MỘT SỐ GIẢI PHÁP NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU CHO THÂN DẦU TRONG ĐÁ MÓNG TRƯỚC ĐỆ TAM MỎ SƯ TỬ ĐEN, SƯ TỬ VÀNG

ThS. Đặng Ngọc Quý, PGS.TS. Hoàng Văn Quý
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
Email: quydn@pvep.com.vn

Tóm tắt

Đặc điểm địa chất của thân dầu trong đá móng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng khá phức tạp, trong đó có nhiều yếu tố địa chất ảnh hưởng đến khả năng thu hồi dầu như: mức độ bất đồng nhất của mỏ gây ra sự phân chia nhiều khối có các chế độ thủy động lực tương đối riêng biệt, đặc trưng hệ thống đứt gãy và nứt nẻ thứ sinh, nước áp sườn từ các thành hệ Oligocene xâm lấn trong quá trình khai thác [2, 4]. Bài báo giới thiệu một số giải pháp nhằm hạn chế ảnh hưởng xấu và tăng cường ảnh hưởng tích cực của các yếu tố địa chất để nâng cao hệ số thu hồi dầu trong đá móng trước Đệ Tam mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng như: tối ưu hệ thống giếng khai thác, tối ưu chế độ khai thác, hạn chế ảnh hưởng xấu của nước áp sườn và khoan đan dày ở các khối có chế độ thủy động lực riêng biệt.

Từ khóa: *Nước áp sườn, hệ thống giếng khai thác, chế độ khai thác, hệ số thu hồi dầu, trường ứng suất thủy động lực và trường ứng suất trọng trường, gradient thủy động lực, gradient trọng trường.*

1. Tối ưu hệ thống giếng khai thác

Đây là giải pháp đặc biệt quan trọng giúp tối ưu chênh áp giữa khoảng khai thác và mặt nước dâng nhằm đảm bảo cho việc duy trì dịch chuyển ổn định mặt ranh giới dầu nước, nghĩa là đảm bảo đạt khả năng đẩy và quét dầu bởi nước tới đới khai thác cao nhất. Do đặc trưng thấm chứa của tầng móng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng được khống chế bởi đặc điểm đứt gãy và khe nứt, nên hệ thống giếng (khai thác và bơm ép) gồm mật độ, vị trí và quỹ đạo giếng, khoảng khai thác cũng như bơm ép được thiết kế tối ưu theo sự phân bố các đới đứt gãy trong mỏ như quỹ đạo của các giếng khai thác và bơm ép có xu thế vuông góc với các hệ thống đứt gãy (chính) hướng Tây Bắc - Đông Nam và Đông Bắc - Tây Nam.

2. Tối ưu chế độ khai thác

Trong quá trình khai thác với việc áp dụng bơm ép nước hoặc với ảnh hưởng của nước áp đáy hoặc áp sườn, dầu vỉa luôn chịu tác động của 2 trường ứng suất chủ yếu, đó là trường ứng suất thủy động lực và trường ứng suất trọng trường. Hai trường ứng suất này sinh ra gradient thủy động lực và gradient trọng trường tương ứng.

Gradient trọng trường được tính theo công thức [1]:

$$\sigma 1 = \gamma_w - \gamma_o \quad (1)$$

Trong đó:

γ_o: Tỷ trọng của dầu vỉa;

γ_w: Tỷ trọng của nước.

Gradient thủy động lực được tính bằng công thức:

$$\sigma 2 = \frac{\Delta P}{H}\left(1 - \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}\right) \quad (2)$$

Trong đó:

ΔP và H: Chênh áp và độ cao giữa mặt thu hồi dầu và mặt dâng lên của nước;

K_o, K_w, μ_o và μ_w: Độ thấm pha và độ nhớt của dầu và nước tương ứng.

Trường ứng suất thủy động lực là trường ứng suất sinh ra do xuất hiện chênh áp giữa vùng cận đáy giếng và vùng lân cận. Chênh áp càng lớn khi nước bơm ép hoặc nước áp đáy hoặc áp sườn tác động vào thân dầu càng lớn. Dưới tác động của trường ứng suất thủy động lực, dầu vỉa di chuyển từ các vùng xung quanh đến vùng khai thác hay còn gọi là vùng thu hồi dầu. Tốc độ di chuyển dầu phụ thuộc vào nhiều yếu tố, trong đó gradient thủy động lực là yếu tố quan trọng hàng đầu. Tuy nhiên điều kiện để nước có thể đẩy dầu tới đới khai thác với hệ số đẩy cao nhất khi gradient thủy động lực nhỏ hơn gradient trọng trường [1]:

