CHẤT LƯỢNG THẤM- CHỨA CỦA ĐÁ MÓNG NỨT NẺ Ở BỂ CỬU LONG

RESERVOIR QUALITY OF FRACTURED BASEMENT IN THE CUU LONG BASIN

Ngô Thường San *, Cù Minh Hoàng **

* Tổng công ty dầu khí Việt Nam, Việt Nam
** Công ty thăm dò và khai thác dầu khí (PVEP), Việt Nam

TÓM TẮT

Móng nứt nẻ là thành hệ chứa dầu khí rất đặc biệt, tầng chứa dày, dạng khối, bản thân đá matrix không chứa dầu, và không có độ thấm khung đá đối với dầu, nhưng dầu lại tập trung trong các hốc, vi rãnh rửa lũa và đặc biệt là trong các nứt gãy hở, tạo độ rỗng và độ thấm thứ sinh, vì thế chúng thường phân bố không đều, cơ chế dòng chảy cũng khác nhau, sản lượng giữa các giếng dao động lớn, tính phân đới cũng khác nhau giữa các khối trong một mỏ, và ranh giới dầu-nước có khi không được duy trì ở cùng chiều sâu. Đặc biệt là có hiện tượng lực mao dẫn chi phối hoạt động của hệ vi nứt nẻ trong cơ chế cho dòng. Kết quả nghiên cứu tính bất đồng nhất và xu thế phân bố những đới có khả năng cho dòng và có hệ số sản phẩm cao sẽ là tiền đề quan trọng trong tìm kiếm và khai thác dầu khí.

ABSTRACT

Fractured basement is qualified as a very specific hydrocarbon bearing formation with thick and massive type of reservoir in which the matrix rock itself has no storage capacity and no permeability for oil. But oil is often localized in vugs, micro channels especially in open fractures creating secondary porosity and permeability. The porosity and permeability distribution is irregular; therefore the zonation and flow regime are quite different between structural blocks. The productivity varies highly from wells to wells. The oil/water contact (WOC) could not be maintained at the same depth. In particular the dual porosity and permeability are important properties of basement reservoir and related to macrofractures with hydrodynamic permeability and microfractures with capillary regime of permeability. Study results on fractures zonation and their distribution pattern related to oil flow capability and high productivity are important criteria in exploration and exploitation of oil and gas.

1. GIỚI THIỆU

Sau phát hiện dầu trong móng nứt nẻ với sản lượng và trữ lượng lớn tại mỏ Bạch Hổ, thì dạng "tầng chứa nứt nẻ" liên quan đến các khối nâng móng trong bể trầm tích Cửu long được quan tâm đặc biệt . Trên 90% trữ lượng tại chỗ ở các mỏ dầu công nghiệp hiện đang khai thác ở Việt Nam như Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, Ruby, Sư tử Đen, đều tập trung trong móng nứt nẻ, và đóng góp trên 80% sản lượng hằng năm. Nhiều giếng thăm dò hiện đang khoan trong móng cũng hứa hẹn triển vọng lớn.

Nhiều công trình nghiên cứu (1, 2, 5, 9) tập trung vào hệ thống dầu khí, về tính thấm chứa trong đá móng nứt nẻ, riêng ở đây chúng tôi chỉ

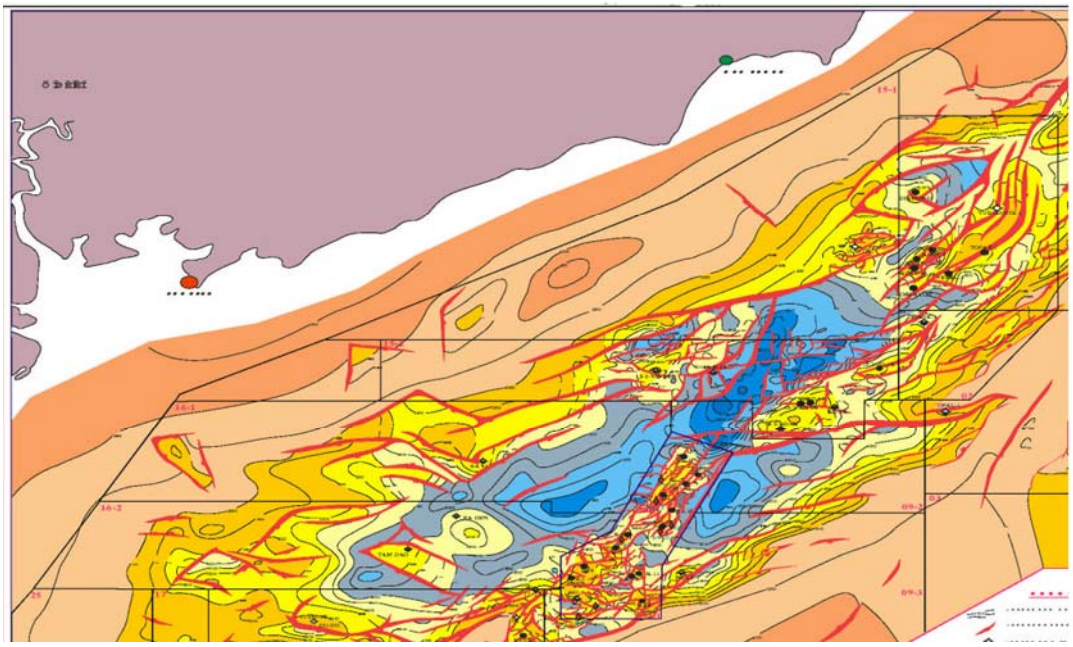
đề cập đến khía cạnh "*tính bất đồng nhất và xu thế phân bố những đới có khả năng cho dòng và hệ số sản phẩm cao, tiền đề quan trọng trong tìm kiếm và khai thác dầu khí*"

Móng nứt nẻ là thành hệ chứa dầu khí rất đặc biệt, tầng chứa dày, dạng khối, bản thân đá matrix không chứa dầu, và không có độ thấm khung đá đối với dầu, nhưng dầu lại tập trung trong các hốc, vi rãnh rửa lũa và đặc biệt là trong các nứt gãy hở, tạo độ rỗng và độ thấm thứ sinh, vì thế chúng thường phân bố không đều, cơ chế dòng chảy cũng khác nhau, sản lượng giữa các giếng dao động lớn, tính phân đới cũng khác nhau giữa các khối trong một mỏ, và đặc biệt là ranh giới dầu-nước có khi không được duy trì ở cùng chiều sâu.

