THÂN DẦU TRONG ĐÁ MÓNG TRƯỚC ĐỆ TAM MỎ SƯ TỬ ĐEN, SƯ TỬ VÀNG VÀ CÁC YẾU TỐ ĐỊA CHẤT ẢNH HƯỞNG ĐẾN KHẢ NĂNG THU HỒI DẦU

ThS. Đặng Ngọc Quý, PGS.TS. Hoàng Văn Quý
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Tóm tắt

Thân dầu trong đá móng trước Đệ tam mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng có cấu trúc địa chất đặc biệt phức tạp, được thành tạo bởi nhiều hệ đá magma xâm nhập, bị phá hủy bởi nhiều hệ thống đứt gãy kiến tạo qua nhiều giai đoạn khác nhau, bị xuyên cắt bởi hệ thống đai mạch dày đặc và bị phân chia thành các khối có chế độ thủy động lực độc lập và tương đối độc lập khiến khả năng thu hồi bị chi phối bởi nhiều yếu tố địa chất.

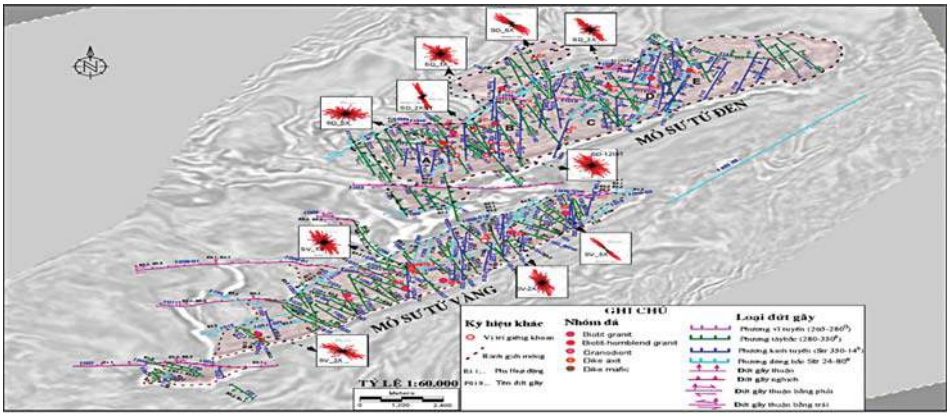
Trong bài viết này, nhóm tác giả phân tích các yếu tố địa chất có ảnh hưởng đến khả năng thu hồi dầu như: mức độ bất đồng nhất, đặc trưng hệ thống đứt gãy và nứt nẻ sinh kèm, sự phân chia ra nhiều khối với chế độ thủy động lực tương đối riêng biệt, nước áp sườn từ các thành hệ Oligocen xâm lấn trong quá trình khai thác. Những yếu tố này cần tiếp tục được nghiên cứu, từ đó đưa ra các giải pháp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Từ khóa: *Yếu tố địa chất, hệ thống đứt gãy và nứt nẻ sinh kèm, mức độ bất đồng nhất, khối thủy động lực, nước áp sườn, hệ số thu hồi dầu, nứt nẻ lớn, nứt nẻ nhỏ*

1. Đặc điểm cấu trúc địa chất mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng

Tính đến cuối năm 2012, khối đá móng trước Đệ tam mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng đã được mở ra bởi 53 giếng khoan (Sư Tử Đen - 38, Sư Tử Vàng - 15). Từ kết quả phân tích mẫu lát mỏng, đá móng nứt nẻ 2 mỏ trên được chia thành 2 nhóm đá chính: (1) đá magma nền xâm nhập chủ yếu là granite và tỷ phần nhỏ hơn là granodiorite; (2) các đá đai mạch phát triển ở nhiều giai đoạn khác nhau, xuyên cắt khối đá nền, gồm đai mạch felsic và mafic, với độ dày từ một vài mét đến hàng chục mét. Tuy nhiên, do phạm vi phân bố của các đai mạch khá hạn chế nên khó có sự liên kết từ giếng khoan này tới giếng khoan khác. Sự có mặt của những đai mạch trong khối móng nâng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng là yếu tố địa chất quan trọng khiến mức độ bất đồng nhất về thành phần thạch học và đặc trưng thấm chứa của khối nâng đá móng.