$$\sigma 2 < \sigma 1 \quad (3)$$

Trong trường hợp gradient thủy động lực nhỏ hơn gradient trọng trường thì mặt ranh giới dầu nước dịch chuyển ổn định, hệ số đẩy dầu tới đới khai thác đạt giá trị cao nhất, ngược lại sẽ dẫn đến hình thành lưỡi nước. Nhiệm vụ của việc tối ưu chế độ khai thác, nâng cao hiệu quả thu hồi dầu khí là đảm bảo sao cho gradient thủy động lực không được tăng cao và vượt

quá gradient trọng trường. Ngoài các thông số cố định của dầu vỉa và nước, chênh áp ΔP và độ cao H là yếu tố ảnh hưởng trực tiếp tới gradient thủy động lực. Chênh áp ΔP càng cao thì gradient thủy động lực càng cao và chênh lệch độ cao giữa mặt thu hồi dầu và mặt dâng lên của nước càng nhỏ thì gradient thủy động lực càng lớn. Vậy trong quá trình điều chỉnh chế độ khai thác nhiệm vụ quan trọng là giảm tới mức nhỏ nhất có thể chênh áp ΔP và đẩy cao khoảng cách giữa mặt thu hồi dầu và mặt dâng lên của nước.

Khu vực Tây Nam của mỏ Sư Tử Đen có μ_o ~ 1,0cP , các khu vực khác của mỏ Sư Tử Đen μ_o = 0,85, độ nhớt nước bơm ép, nước vỉa áp sườn μ_w ~ 0,35cP. Độ thấm pha thay đổi tùy thuộc vào đặc trưng thấm chứa và độ bão hòa nước tại từng thời điểm của thân dầu. Từ kết quả nghiên cứu mỏ Bạch Hổ, độ thấm pha được chia ra 2 trường hợp [3]: (1) độ thấm của đá móng dao động từ 1 - 1.000mD và (2) độ thấm của đá móng > 1.000mD. Trong trường hợp (1), nếu độ bão hòa nước S_w = 40% thì độ thấm pha của dầu vào khoảng 0,33 - 0,35 và độ thấm pha của nước rất nhỏ chỉ khoảng 0,03. Khi độ bão hòa nước tăng lên 55%, độ thấm pha của dầu và của nước bằng nhau. Khi độ bão hòa nước đạt 60%, độ thấm pha của dầu giảm đi đáng kể, chỉ còn khoảng 0,03 và độ thấm pha của nước lại tăng lên 0,09 (gấp 3 lần so với khi độ bão hòa nước 40%).

Nếu coi đá chứa trong móng của khu vực mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng có độ thấm pha tương tự trường hợp độ thấm trong khoảng từ 1 - 1.000mD, thì độ linh động η của dầu khi bị nước đẩy phụ thuộc vào độ bão hòa nước:

- S_w = 40%, η = 0,09
- S_w = 55%, η = 1,07
- S_w = 60%, η = 3,22

Thay đổi độ linh động của dầu khi bị nước đẩy vào công thức (2) ta có:

$$\sigma 2 = \frac{\Delta P}{H}(1 - \frac{1}{\eta}) \quad (4)$$

Như vậy trong trường hợp:

- S_w = 40%, gradient thủy động lực $\sigma 2 = \frac{\Delta P}{H}(1 - 10,60)$
- S_w = 55%, gradient thủy động lực $\sigma 2 = \frac{\Delta P}{H}(1 - 0,92)$
- S_w = 60%, gradient thủy động lực $\sigma 2 = \frac{\Delta P}{H}(1 - 0,31)$