Nứt nẻ là kết quả của sự dập vỡ, phá hủy gãy không có sự dịch chuyển lớn. Những đặc tính của nứt nẻ ảnh hưởng đến dòng chất lưu vỉa như độ mở, kích thước, mật độ phân bố, hướng, đều liên quan đến thành phần thạch học và cấu trúc đá chứa, trường ứng lực kiến tạo, độ sâu và các phá hủy thứ sinh. Những yếu tố này đã tác động tương hỗ quyết định đến chất lượng tầng chứa.

Tính chất hai độ rỗng và hai độ thấm liên quan đến các dạng nứt nẻ lớn (macrofractures), hang hốc có tính thấm thủy động lực và vi nứt nẻ (microfractures) với tính thấm mao dẫn là thuộc tính quan trọng của đá chứa móng nứt nẻ.

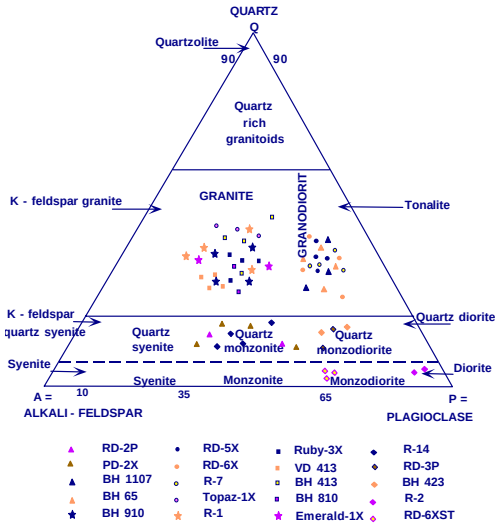
Bể Cửu Long là bể rift căng giãn hình thành vào giữa Eocen và phát triển trên địa khối gắn kết – địa khối Kontum, bị tác động bởi loạt hoạt động macma giai đoạn tạo núi-uốn nếp Indosini cuối Mezozoi. Quá trình căng giãn đã tạo trong bể Cửu Long các graben và nửa-graben, xen giữa các đới nâng horst. Tầng chứa dạng móng nứt nẻ tập trung ở đới nâng trung tâm, và các khối nâng ven rìa bị phủ dưới lớp trầm tích dày trên 2000 m (hình 1), có thành phần chủ yếu là các đá macma, gồm granit, monzonit, granodiorit, diorit thạch anh, monzodiorit, diorit, andesit, gabro-diabaz, ngoài ra còn gặp cả đá trầm tích biến chất được ghép thành ba phức hệ thuộc ba pha hoạt động macma tuổi Triat-Jura sớm đến Krêta, gồm các phức hệ:- (1) Phức hệ Hòn Khoai (183-208 tr. n.) tuổi Triat-Jura sớm;- (2) Phức hệ Ankroet, Định Quán (100-130 tr. n.) tuổi Jura muộn-Krêta sớm và-(3) Phức hệ Đèo Cả, Cà Ná (80-110 tr. n.) tuổi Krêta muộn.



Hình 1: Bản đồ cấu tạo mặt móng trước Đệ Tam bể Cửu Long

Các đá nhóm granit, granodiorit và diorit là thành phần chủ yếu của móng ở các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, Vừng Đông, Sư Tử đen, Ruby và các cấu tạo nâng khác. Chúng không tạo thành những khối lớn đồng nhất về thành phần, mà thường phân bố đan xen với nhau, và bị xuyên cắt bởi các thể xâm nhập nhỏ, mạch dykes, gồm các đá monzonit, gabro-diabaz, andezit, bazan có diện tích phát triển hạn chế, thể hiện tính hoạt động macma nhiều pha của giai đoạn kiến tạo-macma Indosini, nhưng đồng thời cũng tạo sự bất đồng nhất về tính thấm chứa trong đá móng nứt nẻ.

Biểu đồ phân loại thành phần thạch học đá móng bể Cửu Long được thể hiện ở (hình 2).



Hình 2: Phân loại đá macma granitoid một số giếng khoan bể Cửu Long (theo Streckeisen, 1976)

Thành phần khoáng vật chính của đá móng là: thạch anh, plagiocla, K- feldspar, và biotit, rải rác có muscovit, amphibon, pyroxen. Phần lớn các khoáng vật này đều có phản ứng tích cực với thủy nhiệt, ngay cả thạch anh nhiều khi cũng bị gặm mòn, hoà tan tạo các hang hốc kích thước khác nhau từ vài chục micromét đến chục milimét (hình 3).

Quá trình thủy nhiệt chủ yếu là quá trình phân hủy, hoà tan và kết tủa các khoáng chất do thủy nhiệt, kết quả của sự phản ứng hoá học ở điều kiện thay đổi nhiệt độ và áp suất. Khi các thủy nhiệt bão hoà di chuyển dọc các nứt nẻ, sự kết tủa có thể xảy ra dưới dạng các tinh thể chủ yếu là zeolit và canxit trên thành các nứt nẻ. Số lượng khoáng vật thứ sinh phụ thuộc vào thành phần thạch học cơ bản của đá móng dễ bị phản ứng thay thế với thủy nhiệt, và được xác định nhiều hơn trong diorit khoảng - 31%, ít hơn trong granodiorit 18%-23%, và granit 5-8%.

Thành phần thạch học đá móng có vai trò rất lớn quyết định đến mật độ, hình thái, và quy mô phát triển các hệ nứt nẻ.