Trong thân móng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng có 243 đứt gãy phân bố ở độ sâu từ nóc móng đến độ sâu 4.200m. Trong đó, mỏ Sư Tử Đen có 113 đứt gãy với 67 đứt gãy gặp ở giếng khoan, mỏ Sư Tử Vàng có 130 đứt gãy với 56 đứt gãy gặp ở giếng khoan. Các đứt gãy này, cắt qua vùng nghiên cứu gây phá hủy móng, khống chế các khối kiến trúc trong móng và tạo thành các đới nứt nẻ sinh kèm. Trong đó, hệ thống các đứt gãy phương Tây Bắc - Đông Nam xuất hiện với mật độ nhiều nhất với 131 đứt gãy, chiếm 54% tổng số các đứt gãy có trong khu vực nghiên cứu. Ở mỏ Sư Tử Vàng, các đứt gãy này phân bố rộng khắp và tập trung mật độ cao nhất ở khối B, xung quanh các giếng SV-4X, SV-9PI, SV-1X, SV-6PST và mật độ thấp nhất ở khối A2 xung quanh giếng SV-3X (Hình 1). Ở mỏ Sư Tử Đen, các đứt gãy này phân bố trải đều trên các khối A, B, D và ít hơn ở hai khối C, E. Cùng với



Hình 1. *Bản đồ phân bố các hệ thống đứt gãy và phân chia khối trong khu vực mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng tại độ sâu 3.250m [2]*

hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam, hệ thống đứt gãy phương Tây Bắc - Đông Nam được hình thành do trường ứng lực nén ép Tây Tây Bắc - Đông Đông Nam xảy ra vào cuối Oligocen. Đây là giai đoạn phá hủy kiến tạo quan trọng nhất quyết định hình thành hệ thống nứt nẻ, không những đối với khối móng nâng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng, mà còn đối với khối móng nâng mỏ Bạch Hổ và nhiều mỏ khác thuộc bể trầm tích Cửu Long. Vì vậy, hệ thống đứt gãy Tây Bắc - Đông Nam và Đông Bắc - Tây Nam cùng hệ thống nứt nẻ sinh kèm là yếu tố địa chất quan trọng ảnh hưởng tới khả năng thấm chứa trong khối móng nâng mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng.

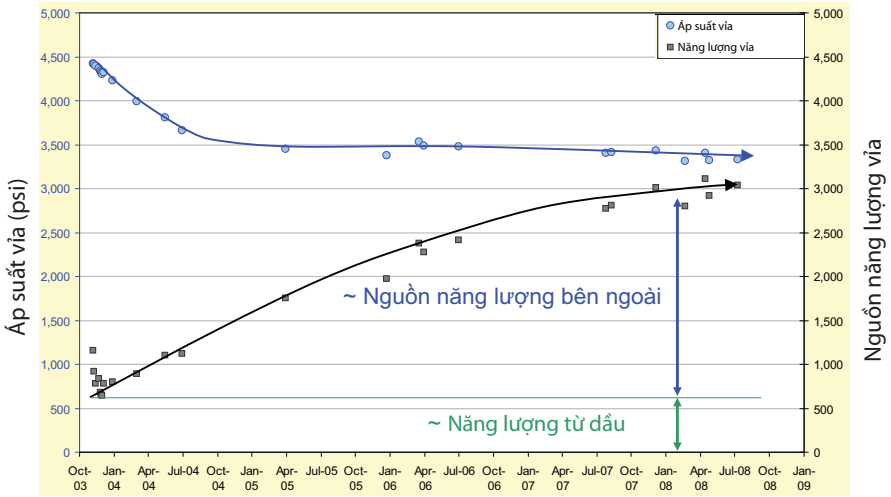
Kết quả quan sát động thái áp suất vỉa trong quá trình khai thác của mỏ Sư Tử Đen (Hình 2) cho thấy, dù lưu lượng khai thác tương đối ổn định nhưng mức độ suy giảm của áp suất vỉa nhỏ dần theo thời gian khai thác, chứng tỏ có nguồn năng lượng từ bên ngoài hỗ trợ cho quá trình khai thác.

