

ĐẶC TÍNH VĨA CHỨA VÀ MÔ HÌNH ĐỘ RỘNG KÉP MÔ PHÒNG KHAI THÁC ĐỐI TƯỢNG MÓNG NỨT NỀ MỎ CÁ NGỪ VÀNG

TS. Nguyễn Hải An¹, TS. Ngô Hữu Hải¹, ThS. Nguyễn Hoàng Đức¹
KS. Phạm Tuấn Dũng², KS. Phạm Thị Thủy², KS. Bùi Văn Lâm²
PGS. TS. Lê Xuân Lâm³, KS. Lê Huy Hoàng²

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long

³Đại học Mỏ - Địa chất

Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Trong thân móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng tồn tại ít nhất 2 hệ thống độ rộng riêng biệt có thể được mô phỏng bằng cách phân loại các đới nứt nẻ dựa trên tỷ phần giữa nứt nẻ lớn và vi nứt nẻ. Điều này có thể thấy được qua kết quả phân tích mẫu từ các giếng khoan ở các mỏ lân cận như mỏ Bạch Hổ, kết quả phân tích tài liệu thử giếng DST và số liệu khai thác của mỏ Cá Ngừ Vàng.

Ở Việt Nam, các nhà điều hành dầu khí đang sử dụng mô hình độ rộng đơn để mô phỏng các động thái khai thác trong đối tượng móng nứt nẻ. Tuy nhiên, kết quả cho thấy các mô hình này không phản ánh đúng động thái khai thác thực tế của các thân dầu móng nứt nẻ, dẫn đến các dự báo không chính xác cho việc quản lý khai thác mỏ. Nhiều nhà điều hành dầu khí đã nghiên cứu xây dựng các kiểu mô hình khác nhau và có nhiều ý tưởng đổi mới, nhưng vẫn chưa có được mô hình thích hợp cho việc đánh giá và dự báo khai thác.

Thực tế cho thấy mô hình độ rộng đơn không thể phản ánh được động thái khai thác của các đối tượng móng nứt nẻ, đặc biệt là mô phỏng độ ngập nước và dự báo. Trong khi đó, mô hình độ rộng kép có thể mô phỏng chính xác sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở các đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép. Bài báo giới thiệu phương pháp và quy trình xây dựng mô hình độ rộng kép để mô phỏng động thái khai thác trong thân dầu móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng.

Từ khóa: Độ rộng đơn, độ rộng kép, đá móng nứt nẻ, mô hình mô phỏng khai thác, liên kết số liệu, mỏ Cá Ngừ Vàng.

1. Giới thiệu

Công tác nghiên cứu đặc trưng công nghệ mỏ và mô phỏng khai thác đối tượng móng granite nứt nẻ chứa dầu ở bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam đã được quan tâm phát triển từ những năm 90 của thế kỷ XX. Đa số các thân dầu trong đá móng granite nứt nẻ bể Cửu Long đều có đặc trưng bởi lưu lượng khai thác ban đầu lớn, nhưng sau đó giảm rất nhanh và gần như không có thời kỳ khai thác ổn định ở mức hợp lý cho dòng của vỉa.

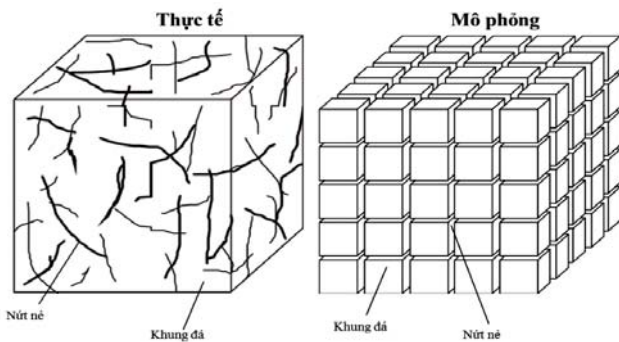
Mô hình mô phỏng số thường được sử dụng để lựa chọn phương án phát triển khai thác. Hiện nay, các nhà điều hành khai thác dầu từ các đối tượng móng nứt nẻ ở bể Cửu Long thường sử dụng mô hình độ rộng đơn để mô phỏng khai thác, khớp lịch sử cũng như dự báo khai thác dài hạn. Mô hình độ rộng đơn có ưu điểm là đơn giản, gọn nhẹ và không mất nhiều thời gian trong xây dựng và sử dụng mô hình. Tuy nhiên, các mô hình độ rộng đơn thường cho kết quả dự báo khai thác không chính xác, đặc biệt là sự xuất hiện của nước trong giếng khai thác và mức độ sụt giảm rất mạnh của dòng

dầu ngay cả khi lưu lượng chung của giếng đã được điều chỉnh.