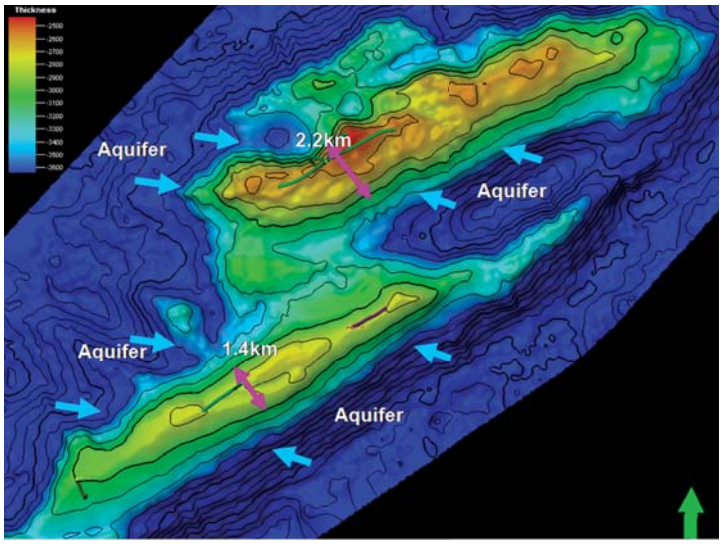
Từ kết quả tính toán gradient thủy động lực cho thấy, trong trường hợp đới khai thác có độ bão hòa nước ≤ 40%, thậm chí đạt tới 45% thì gradient thủy động lực khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen luôn có giá trị âm khi đó mặt ranh giới dầu nước dịch chuyển ổn định không hình thành các lưỡi nước (có nghĩa là khai thác trong điều kiện này luôn đạt được hệ số thu hồi dầu khí cao do khả năng đẩy dầu bởi nước vẫn đạt giá trị cao nhất). Tuy nhiên, nếu nhịp độ khai thác cao sẽ dẫn đến nhiều khả năng lưỡi nước tiến thẳng vào giếng khai thác. Trong trường hợp độ bão hòa nước đới khai thác cao hơn 45 - 50% thì gradient thủy động lực σ2 luôn có giá trị dương. Đối với mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng, tỷ trọng dầu vỉa vào khoảng 0,84 - 0,85g/cm^3 hay 35 - 36API, tỷ trọng của nước vỉa hay nước bơm ép tạm lấy là 1,04g/cm^3 nên gradient trọng trường tính được là 1,80MPa/km. Như vậy, để mặt ranh giới dầu nước dịch chuyển ổn định cần điều chỉnh chế độ khai thác sao cho gradient thủy động lực phải đảm bảo ≤ 1,80MPa/km. Đối với các khu vực khác độ nhớt của dầu khá cao (0,85cP), độ linh động của dầu khi bị nước đẩy khá thấp nên điều kiện đảm bảo để mặt ranh giới dầu nước dịch chuyển ổn định lại càng khắc nghiệt hơn. Do nhu cầu kế hoạch khai thác cao nên việc đảm bảo gradient thủy động lực không vượt quá gradient trọng trường trong quá trình khai thác là một điều kiện khó có thể thực hiện được. Vì vậy nhà điều hành khai thác cần quan tâm nhằm hài hòa cả yêu cầu về đáp ứng kế hoạch khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu.

3. Hạn chế ảnh hưởng của nước áp sườn

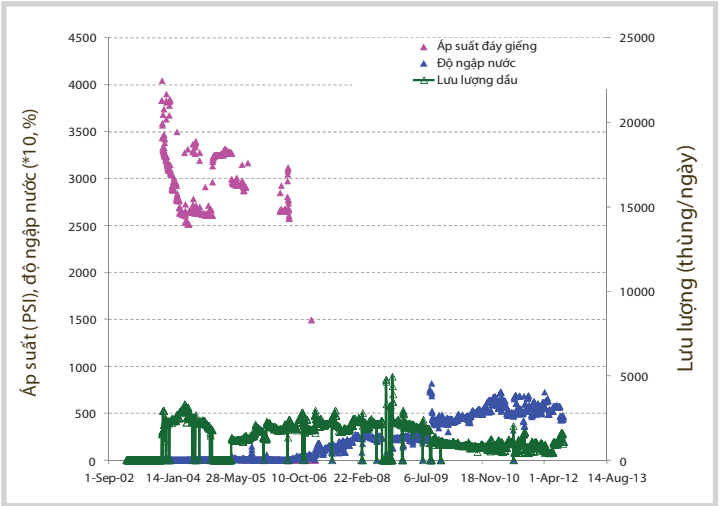
Kết quả phân tích khai thác cho thấy nước áp sườn từ các thành tạo Oligocene xâm nhập vào thân dầu trong đá móng trước Đệ Tam khi áp suất vỉa suy giảm sau một thời gian khai thác (Hình 1) có ảnh hưởng đến khả năng thu hồi dầu: Nước áp sườn giúp áp suất vỉa được duy trì khá ổn định, song cũng có khả năng xâm nhập không đều vào phần trên của thân dầu khiến quá trình đẩy dầu tới đới khai thác không xảy ra từ dưới lên, dẫn đến hiệu quả đẩy dầu tới đới khai thác thấp (khoảng 0,69 - 0,71), trong khi hướng đẩy dầu đạt hiệu quả cao nhất từ dưới lên là 0,89.