Kết quả phân tích đặc điểm địa chất cấu tạo mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng cho thấy khối móng nâng bị bao bọc bởi trầm tích xung quanh với đường cong khép kín cuối cùng vào khoảng 4.000m và tính chất vỉa giảm theo chiều sâu. Như vậy, có thể loại trừ khả năng nước trong móng dâng cao trong quá trình khai thác từ dưới thân dầu. Trường hợp khối móng nâng mỏ Đông Nam Rồng, có ranh giới dầu nước ở độ sâu -2.905m liên tục được nâng lên trong quá trình khai thác do khối móng nâng lưu thông với dãy nâng Côn Sơn. Vì vậy, nước xuất hiện trong quá trình khai thác thân dầu trong đá móng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng hoàn toàn có khả năng là nước có áp từ các tầng trầm tích Oligocen kề áp.

Kết quả phân tích PVT của mẫu dầu thu được từ mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng cho thấy dầu trong khu vực Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen chủ yếu có áp suất bão hòa P_b = 4.200psi và độ ngậm khí của dầu khoảng 900scf/stb, trong khi đó dầu trong khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng có áp suất bão hòa P_b = 1.100psi và độ ngậm khí của dầu khoảng 200scf/stb. Như vậy, khu vực Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen hoàn toàn không lưu thông với các khu vực khác trong mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng. Theo tài liệu áp suất vỉa thu được trong giai đoạn thăm dò và thẩm lượng mỏ Sư Tử Vàng trước khi khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen được đưa vào khai thác cho thấy áp suất vỉa của mỏ Sư Tử Vàng tương đương với áp suất vỉa khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen. Nhưng khi áp suất vỉa của khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen bị giảm xuống hàng nghìn psi do ảnh hưởng của quá trình khai thác, giếng thẩm lượng SV-5X ghi nhận áp suất vỉa của khu vực mỏ Sư Tử Vàng đã bị giảm. Đặc biệt, vào thời điểm đưa mỏ Sư Tử Vàng vào khai thác (sau 5 năm khai thác khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen) các giếng khai thác ghi nhận áp suất vỉa mỏ Sư Tử Vàng giảm vài chục đến vài trăm psi so với áp suất vỉa thu được từ các giếng thẩm lượng trước đó. Như vậy, tài liệu áp suất và kết quả phân tích mẫu PVT của dầu thu được tại mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng có thể chia ra thành 2 khu vực chính có chung chế độ thủy động lực bao gồm toàn bộ khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen - mỏ Sư Tử Vàng và khu vực Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen. Tuy nhiên theo kết quả khảo sát động thái khai thác cho thấy mức độ lưu thông trong cùng khu vực mỏ cũng rất khác nhau.

2. Các yếu tố địa chất ảnh hưởng tới khả năng thu hồi dầu

2.1. Cơ sở xác định các yếu tố địa chất, ảnh hưởng của các yếu tố địa chất



Hình 2. *Động thái áp suất vỉa và thể tích nguồn năng lượng cần thiết để duy trì áp suất vỉa ổn định*

Để nghiên cứu ảnh hưởng của các yếu tố địa chất tới khả năng thu hồi hay hệ số thu hồi dầu, trước tiên cần nghiên cứu cơ sở lý thuyết ảnh hưởng của các yếu tố địa chất tới hệ số đẩy dầu bởi nước và hệ số quét của nước khi bơm ép hoặc của nước tự nhiên tràn vào.

$$RF = K_{đd} \times S_{quét} \times \eta \qquad (1)$$

Trong đó:

RF: Hệ số thu hồi dầu;

$K_{đd}$: Hệ số đẩy dầu;

$S_{quét}$: Hệ số quét hay hệ số bao trùm;

η: Hệ số ngập nước.

Trong trường hợp tính hệ số thu hồi dầu cuối cùng thì hệ số ngập nước η luôn = 1.