Trong khi đó, mô hình độ rộng kép có nhiều ưu điểm, có thể áp dụng được các hệ số đặc trưng cho tác động hoặc chảy qua lại giữa đới vi nứt nẻ (hoặc các đới nứt nẻ lớn nhưng bị lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh) chứa dầu có độ thấm thấp với hệ thống nứt nẻ lớn, đóng vai trò dẫn dầu và chất lưu khác từ vỉa vào giếng. Mô hình độ rộng kép có thể mô phỏng chính xác hơn mô hình độ rộng đơn về sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở các đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép.

1.1. Mô hình mô phỏng vỉa độ rộng kép

Khái niệm môi trường độ rộng kép đã được Barenblatt và Zheltov đưa ra năm 1960 [4]. Theo đó, trong đá chứa nứt nẻ tồn tại: độ rộng nguyên sinh là phần không gian rỗng giữa các hạt tạo đá (matrix) được hình thành từ thời kỳ lắng đọng; độ rộng thứ sinh là phần không gian rỗng tạo bởi hệ thống nứt nẻ (fracture). Đến năm 1963, Warren và Root áp dụng mô hình độ rộng kép để minh giải thử



Hình 1. Mô hình chuyển đổi phần tử vỉa chứa nứt nẻ vào mô phỏng số [4]

giếng của vỉa cát kết nứt nẻ [6]. Mô hình lý tưởng chuyển đổi để tính toán như trên Hình 1.

Dòng chảy của chất lưu từ môi trường rỗng giữa hạt tới hệ thống nứt nẻ được giả định thuộc điều kiện giả ổn định (pseudo-steady) và biểu diễn bằng hệ phương trình:

$$\nabla \times (k_f \nabla P_f) + \alpha_{mf} (P_m - P_f) = c_f \times \mu_o \times \varnothing_f \times \frac{\partial P_f}{\partial t} \quad (1)$$

$$\nabla \times (k_m \nabla P_m) - \alpha_{mf} (P_m - P_f) = c_m \times \mu_o \times \varnothing_m \times \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad (2)$$

Sau khi biến đổi, phương trình ứng dụng như sau:

$$\frac{k_{fx}}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial x^2} + \frac{k_{fy}}{\mu} \frac{\partial^2 P_f}{\partial y^2} - \varnothing_m C_m \frac{\partial P_m}{\partial t} = \varnothing_f C_f \frac{\partial P_f}{\partial t} \quad (3)$$

Phương trình rút gọn:

$$\varnothing_m C_m \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{\alpha k_m}{\mu} (P_f - P_m) \quad (4)$$

Trong đó:

P: Tham số áp suất trung bình;

k: Độ thấm;

c: Độ nén;

ϕ: Tham số độ rỗng;

μ: Tham số độ nhớt;

α: Hệ số hình học, phụ thuộc vào khoảng cách trung bình của nứt nẻ;

m: Môi trường rỗng giữa hạt;

f: Môi trường rỗng nứt nẻ;

x, y: Phương tính toán dòng chảy.

Bằng phân tích thực nghiệm đối với chất lưu một pha chảy hướng tâm từ vỉa vào giếng, Warrent và Root đưa ra hàm liên kết (λ) của chất lưu giữa 2 môi trường rỗng:

$$\lambda = \alpha \frac{k_m r_w^2}{\sqrt{k_{ex} k_{ey}}} \quad (5)$$

Trong đó:

k_{ex}, k_{ey} : Độ thấm hiệu dụng theo phương x và y;

r_w : Bán kính giếng khoan.