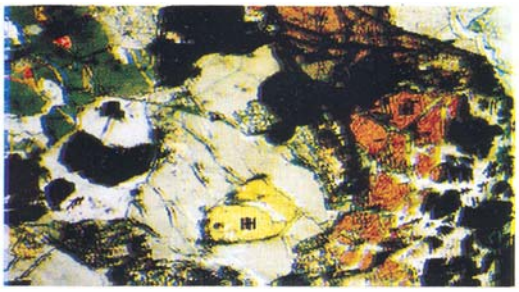
Các nứt nẻ cổ thường bị lấp đầy bởi khoáng vật thứ sinh, đặc biệt zeolit với hàm lượng cao từ 0, 5% đến 18%, thường 4-9%. Có thể nhận thấy mối quan hệ phụ thuộc giữa lưu lượng và hàm lượng zeolit của đới chứa. Lưu lượng dầu thường thấp ở những đới có hàm lượng zeolit cao hơn 5%. Sự có mặt các khoáng vật sét và thứ sinh thường làm giảm số lượng và độ mở của nứt nẻ.

Mặc dù sự phân bố các khoáng vật thứ sinh theo chiều sâu không có một quy luật rõ rệt nào, nhưng có thể nhận thấy là ở phần sâu của móng hàm lượng zeolit thường cao và lấp đầy phần lớn không gian rỗng của nứt nẻ. Vì thế, có thể giải thích độ rỗng và khả năng cho dòng càng giảm theo độ sâu, đặc biệt dưới 4200-4500m.

Quá trình thủy nhiệt luôn tạo hai hiệu ứng trái ngược: mở rộng các nứt nẻ và hang hốc tồn tại trước đó, hoặc khép lại độ mở của nứt nẻ do kết lắn và lấp đầy các khoáng vật thứ sinh. Nhưng nhìn chung, quá trình thủy nhiệt khi xảy ra mạnh luôn có tác động xấu đến khả năng cho dòng, do làm giảm mạnh không gian rỗng của đá chứa.

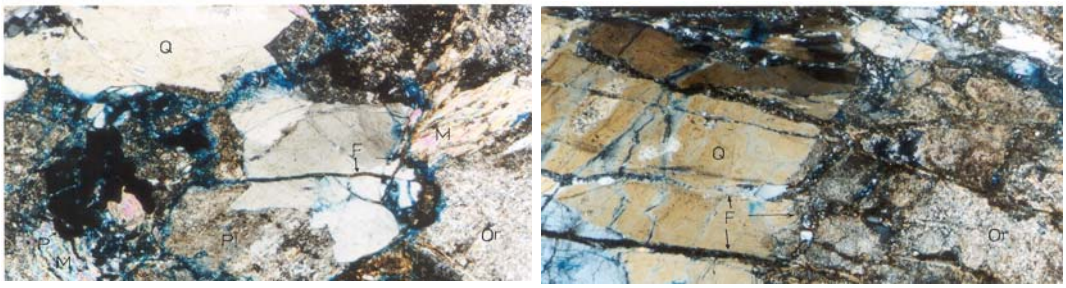
2. PHÂN LOẠI KHÔNG GIAN RỖNG

Là kết quả tác động của các quá trình co nén nhiệt khối macma, chuyển động kiến tạo, hoạt động thủy nhiệt và phong hoá nên cấu trúc không gian rỗng của đá móng granitoid nứt nẻ có mức bất đồng nhất cao, vì thế tính thấm chứa và lưu lượng hydrocarbon cũng dao động lớn



Hình 3a: Granit bị phong hoá và nứt nẻ mạnh

Hình 3b: Granit nứt nẻ và hang hốc bị lấp bởi khoáng vật thứ sinh



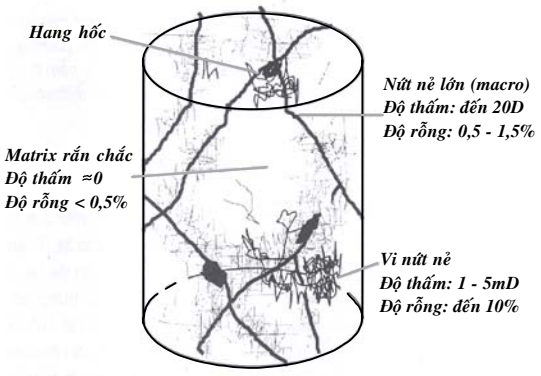
Hình 3c: Granit bị nứt nẻ và lấp đầy khoáng vật thứ sinh (Sư Tử Đen)

giữa các đới và giếng trong một khu mỏ.

Tổng hợp tài liệu nghiên cứu thạch học cho thấy không gian rỗng của đá móng ở một số mỏ có các dạng:

- *Nứt nẻ-hang hốc lớn*, tạo độ rỗng macro có độ mở khe nứt trên 80-100 micromét, phổ biến 0, 3mm đến 2-3cm, và các hốc có đường kính từ 1-2mm đến 15-20mm, được gặp trong các mẫu lõi đá móng Bạch Hổ, Rạng Đông, Ruby chiếm khoảng 3, 5 – 4% diện tích mẫu đá (hình 4).

Các khe nứt cực lớn đồng sinh cùng đứt gãy hoặc hình thành trong các đới dập vỡ thường bị lấp đầy bởi các mạch bazan, andesit trẻ, tuổi Oligocen muộn- Miocen sớm. Những dykes này được dùng định chuẩn phương của hệ thống các khe nứt tách, rất có ý nghĩa trong tìm kiếm dầu trong móng nứt nẻ. Hệ nứt nẻ thường tạo thành những đới đan xen, rộng từ vài mét đến vài chục mét. Các khe nứt thường có dạng phân nhánh, liên thông các lỗ rỗng hang hốc. Độ rỗng hang hốc (vi hang hốc) chiếm tỷ phần lớn trong không gian rỗng của đá móng nứt nẻ-hang hốc, tuy nhiên giá trị này dao động lớn phụ thuộc vào mức độ biến đổi thứ sinh và độ phong hoá. Đường kính lỗ rỗng hang hốc trung bình 0, 3-0, 65 mm, thường dưới 1, 0mm; ở những đới bị phá huỷ mạnh có khi đến 2-7mm.