Vì vậy, để nâng cao hệ số thu hồi dầu khí thân dầu trong đá móng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng, những đới đứt gãy có độ ngập nước cao cần hạn chế hoặc ngừng khai thác, điều này có thể thực hiện bằng cách sử dụng công nghệ hoàn thiện giếng lựa chọn. Trong trường hợp nước xâm nhập vào hoặc tiến sát đới khai thác của giếng, lưu lượng khai thác cần được nghiên cứu điều chỉnh hợp lý, thậm chí dừng khai thác hoặc khai thác với lưu lượng tối thiểu. Các giếng cách xa vùng nước xâm nhập có thể khai thác tăng cường.

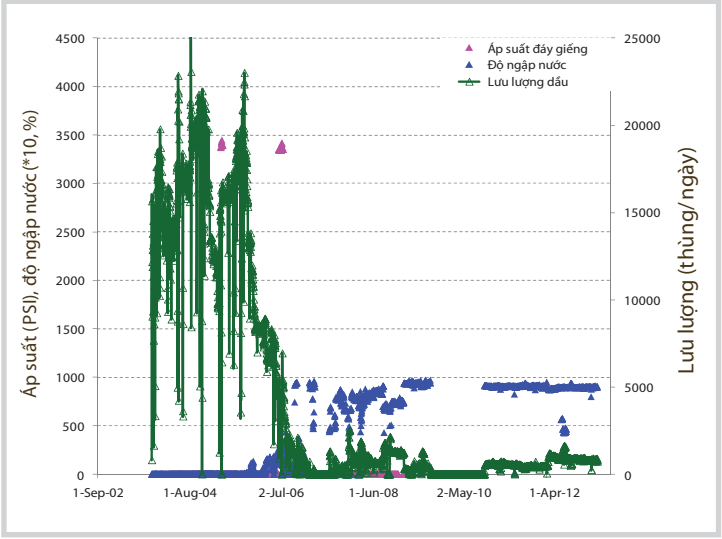
Ngoài ra, do nước xâm nhập tới giếng khai thác, lượng nước khai thác tăng lên, dẫn đến giảm chênh áp hoặc có



Hình 1. *Nước áp sườn từ các thành tạo Oligocene xâm lấn vào thân dầu trong đá móng mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng sau một thời gian khai thác [2]*



Hình 2. *Đặc trưng động thái khai thác trong khối A khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen [2]*



Hình 3. *Đặc trưng động thái khai thác trong khối B khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen ([2])*

thể làm cho giếng ngừng khai thác, vì vậy cần phải áp dụng khí nâng (gaslift) để tăng chênh áp hoặc duy trì khai thác của giếng.

4. Tăng cường khai thác ở các khối có chế độ thủy động lực tương đối riêng biệt

Khối đá móng mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng được phân chia thành nhiều khối, trong đó mỗi khối có đặc trưng thấm chứa khác nhau với mức độ lưu thông thủy động lực giữa các khối kém. Mỏ Sư Tử Đen được chia thành các khối A, B, C, D, E. Mỏ Sư Tử Vàng được phân chia thành các khối A1, A2, B, C, D1, D2. Từ kết quả phân tích PVT của các mẫu dầu lấy được, có thể chia khu vực này thành các đơn vị thủy động lực lớn hơn: Tây Nam mỏ Sư Tử Đen, Đông Bắc mỏ Sư Tử Đen, khu vực mỏ Sư Tử Vàng. Hình 2 và 3 thể hiện đặc trưng động thái khai thác trong khối A và B khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen.