Từ kết quả này, theo sự phát triển của toán - máy tính, mô hình độ rỗng kép được Kazemi [5] hiệu chỉnh cho phù hợp và đưa vào các chương trình tính toán và minh giải tài liệu khai thác cho các vỉa nứt nẻ chứa dầu khí, kể cả các phần mềm mô phỏng vỉa theo 3 chiều và đa thành phần. Các thuật toán mô phỏng quá trình vận động của chất lưu giữa các môi trường rỗng đang được áp dụng rộng rãi trong nhiều phần mềm thương mại của công nghiệp khai thác dầu khí, nhưng chủ yếu là sự vận động của chất lưu giữa môi trường nứt nẻ với môi trường rỗng giữa hạt. Trong đó, các đới nứt nẻ đóng vai trò dẫn dòng chất lưu tới giếng khai thác và liên kết với môi trường rỗng của khung đá, nơi chứa dầu chủ yếu của vỉa.

Các hàm liên kết biểu diễn sự vận động của chất lưu giữa 2 môi trường rỗng được đưa ra dựa trên số liệu thực nghiệm khi theo dõi và phân tích khai thác các vỉa nứt nẻ chứa dầu với cơ chế khai thác bằng bơm ép nước hoặc hỗ trợ năng lượng từ các vùng nước kề áp.

1.2. Đặc tính vỉa và các nghiên cứu về đá móng

Móng granite nứt nẻ là đối tượng chứa dầu khí đặc biệt với chiều dày lớn, dạng khối, không gian rỗng thứ sinh được thành tạo từ các nứt nẻ, đập vỡ bởi các đứt gãy kiến tạo. Không gian rỗng nguyên sinh rất nhỏ, gần như không chứa dầu và cũng không thể cho dòng dầu. Các đới nứt nẻ thường phân bố không đều, cơ chế dòng chảy của chất lưu trong các đới rất khác nhau và thường liên quan đến độ mở, kích thước, mật độ phân bố, hướng của các nứt nẻ cũng như thành phần khoáng vật, mức độ lấp nhét của khoáng vật thứ sinh. Cơ chế dòng chảy của chất lưu trong các đới nứt nẻ khác nhau và ảnh hưởng lẫn nhau nếu có liên thông thủy lực dẫn tới sản lượng dao động lớn giữa các giếng hoặc trong cùng một giếng nhưng ở các chế độ khai thác khác nhau.

Độ thấm của đá chứa biến đổi rất mạnh, từ không thấm ở các đới đá granite nguyên sinh tới hàng nghìn mD đối với vùng nứt nẻ mạnh. Giá trị độ thấm của các khoảng cho dòng phụ thuộc vào sự hiện diện của hệ thống nứt nẻ, tập trung tại các đới đập vỡ với mức độ giảm dần theo chiều sâu. Tính bất đồng nhất cao về độ thấm có ảnh hưởng tiêu cực đến hệ số thu hồi dầu do tác động làm giảm hệ số quét và đặc biệt đối với thân dầu trong móng nứt nẻ có sự tham gia của vùng nước kề áp hoặc có bơm ép nước duy trì áp suất.

Theo số liệu nghiên cứu mẫu lõi mỏ Bạch Hổ và mẫu mùn khoan tại các cấu tạo móng nứt nẻ trong bể Cửu Long, đá chứa được xếp vào loại độ rỗng kép với đặc trưng ở sự khác biệt rõ rệt về độ rỗng cũng như độ thấm giữa các môi trường rỗng. Không gian rỗng chứa chất lưu vỉa gồm có 2 thành phần chính là các nứt nẻ lớn và các đới vi nứt nằm cận kề. Trong đó, các khe nứt là yếu tố chính tạo khả năng cho dòng trong khi các khối vi nứt tuy có độ thấm không đáng kể nhưng lại đóng vai trò chủ yếu về khả năng chứa dầu của đá [1].

