

## DẦU KHÍ (trang 1-30)

### XÂY DỰNG MÔ HÌNH ĐỘ RỘNG KÉP CHO THÂN DẦU MÓNG NỨT NỂ MỎ CÁ NGỰ VÀNG

NGUYỄN HẢI AN, NGUYỄN HOÀNG ĐỨC, *Tổng công ty Thăm dò & Khai thác dầu khí Việt Nam*

NGUYỄN THẾ VINH, LÊ XUÂN LÂN, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

NGUYỄN BẢO TRUNG, *Viện dầu khí Việt Nam*

LÊ HUY HOÀNG, *Công ty điều hành chung Hoàng Long (HLJOC)*

LÊ MẠNH CUỒNG, *Công ty điều hành chung Lam Sơn*

**Tóm tắt:** Trong thân móng nứt nẻ mỏ Cá Ngự Vàng tồn tại ít nhất hai 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: (i) các kết quả phân tích mẫu từ các giếng khoan ở các mỏ lân cận như mỏ Bạch Hổ, (ii) các kết quả phân tích tài liệu thử giếng DST của mỏ Cá Ngự Vàng.

Ở Việt Nam hiện nay, tất cả các nhà điều hành dầu khí đều đang sử dụng kiểu mô hình một độ rộng cho việc mô phỏng các động thái khai thác trong đối tượng móng nứt nẻ. Tuy nhiên, các kết quả đều cho thấy các mô hình này đều không phản ánh đúng động thái khai thác thực tế rất phức tạp 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 hiện đã, đang nghiên cứu xây dựng nhiều kiểu mô hình khác nhau và đã có nhiều ý tưởng đổi mới, tuy vậy vẫn chưa có được mô hình thích hợp cho việc đánh giá và dự báo khai thác.

Thực tế cho thấy kiểu mô hình một độ rộng không thể phản ánh được động thái khai thác của các đối tượng móng nứt nẻ, đặc biệt là trong vấn đề mô phỏng độ ngập nước và dự báo. Do vậy kiểu mô hình độ rộng kép đã được lựa chọn cho việc mô phỏng động thái khai thác trong thân dầu móng nứt nẻ của mỏ CNV. Bài báo này trình bày phương pháp và quy trình cho việc xây dựng mô hình độ rộng kép cho việc mô phỏng dòng chảy trong đối tượng móng nứt nẻ mỏ Cá Ngự Vàng.

#### 1. Tổng quan về mô hình khai thác cho đối tượng móng nứt nẻ

Trong chiến lược phát triển và khai thác mỏ, mô hình mô phỏng số thường được sử dụng như một công cụ không thể thiếu cho việc lựa chọn và ra quyết định đầu tư phát triển cho các phương án. Đối với một vỉa chứa cụ thể, mô hình mô phỏng có thể đưa ra một số các phương án thu hồi dầu khí nhằm phân loại và lựa chọn phương án thu hồi hợp lý nhất về khía cạnh kỹ thuật cũng như thương mại; hoặc xây dựng biểu đồ sản lượng và tính toán chi phí đầu tư và trợ giúp trong phân tích đánh giá các yếu tố rủi ro. Đối với công tác quản lý mỏ nói chung và đặc biệt là đối tượng móng granit nứt nẻ, mô hình mô phỏng số đang trở thành công cụ quan trọng trong suốt thời gian phát triển và khai thác mỏ. Với vỉa nứt nẻ, các đới nứt nẻ làm cải thiện độ thấm và từ đó sẽ có

ảnh hưởng lớn tới chỉ số khai thác giếng và hệ số thu hồi. Các đới nứt nẻ cần phải được nhận biết, đánh giá và xử lý một cách chi tiết, đồng bộ trước khi được tổng hợp và mô hình hóa [1], [2].