Hình 4. Mô hình cấu trúc không gian rỗng đặc trưng của đá móng Granit nứt nẻ mỏ Bạch Hổ

Tuy chiếm diện tích không lớn, nhưng lỗ rỗng khe nứt-hang hốc lớn có vai trò quyết định đến tính thấm- chứa, với trên 80% trữ lượng dầu tại các mỏ hiện đang khai thác ở bể Cửu Long. Giá trị độ rỗng nứt nẻ- hang hốc được xác định khoảng 0, 5-1, 5%, nhưng độ thấm lên đến 20

Darcy, với đặc tính thấm thủy động học. Theo kết quả thí nghiệm (3) hệ số đẩy dầu bởi nước ở độ mở nứt nẻ 100-500 micromét có độ thấm từ 60-3100 mD đạt giá trị cao với h=0, 886. Rõ ràng các nứt nẻ, hốc lớn là không gian chứa quan trọng ở đá móng và các nứt nẻ lớn với độ thấm cao sẽ là những kênh dẫn chủ đạo cho dòng dầu, đồng thời cũng để nước bơm ép xâm nhập và di chuyển, đẩy dầu với tốc độ nhanh dưới tác động của gradien áp suất bơm.

- *Vi nứt nẻ-vi hốc và matrix vi nứt nẻ* nằm cận các nứt nẻ lớn và bên trong khối đá giữa các đới đứt gãy, chiếm tỷ phần chủ yếu không gian rỗng của hệ nứt nẻ và tạo độ rỗng micro có kích thước <0, 1mm. Trên lát mỏng, các vi khe nứt có chiều rộng phổ biến (độ mở) 0, 01-0, 1mm và chiều dài 0, 1-2, 25mm đôi khi đến 7-15mm, còn đường kính các vi hốc trung bình 0, 3-0, 65 mm, thường dưới 0, 1mm. Giá trị độ rỗng đá móng ở đới vi nứt nẻ được tính có nơi đến 10-12%, trung bình 3-4%, nhưng độ thấm pha chỉ 1-5 mD, phụ thuộc vào tính dính ướt và mao dẫn của đá chứa nứt nẻ. Độ rỗng khe nứt và vi khe nứt thay đổi lớn theo chiều sâu và khu vực từ 0% - 7. 3%. Mật độ phân bố khe nứt / vi khe nứt cũng không đều, ở những nơi đá ít bị biến đổi thứ sinh thì mật độ khe nứt thấp 0- 2 khe nứt / cm^2 còn ở những nơi bị phá hủy mạnh thì mật độ khe nứt lên đến 20-25 khe nứt /cm^2 có khi 100-150 khe nứt/mét, đặc biệt ở nơi giao cắt các đứt gãy. Mật độ nứt nẻ có xu thế giảm còn 30-35 nứt nẻ/m ở 1, 5 mét cách đứt gãy. (1, 9) Theo số liệu FMI/FMS, mật độ khe nứt dọc theo thân giếng biến đổi từ 175 khe nứt/100 métở phần đỉnh và giảm còn 55-65 khe nứt/100 mét ở chiều sâu khoảng 1000m dưới nóc thân dầu. Trong các đới vi nứt nẻ, do có độ thấm rất nhỏ nên dù với giá trị tối đa gradien chênh áp của dòng nước bơm ép có thể tạo ra (3at/m) (3) vẫn là rất nhỏ không thể vượt trội áp suất mao dẫn của các vi nứt nẻ để tự ngấm vào và đẩy dầu ra từ các không gian rỗng vi nứt nẻ này. Yếu tố quyết định mức độ tham gia của các đới vi nứt nẻ vào quá trình cho dòng hoặc đẩy dầu bằng bơm ép nước, tăng khả năng thu hồi là tác động thấm mao dẫn trong các vi lỗ rỗng và tính dính ướt của bề mặt không gian rỗng.

- *Độ rỗng giữa tinh thể (độ rỗng cấu trúc) của đá khối matrix* chưa bị biến đổi rắn chắc, không bị biến đổi thứ sinh có độ rỗng giữa tinh thể rất nhỏ dưới 0, 5% và thường không có độ thấm pha đối với dầu, hoặc có nhưng rất thấp.

Theo số liệu phân tích lát mỏng lớn (4), thì tỷ lệ thống kê giữa các dạng độ rỗng nứt nẻ, hang hốc, cấu trúc trên độ rỗng tổng $\phi_n / \phi_t ; \phi_h / \phi_t ; \phi_{ct} / \phi_t$ là 0, 397; 0, 106; và 0, 506.

3. CHẤT LƯỢNG THẤM- CHỨA VÀ XU THẾ PHÂN BỔ

Đặc tính thấm-chứa và chất lượng tầng chứa nói chung (reservoir quality) được quyết định bởi độ rỗng và độ thấm thứ sinh của đá chứa móng nứt nẻ. Độ rỗng thứ sinh có hai nguồn gốc:- kiến tạo, liên quan với hệ nứt nẻ/vi nứt nẻ đi kèm đứt gãy, và- thủy nhiệt, tạo hệ thống các lỗ rỗng, hang-hốc, vi nứt nẻ/hốc nhỏ hình thành trong quá trình tái kết tinh hoặc hoà tan do thủy nhiệt.

Đặc tính thấm- chứa của đá móng tại một số mỏ biến đổi rất rộng, và phức tạp. có tính phân đới liên quan đến các đới nứt nẻ.

Mạng nứt nẻ hiệu dụng đa phần có nguồn gốc kiến tạo, hình thành đi kèm hệ đứt gãy, các đới phá hủy kiến tạo, các vùng chịu tác động trường ứng lực cao. Ở những khu vực đá bị biến đổi mạnh, hoặc xung quanh các đới đứt gãy, phá huỷ lớn, độ rỗng và độ thấm của đá cao hơn hẳn so với chung quanh. Dòng có lưu lượng lớn thường liên quan đến các khe nứt hở nguồn gốc kiến tạo.

