứa hạt vụn.

- Tính chất hai độ rỗng là thuộc tính quan trọng của tầng chứa Paleogen cần phải được lưu ý trong quản lý khai thác.

- Lưu lượng dòng lớn trong tầng chứa Eocen trên - Oligocen được tạo do các nứt nẻ thứ sinh hình thành trong quá trình uốn nếp nghịch đảo Oligocen muộn và do tính chất dầu nhẹ độ nhớt thấp, hoặc khí và condensate.

Độ nhớt và tỷ trọng dầu chắc chắn có ảnh hưởng đến khả năng cho dòng lưu lượng cao.

- Đến nay, trên 300 triệu tấn dầu đã được khai thác ở Việt Nam, tỷ lệ sản lượng khai thác từ tầng chứa Paleogen chưa vượt quá 7% không tương xứng với tiềm năng của thành hệ Paleogen như tầng sinh quan trọng ở bể Cửu Long.

- Tầng chứa Eocen - Oligocen cần được đầu tư nghiên cứu và đánh giá đầy đủ như play chứa hydrocarbon tiềm năng nhằm gia tăng sản lượng và trữ lượng hydrocarbon ở Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Ngô Xuân Vinh. *Những yếu tố chính ảnh hưởng đến tính chất thấm chứa của đá vụn lục nguyên Miocen - Oligocen bể Cửu Long*. Hội nghị Khoa học - Công nghệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. 2000.

2. Ngô Thường San, Cù Minh Hoàng. *Chất lượng tầng chứa Paleogen bể Cửu Long*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ 30 năm thành lập Viện Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học - Kỹ thuật. 2008.

3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. 2007.

Paleogene sediment complex - Geological factors impacting on its reservoir quality and hydrocarbon potential

Ngô Thuong San
Vietnam Petroleum Association
Cu Minh Hoang, Phung Khắc Hoan
PVEP Overseas

Summary

The Paleogene reservoir complex has diverse facies which change rapidly in lateral and vertical direction. Its depositional environment is determined as alluvial, deltaic and tidally affected lacustrine, and rarely with shoreline facies.

The variety in sedimentary facies and lithological heterogeneity are the main causes for the anisotropy in porosity and permeability of the Paleogene reservoirs, reducing field exploration and development efficiency as well as the application of secondary exploitation in order to increase the oil recovery.

Reservoir quality is resulted from the combined effects of primary diagenetic elements and secondary alteration. The secondary deformation has bidirectional influence on the reservoir quality, reducing the primary porosity and forming the secondary porosity as well. The dual porosity is one of the important properties of the Paleogene reservoir that should be considered in production management.

Secondary fractures could potentially increase the flow in the tight Paleogene reservoirs.

The production from Paleogene reservoir is still small, not corresponding to the potential of Paleogene formation as rich source rock. The Late Eocene-Oligocene reservoir, therefore, needs to be investigated and sufficiently evaluated as a potential hydrocarbon bearing play in order to enhance production and reserves.