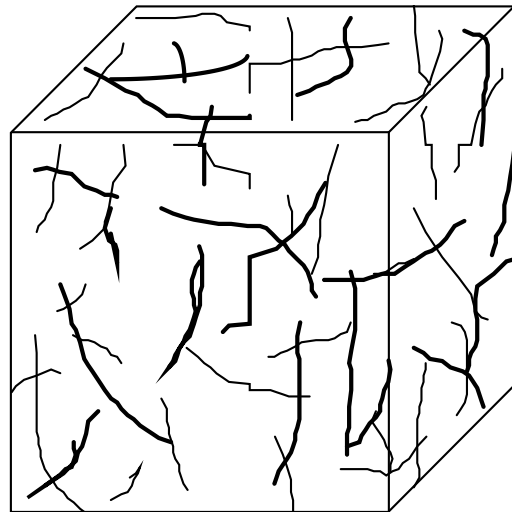
Hiện nay các nhà điều hành (NĐH) khai thác dầu từ các đối tượng móng nứt nẻ ở bể Cửu Long thường sử dụng mô hình độ rộng đơn để mô phỏng khai thác, tái lập lịch sử khai thác cũng như dự báo khai thác dài hạn [2]. Mô hình độ rộng đơn với những ưu điểm như đơn giản, gọn nhẹ và không mất nhiều thời gian trong xây dựng và sử dụng mô hình. Thực tế cho thấy mô hình độ rộng đơn đã phần nào thể hiện được đặc trưng động thái khai thác dầu từ các giếng và các mỏ ở thời kỳ đầu khai thác, khi mà dòng chảy của chất lưu từ vỉa vào giếng chỉ là một pha (dầu). Tuy nhiên, các mô hình loại 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 và khảo sát [2]. Điều này có thể được giải thích là do có sự bất đồng nhất rất cao giữa độ thấm của các đới vi nứt và nứt nẻ cũng như mức độ phân bố không đều của hệ thống đứt gãy trong đá móng, công tác mô hình hóa theo hướng độ rỗng đơn có thể không cung cấp đủ số liệu/thông tin phục vụ cho việc xây dựng mô hình mô phỏng khai thác cho đá granit nứt nẻ chứa dầu. Như vậy, việc sử dụng mô phỏng khai thác mỏ theo kiểu mô hình độ rỗng kép là cách tiếp cận mới phù hợp hơn và hứa hẹn sẽ có kết quả dự báo khai thác dài hạn tốt hơn cho đối tượng móng nứt nẻ mỏ CNV nói riêng và của bể Cửu Long nói chung.

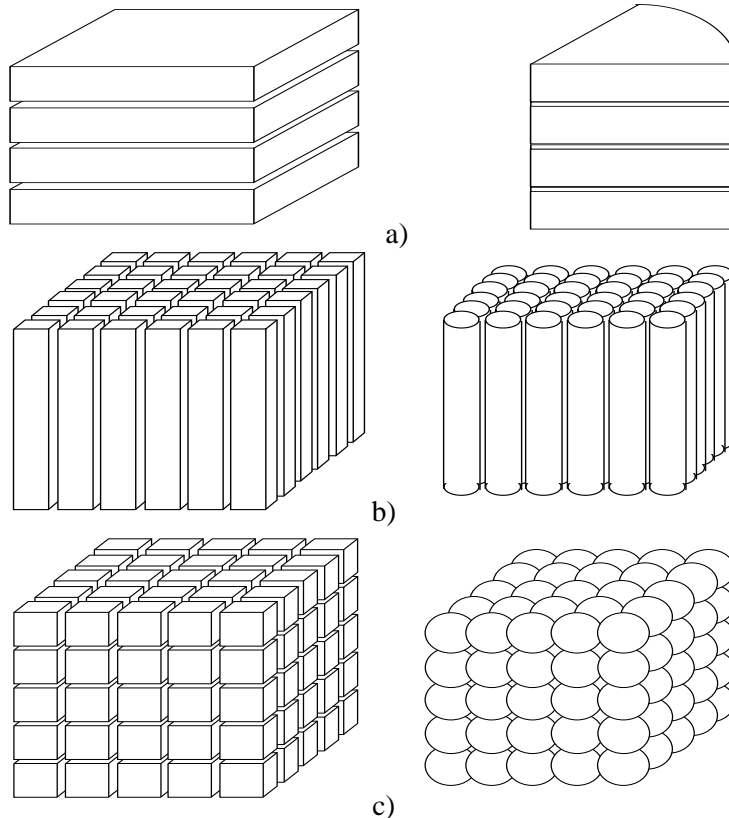
## 2. Khái quát về mô hình hai độ rỗng

Mô hình độ rỗng kép là kiểu mô hình có hai môi trường tính chất khác biệt nhau (hình 1). Môi trường thứ nhất là hệ thống nứt nẻ có chứa rất ít chất lưu nhưng lại có khả năng cho dòng chảy rất lớn. Môi trường thứ hai là hệ thống khung đá, nơi chứa phần lớn chất lưu nhưng lại cho khả năng chảy rất kém. Đây là những mô hình giả định

được sử dụng cho việc đặc tính hóa các vỉa chứa nứt nẻ tự nhiên. Các kiểu mô hình hai độ rỗng hiện nay đều được dựa trên cùng một ý tưởng là có hai hệ thống độ rỗng riêng biệt. Chúng chỉ khác nhau hai vấn đề chính sau: mối quan hệ giữa hệ thống khung đá với nứt nẻ và hình dáng của các khối khung đá nứt nẻ được xây dựng.