Phần lớn các hệ đứt gãy và nứt nẻ hình thành hoặc hoạt động lại vào cuối Oligocen muộn và trong Miocen sớm hướng ĐB-TN không những có vai trò quan trọng trong sự hình thành và phát triển các cấu tạo nói riêng và kiến trúc bể Đệ

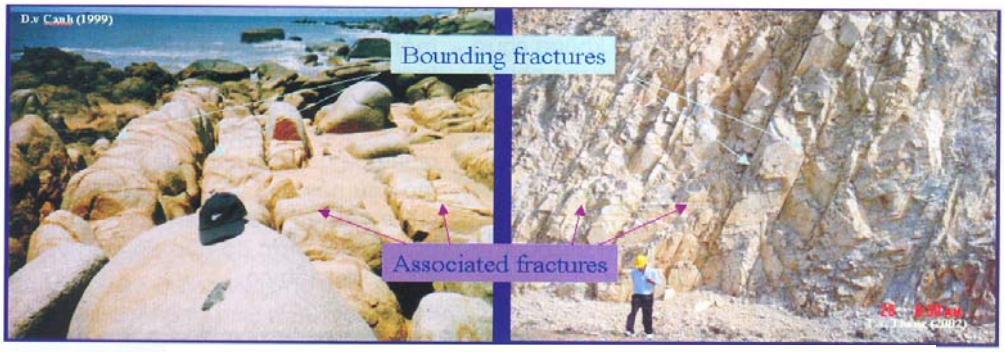
tam nói chung, mà thường chúng ít bị lắp đầy bởi khoáng vật thứ sinh, nên chúng được xem như những đối tượng chứa-thấm có tiềm năng cao.

Dù ở những nơi hoạt động thủy nhiệt xảy ra có cao, làm phần lớn các đới nứt nẻ đều bị lắp đầy bởi khoáng vật thứ sinh, nhưng chuyển động đứt gãy muộn, tái hoạt động trong Oligocen muộn-Miocen sớm có thể tạo hệ nứt nẻ mới, vì thế vẫn duy trì được tính liên thông của hệ nứt nẻ cũ như mạng kênh dẫn tồn tại trước đó. Nhưng nhìn chung, ở những nơi có hoạt động thủy nhiệt phát triển mạnh, thường thể tích rỗng bị giảm và lưu lượng cũng sẽ giảm theo.

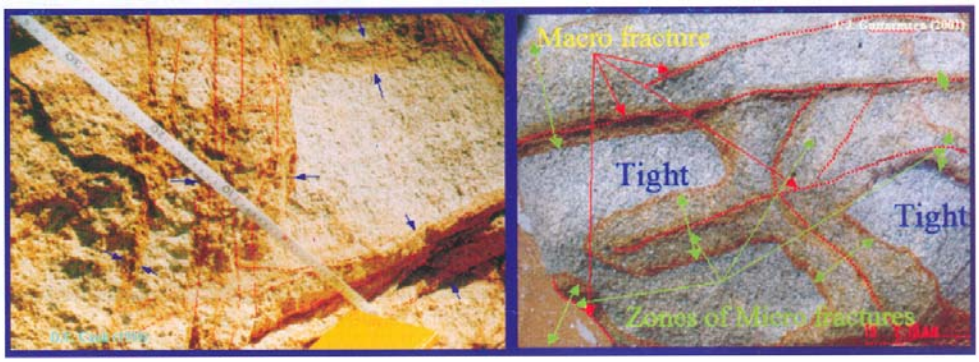
Kết quả thống kê cho thấy dòng có lưu lượng lớn thường phổ biến ở cánh treo của các đứt gãy thuận, cánh chờm của các đứt gãy nghịch, hoặc ở những đới, nơi có sự tái hoạt động đứt gãy muộn, sát trước thời gian di chuyển dầu. Hoạt động đứt gãy giai đoạn muộn rất quan trọng vì các đứt gãy và hệ nứt nẻ hình thành ở các giai đoạn sớm của quá trình phá huỷ móng, có xu thế bị tác động mạnh bởi quá trình khoáng hoá thủy nhiệt và thường bị lắp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh, làm giảm độ rỗng hở, độ thấm của dầu và hệ số sản phẩm của đá chứa.

Các đới cho dòng với lưu lượng cao thường liên quan đến vùng đỉnh cấu tạo, có lẻ là nơi có trường nén cao, hoạt động đứt gãy lặp lại nhiều lần, vì thế mạng nứt nẻ hở được phát triển, hơn nữa quá trình rữa lủa phong hoá cũng thường tập trung tại vùng đỉnh cấu tạo.

Mặc dù tất cả các đá móng luôn bị chia cắt bởi nứt nẻ, nhưng có thể nhận thấy là hệ nứt nẻ hở, với độ liên thông tốt, thường gặp nhiều trong đá granit hơn là trong diorit, cụ thể là trong các đá dòn nhiều hơn trong các đá dẽo. Độ mở, chiều dài, và mật độ của nứt nẻ cũng lớn hơn trong đá granit. . Các thể granit khối thường bị cắt bởi các rãnh nứt sâu, rộng (hình 5). Vì thế, đá chứa nứt nẻ granit được xem có khả năng cho dòng tốt nhất.



Hình 5a: Hệ thống nứt nẻ bao và các nứt nẻ đi kèm

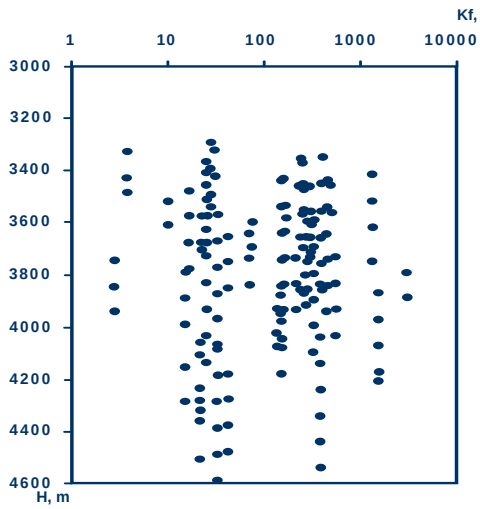


Hình 5b: Hệ thống vi nứt mẻ đi kèm các nứt nẻ chính và đới biến đổi dọc theo các nứt

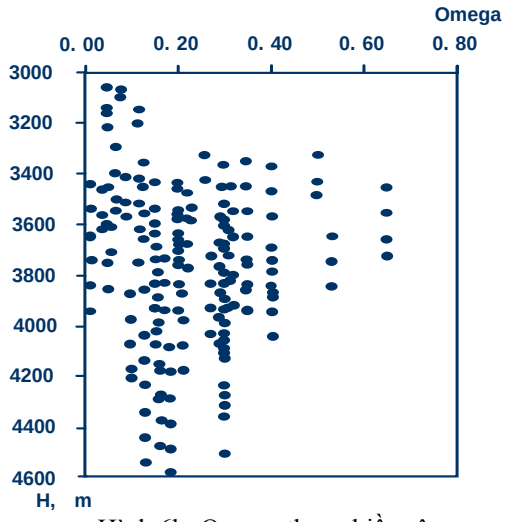
Độ rỗng, độ thấm của đá móng được quyết định bởi mật độ, chiều dài và độ mở của hệ các nứt nẻ/vi nứt nẻ, hang hốc/vi hang hốc hở, trong lúc các nứt nẻ, hang hốc bị khép kín do khoáng hoá thứ sinh thường đóng vai trò thứ yếu ít có khả năng cho dòng.