Hiện nay chưa có kết quả phân tích hệ số đẩy dầu đối với thân dầu trong đá móng mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng. Tuy nhiên, đối với đá móng của mỏ Bạch Hổ có thành phần chủ yếu là granite, hệ số đẩy dầu theo các nứt nẻ macro bằng nước bơm ép xác định thay đổi theo hướng di chuyển đẩy của nước là 0,67 - theo hướng đẩy từ trên xuống, 0,71 - theo hướng đẩy ngang và 0,89 - theo hướng đẩy từ dưới lên. Riêng đối với vi nứt nẻ hệ số đẩy dầu bởi nước không phụ thuộc vào hướng đẩy mà chỉ phụ thuộc vào độ rỗng các vi lỗ hổng do nước thấm theo lực mao dẫn. Như vậy, ngoài các yếu tố như độ rỗng, độ thấm, tính chất dầu khí nước, mức độ bất đồng nhất của đá… hệ số đẩy dầu bằng nước còn phụ thuộc vào tỷ phần lỗ hổng macro và micro của đá. Trên thực tế đặc điểm này cũng phản ánh mức độ bất đồng nhất, quyết định khả năng thấm chứa của đá móng.

Hệ số đẩy dầu bởi nước đối với đá móng nứt nẻ được xác định theo công thức sau [3]:

$$K_{đd} = K_{đdmacro} \times \delta_{macro} + K_{đdmicro} \times \delta_{micro} \quad (2)$$

Trong đó:

$K_{đdmacro}$, $K_{đdmicro}$: Hệ số đẩy dầu của đới nứt nẻ macro và micro tương ứng;

δ_{macro}, δ_{micro}: Tỷ phần nứt nẻ macro và micro theo thể tích trong khối móng nâng.

Hệ số S quét là tỷ phần giữa thể tích đá chứa được quét bởi nước trên tổng thể tích của đá chứa dầu. Hệ số quét của thân dầu phụ thuộc vào đặc trưng thấm chứa và mức độ bất đồng nhất của chúng theo không gian. Ngoài ra, hệ số quét còn phụ thuộc vào hệ thống khai thác nghĩa là phụ thuộc vào hệ thống các giếng khai thác và hệ thống các giếng bơm ép.

Theo [1, 3] hệ số quét được tính theo công thức:

$$S_{quét} = S_{quét(s)} \times S_{quét(h)} \quad (3)$$

Trong đó:

$S_{quét(s)}$, $S_{quét(h)}$: Hệ số quét theo diện tích và theo chiều thẳng đứng tương ứng.

Hệ số quét theo diện tích $S_{quét(s)}$ phụ thuộc vào khả năng bao trùm thu hồi và khả năng bao trùm bơm ép hoặc nước áp đáy hay nước áp sườn. Hệ số bao trùm thu hồi nghĩa là khả năng bao trùm của mạng lưới giếng khai thác. Không có giếng khai thác thì hệ số bao trùm thu hồi = 0. Hệ số quét bơm ép là khả năng bao trùm của mạng lưới các giếng bơm ép hoặc nước áp đáy hay áp sườn.