Hình 1. Mô hình khái niệm của vỉa nứt nẻ tự nhiên



Hình 2. Các kiểu mô hình hóa khung đá

Có hai kiểu mô hình dòng chảy độ rỗng kép phụ thuộc vào sự tương tác giữa khung đá và hệ thống nứt nẻ: kiểu thứ nhất là mô hình chảy trạng thái giả ổn định giữa các lỗ rỗng, thường bỏ qua gradient áp suất trong khung đá; kiểu thứ hai là mô hình chảy chuyển tiếp giữa các lỗ rỗng có tính đến gradient áp suất trong khung đá.

Việc mô hình hóa các khối khung đá có thể được chia làm 3 dạng sau: tấm phẳng (hình 2a), que (hình 2b) và khối (hình 2c). Ở mô hình dạng tấm phẳng, mô hình là một chiều, các nứt nẻ được phân chia ra thành nhiều lớp. Ở mô hình dạng que, các khung đá được chia thành các ống hình trụ song song với nhau, đây là mô hình hai chiều. Còn ở mô hình dạng khối là mô hình ba chiều, các khung đá được chia thành các hình cầu. Sự khác biệt giữa các mô hình trên (tấm phẳng, que và khối) cho kết quả sai khác không đáng kể trong lời giải chuyển tiếp của dòng chảy qua các môi trường rỗng.

Các lời giải bằng phương pháp giải tích khác nhau cho các mô hình dòng chảy của dòng chảy hướng tâm đã được nhiều người đưa ra [3, 10]. Sự khác biệt ở các lời giải là về giả thiết chế độ dòng chảy (giả ổn định hay chuyển tiếp) và sự khác nhau về các điều kiện biên. Các tác giả của những lời giải quan trọng nhất cho dòng chảy hướng tâm ở mô hình độ rỗng kép [9, 11] được liệt kê trong bảng 1.

*Bảng 1. Các lời giải cho dòng chảy hướng tâm trong mô hình hai độ rỗng*

Trường hợp	Dòng giả ổn định	Dòng chuyển tiếp
Lưu lượng khai thác không đổi Biên vô hạn	Warren and Root (1963)	Serra, Reynolds, and Raghavan (1983)
Áp suất khai thác không đổi Biên vô hạn	Mavor and Cinco-Ley (1979)	Ozkan, Ohaeri, and Raghavan (1987)
Lưu lượng khai thác không đổi Biên hữu hạn	Mavor and Cinco-Ley (1979)	Chen, Serra, Reynolds, and Raghavan (1985)
Áp suất khai thác không đổi Biên hữu hạn	Da Prat, Cinco-Ley, and Ramey (1981)	Ozkan, Ohaeri, and Raghavan (1987)

### 3. Đặc tính hóa mô hình hai độ rỗng

Ngoài các thông số thông thường là độ thấm  $k$ , độ rỗng  $\phi$ , chiều dày tầng sản phẩm  $h$ , độ nhớt  $\mu$ , hệ số thể tích thành hệ  $B$  và độ nén tổng của cả hệ thống đá chứa - chất lưu  $C_t$  thì mô hình hai độ rỗng còn được đặc trưng bởi 2 thông số bổ trợ  $\lambda$  và  $\omega$ . Thông số bổ trợ  $\lambda$  cho biết mức độ dễ dàng lưu thông của chất lưu giữa khung đá và khe nứt (hệ số thấm). Giá trị  $\lambda$  cao có nghĩa là chất lưu dịch chuyển từ khung đá sang khe nứt dễ dàng hơn. Còn thông số  $\omega$  biểu thị khả năng lưu giữ của khe nứt như là tỷ phần trong khả năng lưu giữa của hệ thống (hệ số rỗng). Cả hai thông số trên thông thường được tính toán trong việc phân tích dòng chảy chuyển tiếp. Mối quan hệ giữa các thông số đặc tính via được xác định bởi các công thức sau [3]:

$$\lambda = \alpha \frac{k_m r_w^2}{k} \quad , \quad (1)$$

$$\omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m} \quad , \quad (2)$$

ở đây  $\alpha$  là hệ số hình học, phụ thuộc vào hình dáng và kích thước của khối khung đá, có thứ nguyên là (chiều dài)<sup>2</sup>,  $r_w$  là bán kính giếng khoan. Các chỉ số  $m$  và  $f$  biểu thị cho khung đá và khe nứt.