Có mối quan hệ giữa độ thấm và độ rỗng nứt nẻ. Dòng có lưu lượng lớn thường liên quan đến các khe nứt hở. Ví dụ ở mỏ Bạch Hổ (2) vòm Trung tâm có độ thấm tương đối lớn K_f trung bình là 625 mD (lớn nhất đến 8369 mD) và ϕ_n là 2, 2% và lưu lượng ban đầu của giếng có khi đạt 1000 t/ng , trong khi vòm Bắc có độ thấm nhỏ hơn, K_f là 15, 5 mD và ϕ_n là 1, 42% và lưu lượng giếng chỉ cở 150-200 t/ng.

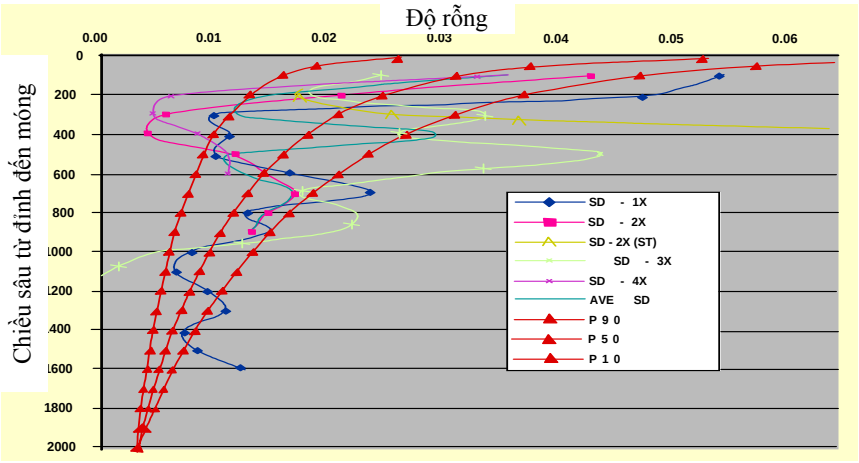
Về phân bố theo chiều sâu, qua kết quả nghiên cứu ở Bạch Hổ và mỏ Sư tử Đen có thể nhận thấy xu thế biến đổi có tính quy luật. Độ rỗng, độ thấm và lưu lượng ban đầu của giếng có giá trị cao nhất trong khoảng 3050-3250m liên quan với đới phong hoá, sau đó là đới phát triển mạch nứt nẻ từ 3400-4100m có giá trị độ rộng và thấm cao, đồng thời cũng là đới cho dòng quan trọng ở các mỏ hiện khai thác (hình 6 a, b, c) sau đó độ rỗng và thấm giảm dần đến 4500-4600m. Trong khoảng chiều sâu này lác đác còn gặp đới có sản phẩm (BH437, BH405). Xu thế chung là tính chất rỗng thấm của đá chứa giảm theo chiều sâu.