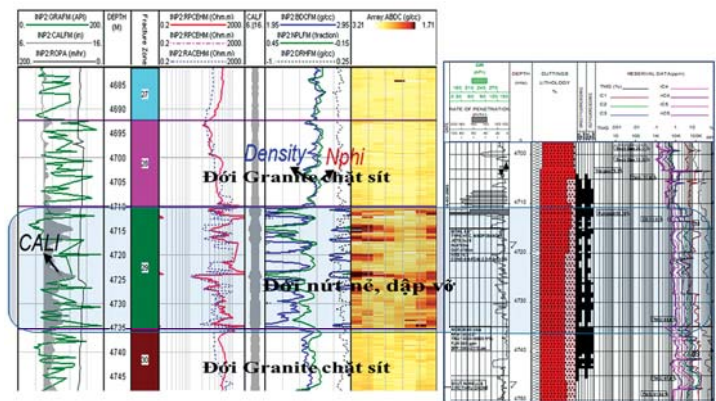
Các nứt nẻ lớn thường có độ mở trên 100µm, phổ biến từ 0,3mm đến 2 hoặc 3cm, được thành tạo do các hoạt động kiến tạo và nằm kể đứt gãy hoặc các đới xâm nhập, các dykes mạch. Độ rỗng trung bình của các đới nứt nẻ lớn chỉ khoảng 1 - 2%, nhưng độ thấm có thể đạt 20 Darcy.

Các đới vi nứt nằm lân cận các đới nứt nẻ lớn và lẫn sâu vào bên trong phần khối đá rắn chắc, chiếm tỷ phần chủ yếu (khoảng 60 - 80%) không gian rỗng của cả hệ khe nứt và tạo khoảng mở có kích thước nhỏ hơn 1mm, đa phần nằm trong khoảng 0,005 - 0,2mm. Giá trị trung bình của độ rỗng ở các đới vi nứt được tính toán vào khoảng 3 - 4%, nhưng độ thấm chỉ vào khoảng 1 - 5mD, và chịu ảnh hưởng của lực mao dẫn và tính dính ướt của đá nứt nẻ. Độ rỗng các đới vi nứt ảnh hưởng mạnh bởi chiều sâu cũng như khoảng cách tới vùng nứt nẻ lớn.

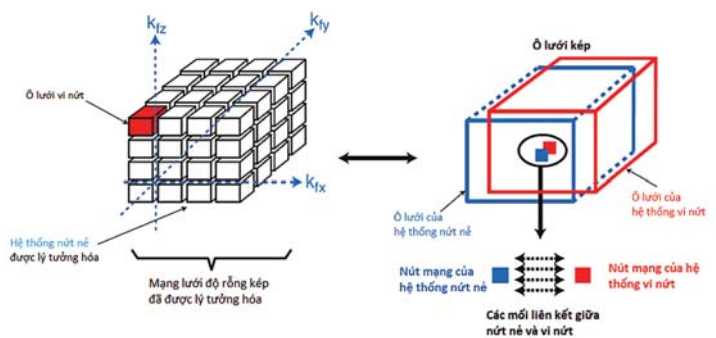
Số liệu nghiên cứu khảo sát thủy động trong giếng khai thác và địa vật lý giếng khoan trong các mỏ cho thấy mức độ bất đồng nhất cao ở quy mô toàn bộ thân dầu với sự phân bố xen kẽ các đới nứt nẻ với các đới đặc sít không thấm (Hình 2). Theo số liệu FMS/FMI, mật độ khe nứt theo dọc thân giếng khoan biến đổi từ 175 khe nứt/m (ở phần nóc vỉa) và giảm xuống còn 55 - 60 khe nứt/100m (ở phần đáy vỉa) với độ mở trung bình của các khe nứt là 950µm. Số liệu này còn cho thấy ở các khoảng cho dòng các nứt nẻ thường có đặc trưng liên tục, độ mở trên 1mm và mật độ không nhỏ hơn 5 nứt nẻ/m.

1.3. Đặc trưng hóa và mô hình mô phỏng khai thác với độ rỗng kép

Do chưa có phần mềm mô phỏng riêng cho thân dầu móng granite nứt nẻ nên động thái khai thác của thân dầu móng granite nứt nẻ phải mô phỏng bằng phần mềm mô phỏng thông thường, có bổ



Hình 2. Minh giải địa vật lý giếng khoan và kết quả FMI giếng CNV-2P [3]



Hình 3. Mạng lưới và liên kết nứt mạng nứt nẻ - vi nứt cho mô hình độ rỗng kép

sung một số công cụ chuyên biệt. Các tham số đặc trưng của đá móng được nghiên cứu và chuyển đổi, hiệu chỉnh cho phù hợp. Tuy nhiên, công tác mô phỏng khai thác vẫn còn tồn tại nhiều khó khăn, phức tạp như: lượng biến số tăng lên nhiều; 2 môi trường rỗng riêng biệt cần có hàm liên kết để mô phỏng dòng chất lưu chảy qua lại; tính bất đồng nhất cao và mức độ mô phỏng chi tiết tính chất đá chứa (kích thước ô lưới) của từng môi trường khác nhau nhiều.