Hình 2 và 3 cho thấy động thái khai thác khối A và B rất khác nhau, đặc biệt về độ ngập nước và lưu lượng khai thác, chứng tỏ khối A và khối B có sự khác biệt về chế độ thủy động lực. Đây là 2 khối cùng phân bố ở khu vực Tây Nam mỏ Sư Tử Đen. Động thái khai thác của khối B, khu vực Tây Nam và khối E, khu vực Đông Bắc cũng có khác biệt lớn. Bức tranh này tương tự khối móng nâng mỏ Bạch Hổ, là một đối tượng bị phân chia thành những khối có mức độ lưu thông thủy động lực kém, trong đó khối I là khối chính chiếm khoảng 60% tổng trữ lượng toàn thân dầu. Việc phân chia khối móng nứt nẻ trước Đệ Tam mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng thành các khối có chế độ thủy động lực khác nhau có ảnh hưởng rất lớn đến hệ số thu hồi dầu của toàn mỏ. Với cùng một số lượng giếng khai thác, mỏ càng bị chia cắt ra nhiều khối nhỏ có chế độ thủy động lực khác nhau thì khả năng thu hồi càng thấp. Do đó, các giải pháp cần thiết để nâng cao hệ số thu hồi trong trường hợp thân dầu bị phân chia thành các khối có chế độ thủy động lực riêng biệt, đặc biệt đối với các khối có đặc trưng thấm chứa thấp cần được thực hiện. Hiện nay tại mỏ Sư Tử Đen, các giếng khai thác chủ yếu tập trung ở khối B, khu vực Tây Nam. Các khối C, D, ngay cả khối E cần phải được xem xét bổ sung giếng khai thác.

Trong phạm vi bài báo này, nhóm tác giả chỉ đề cập cơ sở khoa học nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu khí, bỏ qua các hạn chế về công nghệ và kinh

tế với hy vọng làm nền tảng khoa học cho các mỏ có đặc điểm địa chất tương tự. Đối với các mỏ hay khối với trữ lượng dầu thu hồi dưới 10 triệu tấn, mạng lưới giếng khai thác có thể phải đan dày tới 0,5 - 1,5km. Trong điều kiện ngoài biển, mức độ bất đồng nhất của đá chứa quá cao, khó có thể đan dày mạng lưới giếng theo lý thuyết nên cần phải nghiên cứu thật kỹ đặc điểm phân bố các đới nứt nẻ bao gồm hướng đổ, mật độ... để thiết kế giếng sao cho có thể gặp các đới nứt nẻ cao nhất.

5. Kết luận

Để nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với thân dầu trong đá móng trước Đệ Tam mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng có thể áp dụng giải pháp hạn chế ảnh hưởng xấu và tăng cường ảnh hưởng tích cực các yếu tố địa chất như: tối ưu hệ thống giếng khai thác và bơm ép, tối ưu chế độ khai thác, hạn chế ảnh hưởng của nước áp sườn và khoan đan dày ở các khối có chế độ thủy động lực riêng biệt. Đây là vấn đề được nhóm tác giả tổng hợp và đề xuất, cần tiếp tục được nghiên cứu và khắc phục các hạn chế về công nghệ, góp phần nâng cao hệ số thu hồi dầu khí cho thân dầu trong móng mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng và các mỏ khác có đặc điểm địa chất tương tự.

Tài liệu tham khảo

1. Н.Р. Лебединец. *Изучение и разработка нефтяных месторождений в трещинных коллекторах*. Изд. Наука. Москва. 1997.

2. Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long. *Geological and reservoir simulation - Advance Halo Model - Su Tu Vang*. 2013.

3. Hoàng Văn Quý và nnk. *Sơ đồ công nghệ và xây dựng hiệu chỉnh mỏ Bạch Hổ*. Vietsovpetro. 2008.

4. Đặng Ngọc Quý, Hoàng Văn Quý. *Thân dầu trong đá móng trước Đệ Tam mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng và các yếu tố địa chất ảnh hưởng tới khả năng thu hồi dầu*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 2: trang 12 - 16.

Solutions for enhancing oil recovery factor for fractured basement reservoirs of Su Tu Den and Su Tu Vang oil fields

Dang Ngoc Quy, Hoang Van Quy
Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

The geological characteristics of fractured basement reservoirs of Su Tu Den and Su Tu Vang oil fields are very complicated. Many geological factors, such as the geological heterogeneity that causes separated hydrodynamic blocks, the characteristics and densities of faults and fracture systems, and the presence of edge water drive (aquifer) from Oligocene, may influence oil recovery. In order to increase and enhance oil recovery factor for Su Tu Den and Su Tu Vang basement reservois, some solutions are proposed in this paper for limiting the negative impact and enhancing the possitive impact of geological factors such as optimising production well system and production monitoring plan, reducing the invasion of edge water, and intensifying oil recovery in separated hydrodynamic blocks.

Key words: *Edge water, optimise production system, production monitoring plan, oil recovery factor, hydrodynamic force, gravity, hydrodynamic gradient, gravity gradient.*