Hình 6a: Độ thấm nứt nẻ Kf, theo chiều sâu



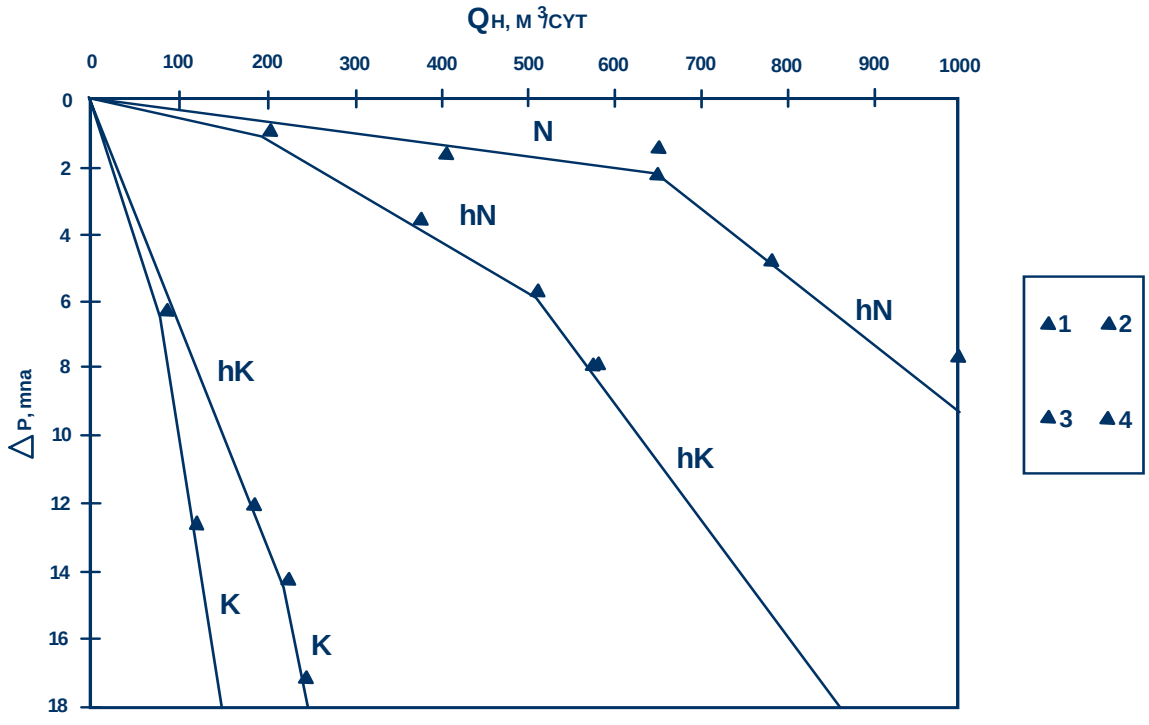
Hình 6b: Omega theo chiều sâu



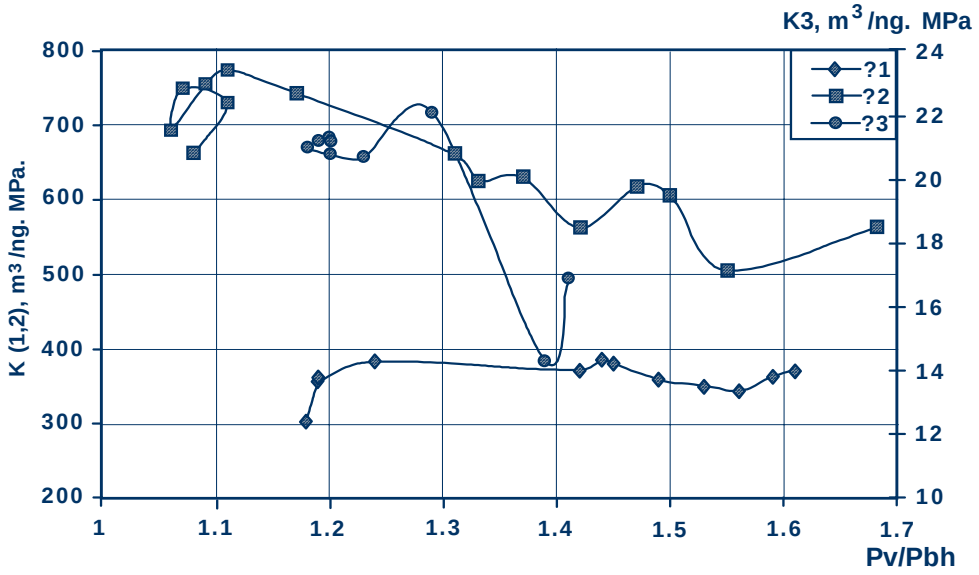
Hình 6c: Quan hệ độ rỗng theo chiều sâu ở mỏ Sư Tử Đen

Đặc điểm của đá móng nứt nẻ là trong quá trình thấm dầu, thể hiện qua lưu lượng của dòng dầu, đã có sự tham gia các loại độ rỗng khác nhau của đá chứa, tỷ phần của chúng trong lưu lượng bắt đầu giữ vai trò chính yếu từ điểm gấp khúc và giảm mạnh lưu lượng dầu trên đường cong chỉ thị $Q = f(\Delta P)$. Phần tuyến tính đầu tiên với lưu lượng (Q) tăng nhanh và (ΔP) nhỏ là giai đoạn di chuyển dòng trong không gian rỗng nứt nẻ/ hang hốc lớn, còn phần sau gấp khúc khi chênh áp (ΔP) tăng nhanh nhưng lưu lượng (Q) tăng chậm phản ánh cơ chế di chuyển dòng trong không gian vi nứt nẻ/ vi hốc (hình 7).

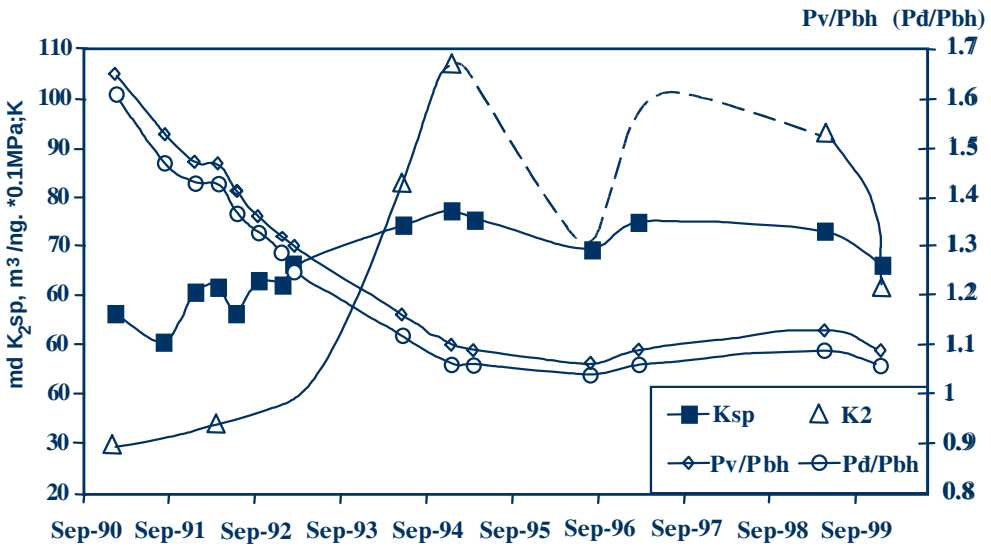
Độ thấm là hàm của áp suất hiệu dụng $K=f(P_e)$. Kết quả nghiên cứu cho thấy khi tăng P_e đến 400at thì K_f có thể giảm từ 60% đến 95-97% tuỳ thuộc nhóm đá, vì thế với xu thế giảm áp suất vỉa theo thời gian thì thể tích lỗ rỗng khe nứt cũng giảm, kéo theo sự giảm mạnh hệ số sản phẩm của đá chứa. Nhưng trong thực tế do đặc điểm bất đồng nhất của không gian nứt nẻ với sự tồn tại hệ vi khe nứt chịu sự chi phối của lực mao dẫn, nên khi áp suất vỉa tiến gần đến áp suất bão hoà thì ngoài tác động dãn nở của dầu, xuất hiện cơ chế dòng do khí hoà tan làm gia tăng mạnh hiệu ứng "vòng bi khí", đặc biệt ở ranh giới tiếp xúc giữa dầu được bão hoà khí và bề mặt đá chứa. Hệ số sản phẩm tăng đột biến. Ở giai đoạn ban đầu, tất cả các giếng khoan đều có áp suất vỉa P_v và áp suất đáy $P_đ$ cao hơn áp suất bão hoà P_{bh} , ngay cho dù áp suất đáy có thấp hơn áp suất bão hoà nhưng nếu được duy trì ổn định trong quá trình khai thác, thì hệ số sản phẩm, độ thấm của môi trường nứt nẻ sẽ giảm như hàm phụ thuộc vào độ chênh áp $K_{sp}=f(\Delta P)$. Trên biểu đồ quan hệ giữa hệ số sản phẩm K_{sp} và tỷ lệ P_v / P_{bh} (hình 8 a, b), có thể nhận thấy sự giảm nhẹ K_{sp} khi P_v / P_{bh} giảm đến 1, 5; sau đó khi P_v/P_{bh} giảm từ 1, 4 xuống đến 1, 1 thì K_{sp} tăng vọt và đạt gía trị cực đại lớn hơn giá trị ban đầu khoảng 30-50% khi $P_v/P_{bh} = 1, 1-1, 2$. Độ thấm của môi trường nứt nẻ đối với dầu thường tăng 2-3 lần, có giếng lên đến 6 lần.