Các biến 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 via đồng nhất thông thường. Mối quan hệ giữa chúng được biểu diễn theo các công thức sau [4]:

$$p_{wD} = \frac{k h (p_i - p_{wf})}{141.2 q B \mu} \quad , \quad (3)$$

$$t_D = \frac{0.00633 k t}{[(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m] \mu r_w^2} \quad , \quad (4)$$

trong đó:  $t_D$ - thời gian không thứ nguyên;  
 $p_{wD}$ - áp suất không thứ nguyên;  
 $p_i$ - áp suất vỉa ban đầu;  
 $p_{wf}$ - áp suất đáy giếng.

### 4. Xây dựng mô hình hai độ rỗng cho mỏ Cá Ngừ Vàng

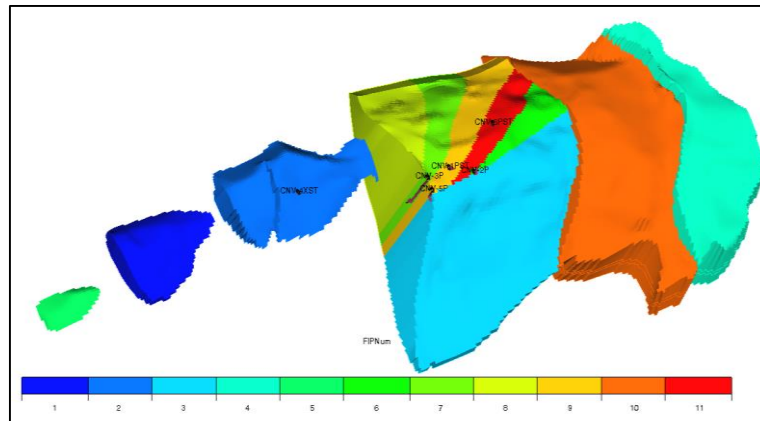
#### 4.1. Quy trình xây dựng mô hình

Mỏ Cá Ngừ Vàng (CNV) hiện mới chỉ có đối tượng móng granit nứt nẻ đang khai thác dầu với diện tích 39km<sup>2</sup> tại điểm khép kín lớn nhất và đỉnh cấu tạo có độ sâu 3666 mTVDss. Tổng cộng

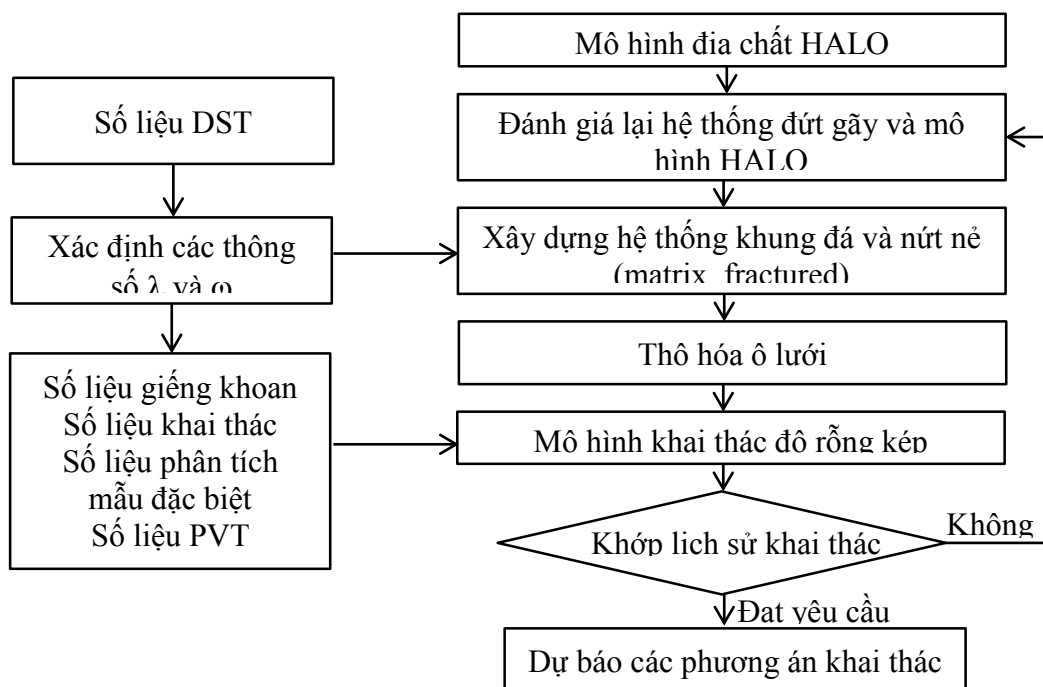
đã có đến 4 giếng khoan thăm dò và thăm lượng được khoan trên toàn bộ diện tích đới nâng, bao gồm các giếng: CNV-1X, 2X, 3X, và 4X. Hiện nay có 4 giếng đang khai thác dầu CNV-1PST1, 2P, 3P (chuyển đổi từ giếng 3X), 4X và giếng bơm ép 6PST1.