Mô hình độ rỗng kép được đặc trưng bởi phép trung bình hóa các tham số địa chất và công nghệ mỏ vào trong các ô lưới của mô hình. Các tham số thông thường của vỉa chứa gồm: độ thấm, độ rỗng, chiều dày vỉa, độ nhớt chất lưu, hệ số thành hệ và độ nén của cả hệ. Hai tham số cần phải bổ sung: (i) λ - hệ số dòng chảy giữa 2 môi trường rỗng (giá trị cao có nghĩa là chất lỏng dễ dàng chảy từ vi nứt sang hệ thống nứt nẻ); ω - tỷ số mức độ chứa chất lưu của hệ thống nứt nẻ so với tổng thể tích rỗng của đá chứa. Cả hai thông số λ và ω đều được tính toán từ phân tích tài liệu thử giếng theo các công thức sau:

$$\lambda = \alpha \frac{k_{mic}}{k} r_w^2 \text{ và } \omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_{mic}} \quad (6)$$

α: Hệ số hình học, phụ thuộc vào hình dạng của các khối vi nứt nẻ và có đơn vị m⁻²;

Các chỉ số mic và f đại diện tương ứng cho hệ thống vi nứt và nứt nẻ.

Các biến áp suất và thời gian không thứ nguyên được sử dụng trong mô hình độ rỗng kép cũng không có sự khác biệt nhiều so với việc sử dụng trong mô hình vỉa đồng nhất thông thường. Mối quan hệ giữa áp suất, thời gian không thứ nguyên và giá trị áp suất, thời gian đo đặc được biểu diễn theo các công thức sau [5, 6]:

$$P_{wD} = \frac{k h (p_i - p_{wf})}{141,2qB\mu} \text{ và } t_D = \frac{0,00633 k t}{[(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m] \mu r_w^2} \quad (7)$$

2. Thử nghiệm xây dựng mô hình 2 độ rỗng cho khối A mỏ Cá Ngừ Vàng

2.1. Quy trình xây dựng mô hình

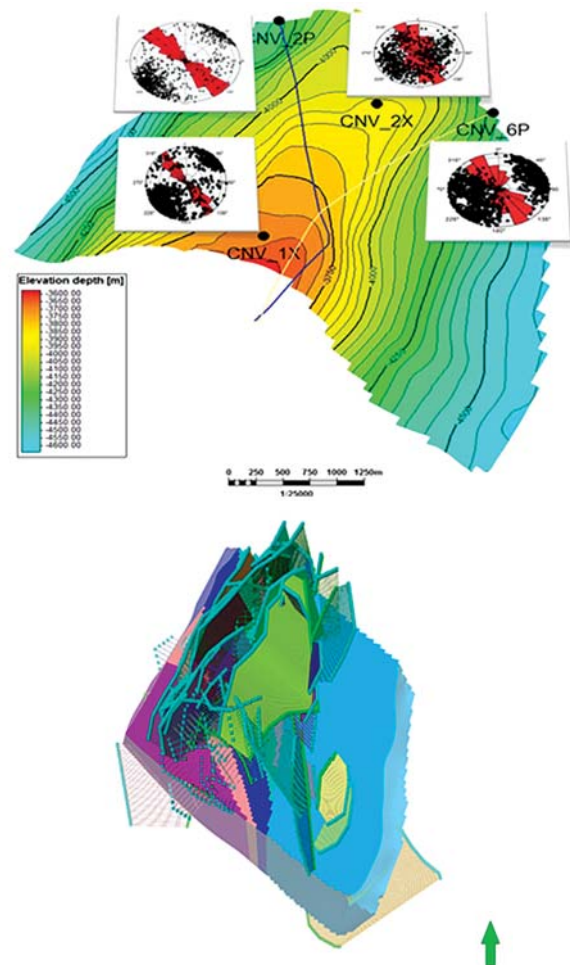
Mỏ Cá Ngừ Vàng hiện mới chỉ có đối tượng móng granite nứt nẻ đang khai thác dầu với diện tích 39km² tại điểm khép kín lớn nhất (13km x 3km) và đỉnh cấu tạo có độ sâu 3.666mTVDs. Đã có 4 giếng khoan thăm dò và thăm lượng được khoan trên toàn bộ diện tích đới nâng, gồm các giếng: CNV-1X, CNV-2X, CNV-3X và CNV-4X. Hiện nay, có 4 giếng đang khai thác dầu và 1 giếng bơm ép.