Hình 7: Biến đổi đường cong chỉ thị theo thời gian.
Đo lần 1, ngày 06. 05 . 1989, đo lần 5, ngày 15 . 07. 1995



Hình 8a: Biến đổi hệ số sản phẩm các giếng móng mỏ Bạch Hổ so với giá trị Pv/Pbh (K1, K2 - các giếng với Pd>Pbh; K3 - các giếng với Pđ<Pbh)



Hình 8b: Biến đổi hệ số sản phẩm (Ksp), hệ số thấm môi trường nứt nẻ (K 2) và các giá trị Pv/Pbh, Pđ/Pbh của giếng X0 trong quá trình khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ

4. KẾT LUẬN

Móng nứt nẻ là thành hệ chứa dầu khí rất đặc biệt ở bể Cửu Long , tầng chứa dày, bản thân đá matrix không chứa dầu, và không có độ thấm khung đá đối với dầu, nhưng dầu lại tập trung trong các hốc, vi rãnh rửa lũa và đặc biệt là trong các khe nứt hở, tạo độ rỗng và độ thấm thứ sinh.

Đặc tính thấm- chứa và chất lượng tầng chứa nói chung của đá móng tại các mỏ biến đổi rất rộng, và phức tạp. có tính phân đới liên quan

đến các đới nứt nẻ. Sự phân đới thể hiện theo chiều ngang và thẳng đứng.

Mạng nứt nẻ hiệu dụng đa phần có nguồn gốc kiến tạo, hình thành đi kèm hệ đứt gãy, các đới phá hủy kiến tạo, các vùng chịu tác động trường ứng lực cao.

Tính chất hai độ rỗng và hai độ thấm liên quan đến các dạng nứt nẻ lớn (macrofractures), hang hốc có tính thấm thủy động lực và vi nứt nẻ (microfractures) với tính thấm mao dẫn là thuộc tính quan trọng của đá chứa móng nứt nẻ.

Các nứt nẻ, hốc lớn là không gian chứa quan trọng ở đá móng và các nứt nẻ lớn với độ thấm cao sẽ là những kênh dẫn chủ đạo cho dòng dầu, đồng thời cũng để nước bơm ép xâm nhập và di chuyển, đẩy dầu với tốc độ nhanh dưới tác động của gradien áp suất bơm.

Đặc điểm bất đồng nhất của không gian nứt nẻ với sự tồn tại hệ vi khe nứt chịu sự chi phối của lực mao dẫn, nên khi áp suất vỉa tiến gần đến áp suất bão hoà thì ngoài tác động dãn nở của dầu, xuất hiện cơ chế dòng do khí hoà tan làm gia tăng đột biến hệ số sản phẩm dầu.

Việc nghiên cứu tính bất đồng nhất của đá móng nứt nẻ và xu thế phân bố các đới chứa có hệ số sản phẩm cao là yếu tố quan trọng định hướng cho công tác tìm kiếm và khai thác dầu khí ở bể Cửu Long.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Trịnh xuân Cường, Đặc trưng đá chứa móng phong hóa và nứt nẻ tự nhiên ở mỏ Bạch Hổ. Tạp chí Dầu Khí số 5 (2002).
2. Trần Lê Đông, Mai văn Dư, Các đặc tính thấm chứa của thân dầu trong móng mỏ Bạch Hổ qua phân tích tài liệu khảo sát giếng khoan. Hội nghị KHCN TCTy DKVN (2000).
3. Trần Lê Đông, Phạm Anh Tuấn, Lê Đình Lăng, Đặc điểm quá trình thu hồi dầu trong đá móng granit nứt nẻ và các giải pháp triển vọng để nâng cao thu hồi dầu cho thân dầu trong tầng móng Bạch Hổ. Hội nghị KHCN TCTy DKVN (2000).
4. Kosliak, Trần Lê Đông, Nghiên cứu đặc trưng thấm chứa granit nứt nẻ bằng các phương pháp địa vật lý giếng khoan và nghiên cứu thuỷ động lực. Hội nghị KHCN TCTy DKVN (2000).
5. Nguyễn Tiến Long, Joel J. Guttormsen, Patrick Jonklaas, Fracture characterization of the Su Tu Den and Su Tu Vang fields, Cuu Long basin, Vietnam. Technical Forum, Cuu Long basin exploration- Keys of success (2001)
6. Trần Xuân Nhuận, Kosliak V. A. Mô hình vật lý-thạch học đá chứa trong móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ và xác định các tham số đá chứa. Tuyển tập HNKHKT. XNLD VSP (2002).
7. Phạm Hồng Quế. Đá móng Bể Cửu Long. Thành phần phân bố và biến đổi- Mối liên quan đến khả năng chứa dầu khí. Hội nghị KHCN TCTy DKVN (2000).
8. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. Khả năng điều chỉnh quá trình khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ qua nghiên cứu đặc điểm biến đổi các đặc tính thuỷ động lực học. Tuyển tập HNKHKT. XNLD VSP (2002).
9. Ngô Xuân Vinh. Những quá trình biến đổi chính của đá móng bể Cửu Long và đặc tính chứa dầu khí của chúng. Hội nghị KHCN TCTy DKVN (2000).