Ở mỏ CNV, thân đá móng granite nứt nẻ đã được đưa vào khai thác từ tháng 7 năm 2008. Phần đá móng nứt nẻ của mỏ CNV được chia cắt thành các khối nhỏ bởi đứt gãy thuận theo hướng Tây Bắc – Đông Nam, các khối này được đặt tên lần lượt là khối 1, 2, 3,.. 11 [2]. Các nghiên cứu địa chất kiến tạo được tiến hành từ năm 2001 đã cho thấy rằng dưới tác động địa kiến tạo, cánh Tây là vùng khai thác chính của mỏ CNV (hình 3).

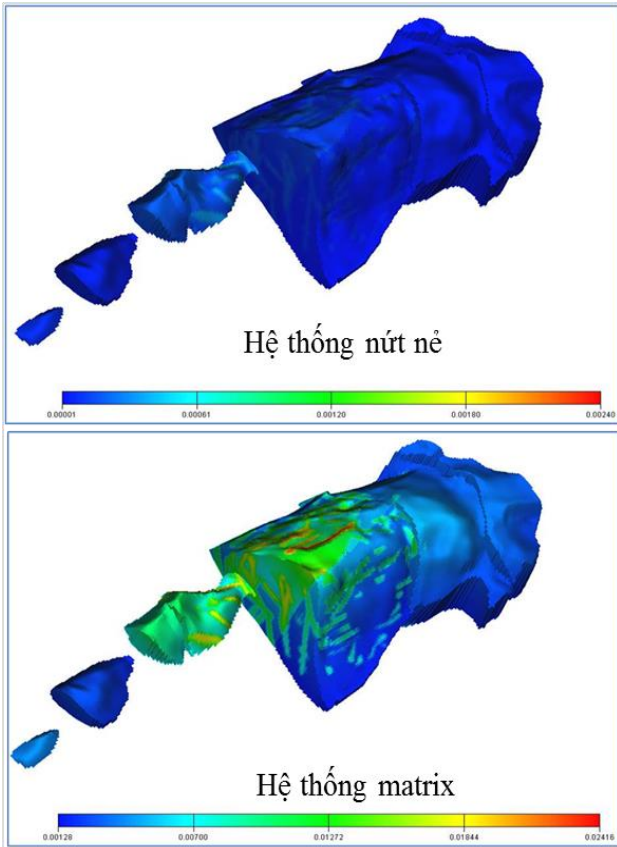
Từ các kết quả minh giải tài liệu thử vỉa DST và kết quả phân tích mẫu lõi đặc biệt từ các mỏ lân cận có thể thấy được rằng thân dầu móng nứt nẻ mỏ CNV là môi trường hai độ rỗng. Kết quả từ mô hình mô phỏng khai thác kiểu một độ rỗng hiện tại đã không phản ánh được đúng động thái khai thác thực tế của mỏ. Trên cơ sở đó [2] mô hình độ rỗng kép đã được xây dựng để phản ánh được đúng bản chất môi trường dòng chảy trong hệ thống hai 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 4. Phân bố độ rỗng trong hệ thống khung đá và nứt nẻ được trình bày trong hình 5.