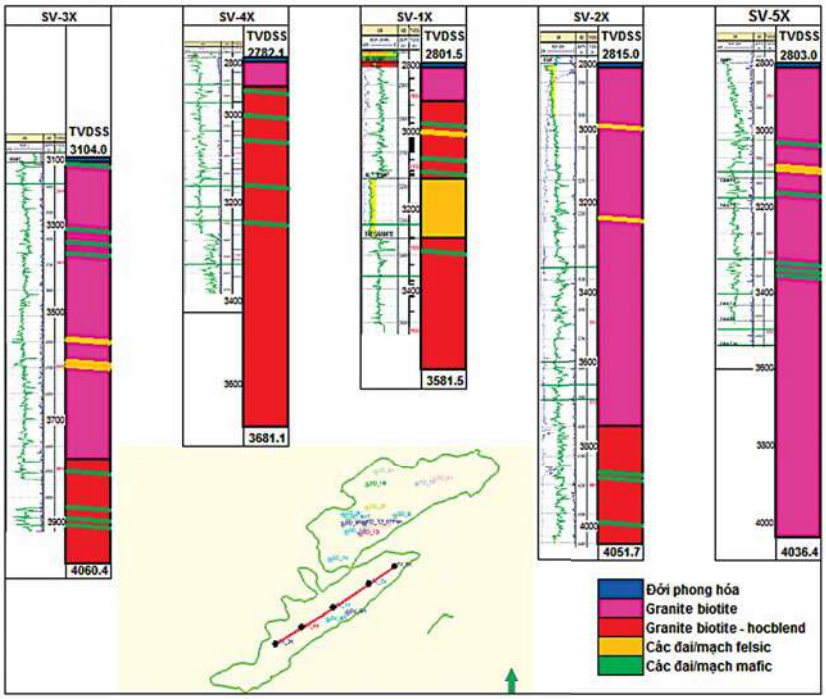
Hệ số quét theo diện tích là tỷ phần diện tích được bao trùm bằng hệ thống giếng bơm ép hoặc khai thác tương ứng. Hệ số quét theo chiều thẳng đứng xác định được theo từng giếng khoan như tỷ phần chiều dày chứa dầu có khả năng bị nước bơm ép xâm nhập trên tổng chiều dày hiệu dụng chứa dầu. Như vậy, hệ số này phụ thuộc vào cả yếu tố công nghệ và yếu tố địa chất. Yếu tố công nghệ là khoảng chống ống, đới bơm ép; yếu tố địa chất là đặc trưng lưu thông giữa các giếng.

Cuối cùng, hệ số thu hồi được tính theo công thức:

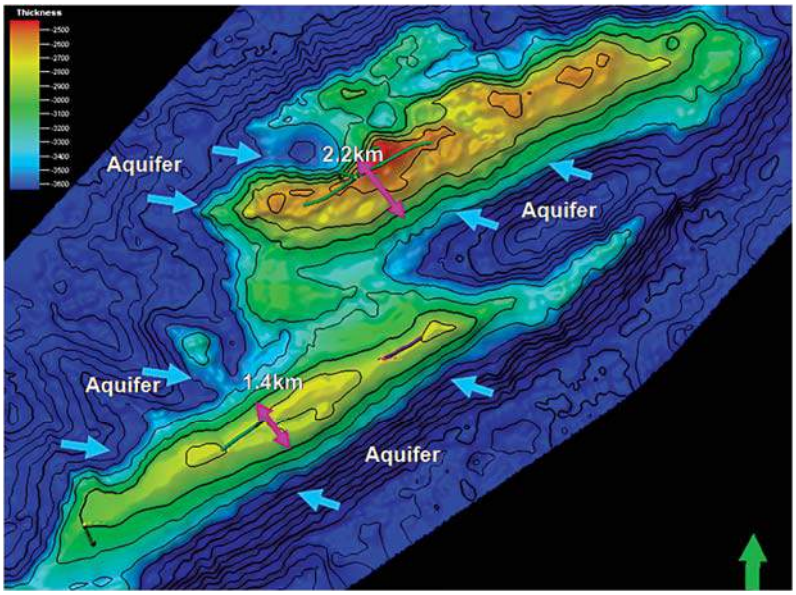
$$RF = (K_{đdmacro} \times \delta_{macro} + K_{đdmicro} \times \delta_{micro}) \times S_{quét} \times \eta \quad (4)$$

2.2. Ảnh hưởng của các yếu tố địa chất đến khả năng thu hồi dầu

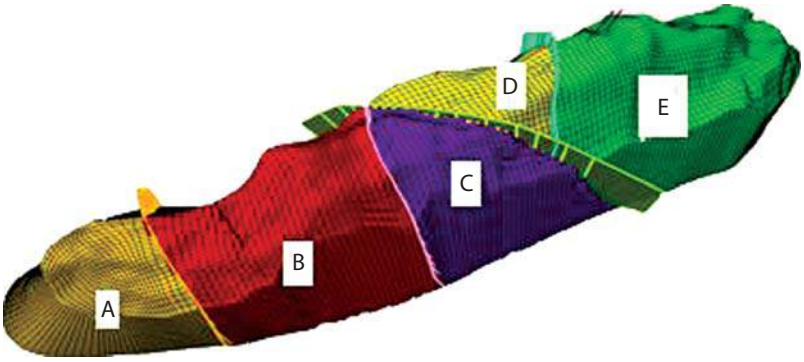
Trên cơ sở công thức (4), nhóm tác giả tiến hành phân tích ảnh hưởng của các yếu tố địa chất đến khả năng đẩy dầu và khả năng bao trùm hay khả năng quét của nước bơm ép hay nước áp sườn.