Thân đá móng granite nứt nẻ ở mỏ Cá Ngừ Vàng đã được đưa vào khai thác từ tháng 7/2008. Phần đá móng nứt nẻ của mỏ Cá Ngừ Vàng được chia cắt thành các khối nhỏ (A, B, C, D, E) bởi đứt gãy thuận theo hướng Tây Bắc - Đông Nam [2]. Các nghiên cứu địa chất kiến tạo được tiến hành từ năm 2001 đã cho thấy dưới tác động địa kiến tạo, cánh Tây của khối A là vùng khai thác chính của mỏ Cá Ngừ Vàng (Hình 4).

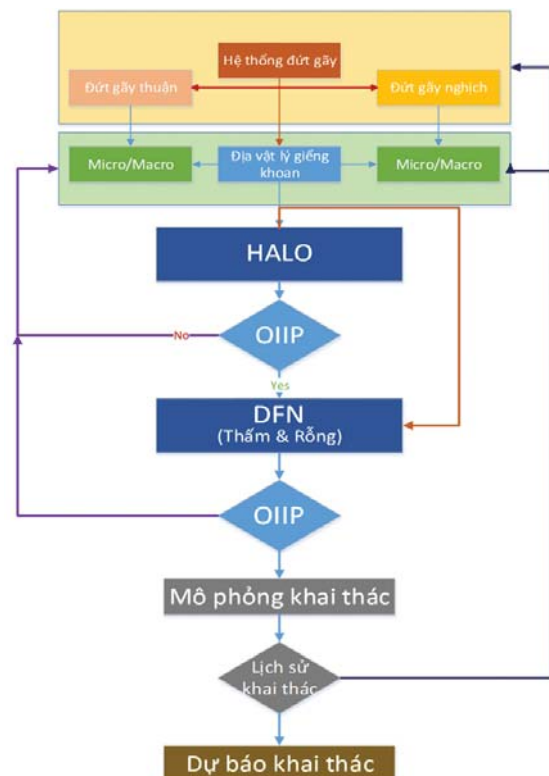
Từ các kết quả minh giải tài liệu thử vỉa DST và kết quả phân tích động thái khai thác có thể thấy thân dầu móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng là môi trường 2 độ rỗng. Mô hình mô phỏng khai thác độ rỗng đơn hiện nay không phản ánh chính xác động thái khai thác thực tế của mỏ [2, 3]. Trên cơ sở đó, mô hình độ rỗng kép đã được nghiên cứu xây dựng để phản ánh đúng bản chất môi trường dòng chảy trong hệ thống 2 độ rỗng của mỏ. Sơ đồ khối về quy trình xây dựng mô hình khai thác độ rỗng kép cho mỏ Cá Ngừ Vàng được trình bày trong Hình 5. Phân bố độ rỗng trong hệ thống vi nứt và nứt nẻ được thể hiện trong Hình 6.