Hình 3. Sơ đồ phân khối mỏ CNV



Hình 4. Quy trình xây dựng mô hình hai độ rỗng cho mỏ Cá Ngừ Vàng

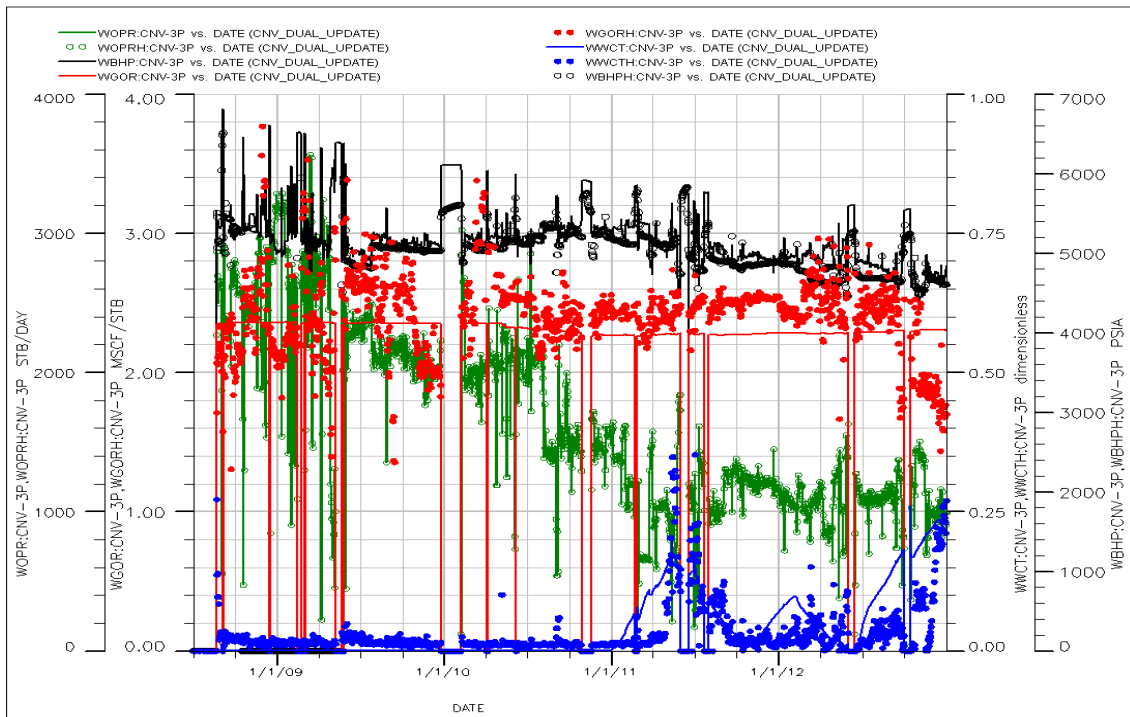


Hình 5. Phân bố độ rỗng ở hai hệ thống matrix và nứt nẻ mở Cá Ngừ Vàng

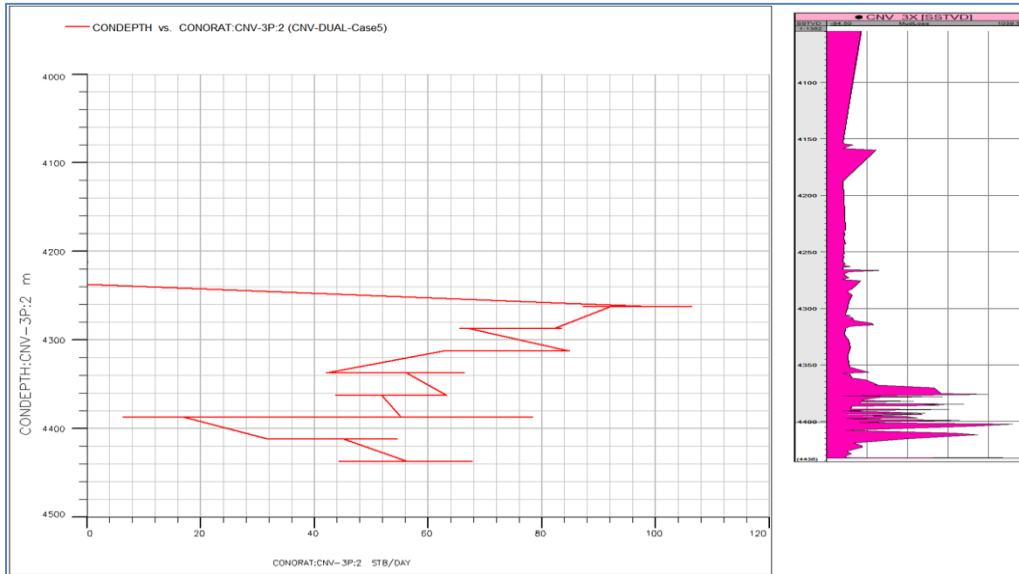
#### 4.2. Kết quả khớp số liệu lịch sử khai thác

