

DẦU KHÍ (trang 1-5)

QUAN HỆ GIỮA ĐỘ THẨM TƯƠNG ĐỐI VỚI SỐ LIỆU KHAI THÁC CỦA CÁC GIẾNG TRONG THÂN DẦU TẦNG ĐÁ MÓNG NỨT NẸ MỎ BẠCH HỒ

NGUYỄN THẾ VINH, NGUYỄN KHẮC LONG, Trường Đại học Mỏ - Địa chất
ĐINH THÀNH CHUNG, CAO XUÂN HÙNG, Viện Dầu Khí Việt Nam
TULPARKHAN SH.SALAVATOV, HAJI KH.MALIKOV, Học viện dầu Azerbaijan

Tóm tắt: Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu độ thấm tương đối của các pha dầu-nước qua số liệu thực tế của các giếng đang khai thác dầu trong đới tương đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hồ. Bằng cách xây dựng các công thức thực nghiệm biểu diễn mối quan hệ giữa độ bão hòa của các pha, độ thấm tương đối của các pha đã được xác định. Kết quả nghiên cứu cho thấy sự biến thiên đường cong thấm tương đối chủ yếu có dạng tuyến tính trong hầu hết các giếng ngập nước. Kết quả này sẽ là cơ sở để xây dựng các đường cong thấm tương đối cho các pha dầu-nước trong mô hình tính toán chỉ số công nghệ khai thác, nhằm nâng cao thu hồi trong đá móng mỏ Bạch Hồ.

1. Đặt vấn đề

Độ thấm tương đối dầu-nước của đá chứa thường được nghiên cứu và tổng hợp theo phương pháp truyền thống trên mẫu lõi. Các mẫu lõi được gia công để thực hiện nghiên cứu có kích thước khoảng 36cm³, tối đa không quá 100cm³ và trên thực tế chỉ những mẫu lấy ở những khoảng có mật độ nứt nẻ thấp mới không bị vỡ, đảm bảo sử dụng được cho nghiên cứu trong phòng thí nghiệm. Việc nghiên cứu mẫu với số lượng lớn cũng tương đối hạn chế do lượng mẫu lấy từ các giếng khoan chỉ đạt 1% khoảng mở vỉa. Điều này có nghĩa kết quả nghiên cứu chỉ cho độ thấm các vùng nứt nẻ với độ mở rất nhỏ và thường đại diện cho độ thấm chứa của khung đá hoặc đá chặt xít. Do vậy, tính đại diện của độ thấm đo được trên mẫu lõi không đảm bảo cho toàn bộ đới tương móng. Vì vậy, kết hợp với số liệu khai thác để xác định độ thấm tương đối là hướng nghiên cứu mới.

2. Nội dung nghiên cứu

Tìm ra mối quan hệ giữa độ thấm tương đối của các pha với số liệu khai thác thực tế của các giếng khai thác dầu trong tầng đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hồ.

2.1. Cơ sở lý thuyết phương pháp xây dựng đường cong thấm tương đối của các pha từ số liệu khai thác của các giếng có nước

Phương pháp tính độ thấm tương đối này được áp dụng qua các công thức thực nghiệm thể hiện quan hệ giữa độ bão hòa, các tham số thực nghiệm xác định được và độ thấm tương đối.

Quan hệ giữa chênh áp làm việc Δp với lưu lượng Q trong trường hợp tuân theo định luật Darcy có dạng:

$$q = \frac{2\pi k_x h \Delta p}{\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}, \quad (1)$$

$$\Delta p = p_e - p_{wf}, \quad (2)$$

Đối với dòng chảy rối:

$$\Delta p = \left(\frac{q\mu}{2\pi k_x h} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{\rho q^2}{\sqrt{k_x} (2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right), \quad (3)$$

trong các phương trình trên:

p_e, p_{wf} - áp suất biên tháo khô và áp suất đáy giếng;

k_x, μ, ρ - độ thấm pha, độ nhớt và mật độ của chất lưu;

r_w, r_e, h - bán kính giếng khoan, bán kính

tháo khô và chiều dày hiệu dụng của vỉa;
S-hệ số Skin.

Các giá trị r_w , r_e , h thay đổi theo từng giếng, tuy nhiên khi biểu diễn thông qua hàm logarit, r_w và r_e trở nên gần như không thay đổi nhiều cho mỗi giếng mà chỉ có chiều dày hiệu dụng "h" là ảnh hưởng nhiều hơn cả. Độ nhớt và mật độ chất lưu coi như không thay đổi (trong một khoảng biến thiên áp suất, nhiệt độ cho phép nào đó).