Hình 3. *Sự phân bố các loại đá magma xâm nhập chính và các đai mạch dọc theo các giếng trong mỏ Sư Tử Vàng*



Hình 4. *Hướng cung cấp của tầng nước có áp nằm trong các tập cát Oligocen [4]*



Hình 5. *Các khối trong khu vực mỏ Sư Tử Đen [4]*

2.2.1. Hệ thống đứt gãy, nứt nẻ và đặc trưng thấm chứa

Khả năng đẩy dầu bằng nước bơm ép hoặc nước áp sườn hay áp đáy phụ thuộc vào đặc trưng thấm chứa. Như phần 1 đã nêu đối với khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen và mỏ Sư Tử Vàng mật độ đứt gãy hệ thống đứt gãy Tây Bắc - Đông Nam và hệ thống nứt nẻ sinh kèm có mật độ cao hơn, đặc trưng thấm chứa cao hơn, trừ khối C, so với khu vực Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen, đặc biệt là khối E (Hình 1). Cùng với mật độ đứt gãy và nứt nẻ sinh kèm, tỷ phần lỗ hổng (nứt nẻ) macro khối Tây Nam và mỏ Sư Tử Vàng cao hơn khối Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen. Nói cách khác, hệ số đẩy dầu bởi nước của đá móng khối Tây Nam mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng sẽ cao hơn hệ số đẩy dầu bởi nước khối Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen.

2.2.2. Mức độ bất đồng nhất của đá móng

Đặc tính thấm chứa của đá móng phụ thuộc vào mức độ đứt gãy và nứt nẻ do ảnh hưởng của quá trình kiến tạo, vì vậy các loại đá khác nhau sẽ bị dập vỡ ở các mức độ khác nhau. Do đó, mức độ bất đồng nhất về thành phần thạch học (Hình 3) và tính thấm chứa của đá móng mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng khá cao, ảnh hưởng rất lớn tới khả năng quét hay bao trùm của nước bơm ép và nước áp sườn để đẩy dầu vào khu vực ảnh hưởng của quá trình khai thác. Vì vậy, một trong những giải pháp nâng cao khả năng thu hồi trữ lượng đối với thân dầu trong đá móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng là phải tăng hệ số quét đẩy dầu tới vùng ảnh hưởng của quá trình khai thác.

2.2.3. Nước áp sườn

Nếu lấy tương tự khối móng mỏ Bạch Hổ, hệ số đẩy dầu bằng nước áp đáy khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng có thể đạt tới 0,71, trong khi đó đối với khu vực Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen thấp hơn hẳn do đặc trưng thấm chứa kém. Hình 4 cho thấy khối móng nâng mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng tồn tại nước áp sườn từ các thành tạo Oligocen. Do nước xâm lấn không đều so với nước áp đáy hoặc nước bơm ép dâng lên từ dưới nên hệ số đẩy dầu không cao, chủ yếu theo hướng ngang. Vì vậy, nước áp sườn là một trong những yếu tố địa chất đặc biệt quan trọng đối với mỏ Sư Tử Đen và mỏ Sư Tử Vàng có ảnh hưởng tới khả năng thu hồi dầu, cần phải có chế độ khai thác phù hợp nhằm nâng cao hệ số thu hồi. Riêng hệ số đẩy dầu bởi nước áp sườn (đẩy theo chiều ngang) cũng nhỏ hơn hệ số đẩy dầu bởi nước áp đáy.