Quá trình tái lập lịch sử được thực hiện bằng cách tái lập các số liệu khai thác cơ bản (đến 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 v.v... Để phản ánh được đúng động thái mỏ, mô hình cũng tiến hành khớp cả sự phân bố dòng theo số liệu khảo sát PLT (production logging tool) và tài liệu ghi nhận mất dung dịch khoan. Các tham số chính được hiệu chỉnh ở đây là sự phân bố độ rỗng và thấm. Việc thay đổi phân bố rỗng, thấm được thực hiện trực tiếp trên mô hình địa chất 3D bằng phương pháp “kriging”.

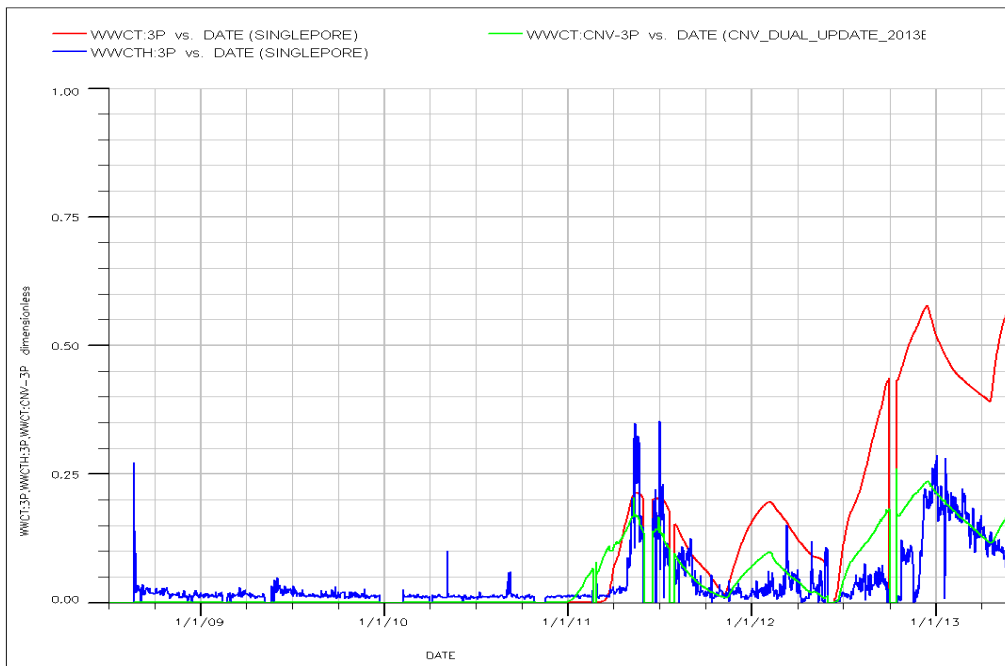
Sau khi tiến hành các hiệu chỉnh như đã trình bày ở trên, kết quả khớp tái lập lịch sử cho kết quả khớp số liệu áp suất và phân bố dòng chảy rất tốt. Đặc biệt là ở giếng CNV-3P, giếng có hiện tượng nước xâm nhập trong quá trình khai thác, mô hình đã phản ánh được rất đúng động thái ngập nước (hình 6 và 7). Như vậy so với kiểu mô hình một độ rỗng, mô hình độ rỗng kép đã thể hiện được nhiều ưu điểm, phản ánh được chính xác hơn các động thái khai thác của mỏ, đặc biệt là về động thái ngập nước (hình 8) và phân bố dòng chảy dọc thân giếng.