2.2. Kết quả khớp số liệu lịch sử khai thác

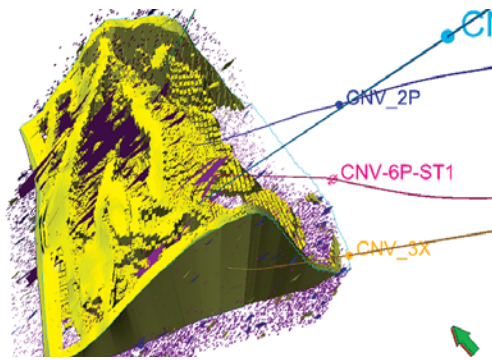
Quá trình tái lập lịch sử được thực hiện bằng cách tái lập các số liệu khai thác cơ bản (đến ngày 31/12/2012) như áp suất đáy giếng, lưu lượng dầu khai thác, lưu lượng nước bơm ép, tỷ số khí dầu khai thác GOR... Để



Hình 4. Bản đồ nóc móng và phân bố đứt gãy trong khối A mỏ Cá Ngừ Vàng [2]



Hình 5. Quy trình xây dựng mô hình 2 độ rỗng cho mỏ Cá Ngừ Vàng [2, 3]



Hình 6. Mô hình HaLo và DFN khối A mỏ Cá Ngu Vàng [3]

phản ánh chính xác động thái khai thác của mỏ, mô hình độ rỗng kép cũng tiến hành khớp lịch sử sự phân bố dòng theo số liệu khảo sát PLT và mất dung dịch khoan. Việc thay đổi, hiệu chỉnh sự phân bố độ rỗng và độ thấm được thực hiện trực tiếp trên mô hình địa chất 3D bằng phương pháp “krigging”.

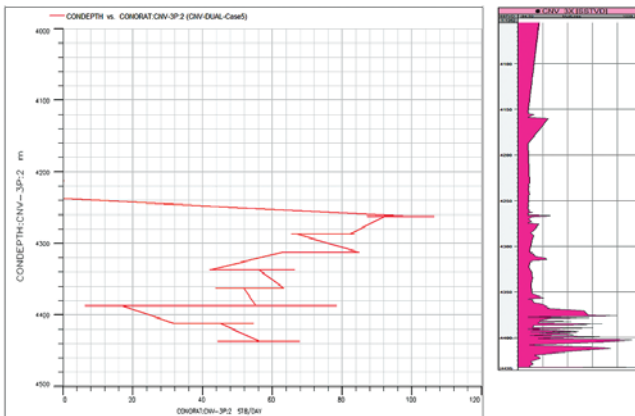
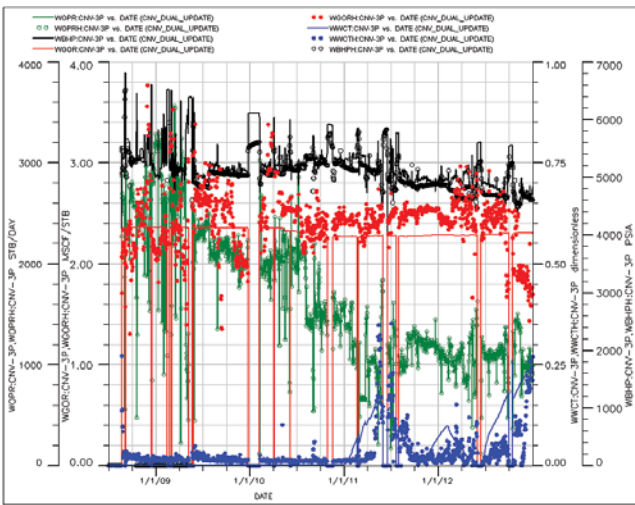
Kết quả khớp tái lập lịch sử cho kết quả khớp số liệu áp suất và phân bố dòng chảy rất tốt. Đặc biệt, mô hình đã phản ánh chính xác động thái ngập nước ở giếng CNV-3P - giếng có hiện tượng nước xâm nhập trong quá trình khai thác (Hình 7). Như vậy, mô hình độ rỗng kép đã phản ánh chính xác hơn các động thái khác thác của mỏ, đặc biệt là về động thái ngập nước (Hình 7) và phân bố dòng chảy dọc thân giếng so với mô hình độ rỗng đơn.