Theo nghiên cứu [1], nhóm tác giả thấy hệ số quét dầu bởi nước phụ thuộc rất nhiều vào vị trí nước tràn vào và đẩy dầu tới đới khai thác. Nếu nước tràn vào nơi có độ ngập nước hoàn toàn (SW = 100%) thì hệ số quét có thể đạt tới 85 - 90%; nếu nước tràn vào nơi chứa dầu với độ bão hòa nước dư, có nghĩa là phần thân dầu chưa có nước xâm chiếm thì hệ số quét chỉ đạt tới 40 - 50% hoặc thấp hơn. Hiện nay chưa có đủ số liệu để xác định vị trí và kích thước chính xác của nước áp sườn xâm nhập nên việc đưa ra giải pháp nâng cao khả năng quét của nước áp sườn là vấn đề đặc biệt khó khăn, cần có những nghiên cứu bổ sung. Tuy nhiên, vị trí và kích thước của nước áp sườn trong đá móng mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng là yếu tố địa chất đặc biệt quan trọng ảnh hưởng tới hệ số thu hồi dầu.

2.2.4. Sự phân chia thân dầu thành nhiều khối với chế độ thủy động lực riêng biệt

Khối đá móng mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng được chia thành các khối, mỗi khối có đặc trưng thấm chứa khác nhau với chế độ thủy động lực riêng biệt (Hình 5). Sự phân chia khối móng nâng mỏ Sư Tử Đen thành những khối thủy động lực riêng biệt ảnh hưởng rất lớn tới hệ số thu hồi dầu của toàn mỏ. Ngoài ra, hệ số thu hồi còn phụ thuộc vào kích thước mỏ hoặc kích thước các khối. Đây cũng là yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến khả năng thu hồi dầu. Mỏ càng bị chia cắt ra nhiều khối nhỏ có chế độ thủy động lực riêng biệt thì khả năng thu hồi càng thấp. Từ thực tế tham khảo thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ ta thấy yếu tố chia nhỏ ra thành những khối thủy động lực riêng biệt của mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng là yếu tố địa chất ảnh hưởng lớn, làm suy giảm khả năng thu hồi dầu.

3. Kết luận

Thân dầu trong đá móng trước Đệ tam mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng có cấu trúc địa chất rất phức tạp, ảnh hưởng lớn tới khả năng thu hồi dầu bao gồm: mức độ bất đồng nhất về thành phần thạch học, đặc trưng nứt nẻ và hang hốc, nguồn năng lượng nước áp sườn và sự phân chia thành nhiều khối có chế độ thủy động lực riêng biệt… Đây là những yếu tố địa chất chính ảnh hưởng lớn tới khả năng thu hồi dầu, cần được nghiên cứu kỹ để tìm giải pháp nâng cao khả năng thu hồi trữ lượng mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. N.P.Lebedinhes. *The study and the production for oil field in fractured reservoirs*. Nauka, Moscow. 1997.

2. Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long. *Geological and reservoir simulation - advance halo model - Su Tu Vang*. 2013.

3. Hoang Van Quy and others. *Development and construction project of White Tiger field*. Vietsovpetro. Vung Tau. 2008.

4. Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long. *Báo cáo "Đánh giá trữ lượng dầu khí tại chỗ và thu hồi tầng móng mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Vàng"*. 2009.

Geological factors influencing oil recovery from Pre-Cenozoic basement oil reservoirs of Su Tu Den and Su Tu Vang fields

Dang Ngoc Quy, Hoang Van Quy
Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

Oil bearing Pre-Cenozoic basement reservoirs of Su Tu Den and Su Tu Vang fields are quite complicated and they are created from the deformation of many magma complexes by tectonic faults and dykes in different geological periods, which divided the basement into many domains with independent or semi-independent hydrodynamic blocks, thus oil recovery is directly influenced by many geological factors.

In this paper, the authors analysed the geological factors that directly influence oil recovery such as the geological heterogeneity, the fault and associated fracture systems, differences of hydrodynamic resumes, and the presence of Oligocene aquifer during production processes. In order to have suitable approaches for increasing and enhancing oil recovery factor, further studies of the above geological factors will be necessary.

Key words: *Geological factor, fault and associated fracture system, reservoir heterogeneity, adjacent aquifer, hydrodynamic block, oil recovery factor, macrofracture, microfracture*