Hình 6. Kết quả khớp lịch sử khai thác giếng CNV-3P [2]



Hình 7. Kết quả khớp phân bố dòng giếng CNV-3P [2]



Hình 8. So sánh kết quả mô phỏng độ ngập nước giữa mô hình một độ rỗng và mô hình độ rỗng kép [2]

## 5. Kết luận

Mô hình độ rỗng kép thể hiện nhiều ưu điểm khi 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. Nhiều nhược điểm hoặc sai số khi mô phỏng khai thác bằng

mô hình độ rỗng đơn cho mô phỏng thu hồi dầu bằng phương pháp thứ cấp (có bơm ép nước) có thể được khắc phục, chẳng hạn 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 cho phép mô hình độ rỗng kép có thể dự báo đúng về khả năng cho dòng cũng như thu hồi cuối cùng của các giếng khai thác bị ảnh hưởng đáng kể do các

đời thấm tốt liên thông trực tiếp tới giếng bơm ép hoặc vùng nước kê áp.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Nguyễn Hải An, 2012. Nghiên cứu ứng dụng giải pháp thu hồi dầu tam cấp bằng bơm ép CO<sub>2</sub> cho tầng móng nứt nẻ mỏ STĐ. Luận án tiến sỹ kỹ thuật khai thác dầu khí. Trường Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội.
- [2]. Nguyen Hai An, Nguyen Hoang Duc, et al, 2010. Building a dual-porosity/dual-permeability reservoir models for the CaNguVang naturally fractured basement reservoir. Applied study for HoanVu JOC.
- [3]. Warren, J.E. and Root, P.J., 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPEJ, p. 245-255.
- [4]. Serra, K., Reynolds, A., and Raghavan, R., 1983. New Pressure Transient Analysis Methods for Naturally Fractured Reservoirs. JPT, p 2271-2283.
- [5]. Mavor, M.J. and Cinco-Ley, H., 1979. Transient Pressure Behavior Of Naturally Fractured Reservoirs. Paper SPE 7977.
- [6]. Da Prat, G., Cinco-Ley, H., and Ramey, H.J., Jr., 1981. Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two-Porosity Systems. SPEJ, p 354-362.
- [7]. Chen, C.C., Serra, K., Reynolds, A.C., and Raghavan, R., 1985. Pressure Transient Analysis Methods for Bounded Naturally Fractured Reservoirs. SPEJ, p 451-464.
- [8]. Ozkan, E., Ohaeri, U., and Raghavan, R., 1987. Unsteady Flow to a Well Produced at a Constant Pressure in a Fractured Reservoir. SPEFE, p 186-200.
- [9]. Houze, O.P., Horne, R.N., and Ramey, H.J., Jr., 1988. Pressure-Transient Response of an Infinite-Conductivity Vertical Fracture in a Reservoir with Double-Porosity Behavior. SPEFE, p 510-518.
- [10]. Ben Naceur, K. and Economides, M.J., 1989. Production From Naturally Fissured Reservoirs Intersected by a Vertical Hydraulic Fracture. SPEFE, p 550-558.
- [11]. Cinco-Ley, H. and Meng, H.Z., 1988. Pressure Transient Analysis of Wells With Finite Conductivity Vertical Fractures in Double Porosity Reservoirs. Paper SPE 18172.

## SUMMARY

### **Building the dual-porosity/dual-permeability reservoir models for the CaNguVang naturally fractured basement reservoir**

**Nguyen Hai An, Nguyen Hoang Duc, *Petro Vietnam E&P Corporation***  
**Nguyen The Vinh, Le Xuan Lan, *Hanoi University of Mining and Geology***  
**Nguyen Bao Trung, *Vietnam Petroleum Institute***  
**Le Huy Hoang, *Hoang Long JOC***  
**Le Manh Cuong, *Lam Son JOC***

Ca Ngu Vang fractured granitic basement reservoir consists of at least two porosity-permeability system that could be modeled by classifying of fractured zones based on the proportion of micro fracture and macro fracture. It's indicated by: (i) The results of core analysis from wells of neighbour field as BachHo basement reservoir; (ii) The DST analysis results of CaVang wells.

In Vietnam, the operators have been used single porosity model to simulate production performance in fractured basement reservoirs. However, well behavior shows difficulties in production prediction that usually leading to overestimation. Many operators have had researches, development and building difference modeling method, even with dual porosity model. Although there are several innovative ideas, but still lacks appropriate model for forecasting and evaluating.

In fact, the single porosity model behavior could not capture production data, especially water-breakthrough and production forecast. Therefore, the second concept of dual porosity model was used for modeling Ca Ngu Vang fractured basement reservoir. This paper is focused on the modeling methodology for setting up reliable flow model of heterogeneous fractured granitic basement reservoir with integrated data.