3. Kết luận

Mô hình độ rỗng kép có thể áp dụng các hệ số đặc trưng cho tác động hoặc chảy qua lại giữa đới vi nứt nẻ (hoặc các đới nứt nẻ lớn nhưng bị lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh) chứa dầu có độ thấm thấp với hệ thống nứt nẻ lớn đóng vai trò dẫn dầu và chất lưu khác từ vỉa vào giếng. Mô hình độ rỗng kép có thể khắc phục nhược điểm hoặc sai số khi mô phỏng khai thác bằng mô hình độ rỗng đơn cho thu hồi dầu thứ cấp có bơm ép nước như mô phỏng tốt hơn nhiều về sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở những đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép. Từ đó, mô hình độ rỗng kép có thể dự báo tốt hơn và chính xác hơn về khả năng cho dòng cũng như thu hồi cuối cùng của các giếng khai thác bị ảnh hưởng đáng kể do các đới thấm tốt liên thông trực tiếp tới giếng bơm ép hoặc vùng nước kể áp.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hải An. *Nghiên cứu ứng dụng giải pháp thu hồi dầu tam cấp bằng bơm ép CO₂ cho tầng móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Đen*. Luận án Tiến sỹ, Đại học Missouri - Địa chất. 2012.
2. Nguyễn Hải An, Nguyễn Hoàng Đức, et al. *Building a dual-porosity/dual-permeability reservoir models for the Ca Ngu Vang naturally fractured basement reservoir*. Applied study for Hoan Vu JOC. 2010.
3. Bùi Thiệu Sơn và nnk. *Đánh giá hiện trạng khai thác - bài học và đề xuất giải pháp để nâng cao hiệu quả khai thác tầng móng nứt nẻ các mỏ dầu khí*. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí. 2014.
4. G.E Barenblatt, I.P. Zheltov, I.N. Kochina. *Basic concept in the theory of homogeneous liquids in fissured rocks*. Journal Application Math. 1960; 24: p 1286-1303.



Hình 7. Kết quả khớp lịch sử khai thác giếng CNV-3P [2]



Hình 8. So sánh khả năng mô phỏng động thái ngập nước giếng CNV-3P giữa mô hình độ rỗng đơn và độ rỗng kép với số liệu thực tế khai thác

5. H. Kazemi, Merrill. *Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoir*. SPE Journal. 1976; 16(6): p. 317-326.
6. J.E.Warren, P.J.Root. *The behavior of naturally fractured reservoirs*. Society of Petroleum Engineers Journal. 1963; 3(3): p. 245 - 255.
7. K.Serra, A.C.Reynolds, R.Raghavan. *New pressure transient analysis methods for naturally fractured reservoirs*. Journal of Petroleum Technology. 1983; 35(12): p. 2271 - 2283.
8. M.J.Mavor, H.Cinco-Ley. *Transient pressure behavior of naturally fractured reservoirs*. SPE California Regional Meeting, Ventura, California. 18 - 20 April, 1979.

Characterisation and building of dual porosity model for production simulation of Ca Ngu Vang fractured basement reservoir

Nguyen Hai An¹, Ngo Huu Hai¹, Nguyen Hoang Duc¹
Pham Tuan Dung², Pham Thi Thuy², Bui Van Lam²
Le Xuan Lan³, Le Huy Hoàng²

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²Hoang Long Joint Operating Company

³University of Mining and Geology

Summary

Ca Ngu Vang fractured granitic basement reservoir consists of at least two porosity-permeability systems that could be modelled by classifying fractured zones based on the proportion of micro fracture and macro fracture. It is indicated by: (i) the results of core analysis from wells of neighbouring fields such as Bach Ho basement reservoir; (ii) the DST and the production analysis results of Ca Ngu Vang wells.

In Vietnam, the operators have been using single porosity model to simulate production performance in fractured basement reservoirs. However, well behaviour shows difficulties in production prediction that usually leads to overestimation. Many operators have conducted researches, developed and built different modelling methods, even with dual porosity model. Although there are several innovative ideas, but still no appropriate model for production forecast and evaluation has been developed.

In fact, the single porosity model behaviour could not capture production data, especially water-breakthrough and production forecast. Therefore, the second concept of dual porosity model was used for modelling Ca Ngu Vang fractured basement reservoir. This paper focuses on the modelling methodology for setting up reliable production performance model of heterogeneous fractured granitic basement reservoir.

Key words: Single porosity, dual porosity, fractured basement reservoir, simulation model, integrated data, Ca Ngu Vang field.