Nếu dòng chảy tuân theo định luật Darcy, biến đổi kết hợp phương trình (1) và (3) thu được phương trình xác định độ thấm pha như

$$\text{sau: } k_x = \frac{q\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}{2\pi h \Delta p} \quad (4)$$

Trường hợp, khi giếng khai thác chỉ có một pha, nếu trong giếng bắt đầu xuất hiện nước lúc này độ thấm của từng pha sẽ được xác định theo công thức (5), (6).

$$k_o = \frac{q_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}{2\pi h \Delta p} \quad (5)$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}{2\pi h \Delta p} \quad (6)$$

Độ thấm pha thay đổi phụ thuộc vào thời gian và độ bão hòa của mỗi chất lưu. Như vậy, tại mỗi thời điểm t_i khác nhau ta có các thông số áp suất đáy giếng $p_{wf}[i]$, áp suất vỉa $p_r[i]$, lưu lượng dầu $q_o[i]$ và lưu lượng nước $q_w[i]$. Dựa trên các thông số này, sẽ xác định được độ thấm pha tại từng thời điểm cho mỗi loại chất lưu. Khi đó, nếu biết độ thấm tuyệt đối "k" sẽ xác định được độ thấm tương đối cho mỗi loại chất lưu theo công thức:

$$k_{rw}[i] = \frac{k_w[i]}{k}; \quad k_{ro}[i] = \frac{k_o[i]}{k} \quad (7)$$

với mọi thời điểm đo $i=1 \dots n$

trong đó: k_{rw} là độ thấm tương đối của nước;

k_{ro} là độ thấm tương đối của dầu.

Để mô tả hàm phụ thuộc vào độ bão hòa nước (S_w), giá trị độ thấm tương đối của dầu và nước được tổng quát hóa dưới dạng hệ phương trình như sau:

$$\begin{cases} k_{ro} = f(S_w, a_1, a_2, a_3, \dots) \\ k_{rw} = f(S_w, b_1, b_2, b_3, \dots) \end{cases} \quad (8)$$

trong đó a_i , b_i là các tham số cần phải xác định.

Để xác định các tham số a_i , b_i của hệ phương trình (8), cần chú ý một số đặc tính của đường cong thấm tương đối của pha dầu, nước như sau:

- Ứng với mỗi giá trị độ thấm tương đối của dầu thì có 1 giá trị độ thấm tương đối của nước, hoặc nói cách khác, chúng là ảnh xạ của nhau.

- Độ thấm tương đối của dầu nghịch biến theo độ bão hòa nước S_w , còn độ thấm tương đối của nước đồng biến theo độ bão hòa nước S_w .

Như vậy, mối liên kết được chuyển đổi ngược thành:

$$S_w = f(k_{rw}, a_1, a_2, a_3, \dots) \quad (9)$$

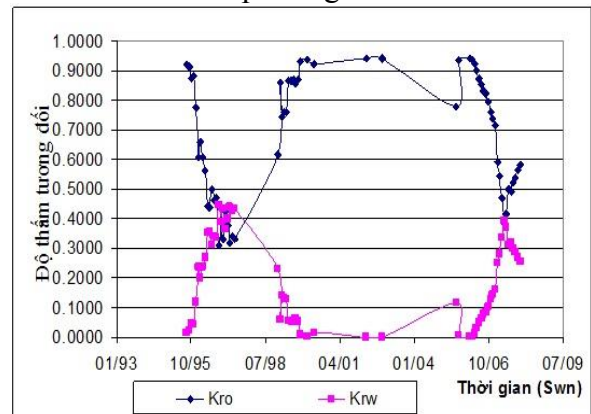
$$S_w = f(k_{ro}, b_1, b_2, b_3, \dots) \quad (10)$$

Để loại bỏ S_w , biến đổi kết hợp phương trình (8, 9 và 10) thu được hàm tổng quát để tìm các tham số cho phương trình biểu diễn đường cong thấm tương đối.

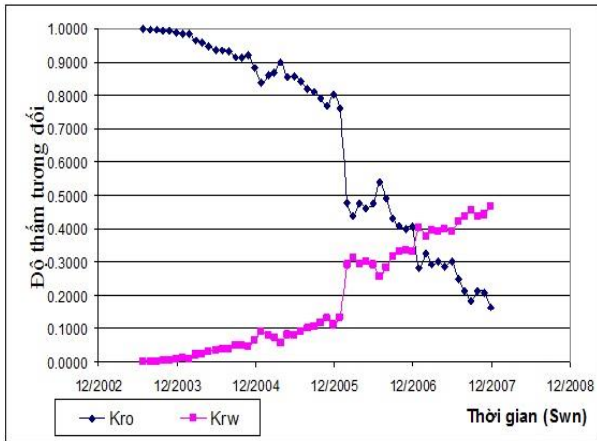
$$k_{ro} = f(k_{rw}, a_1, a_2, a_3, \dots, b_1, b_2, b_3, \dots) \quad (11)$$

$$k_{rw} = f(k_{ro}, a_1, a_2, a_3, \dots, b_1, b_2, b_3, \dots) \quad (12)$$

Công thức (11) và (12) cho thấy độ bão hòa nước đã bị triệt tiêu. Vì số lượng các tham số a_i và b_i khá lớn nên chỉ có thể thực hiện tìm nghiệm bằng phương pháp lặp. Nghiệm được tìm thấy sau một số vòng lặp nhất định và thỏa mãn sai số bình phương nhỏ nhất của quan hệ giữa các điểm tính. Độ bão hòa nước S_w sẽ được xác định qua các công thức (9) và (10). Do hàm số là hàm gần đúng nên S_w cũng là giá trị sát nhất thỏa mãn cả 2 phương trình trên.



Hình 1. Quan hệ độ thấm tương đối của dầu và nước theo thời gian của giếng 802



Hình 2. Quan hệ độ thấm tương đối của dầu và nước theo thời gian của giếng 456

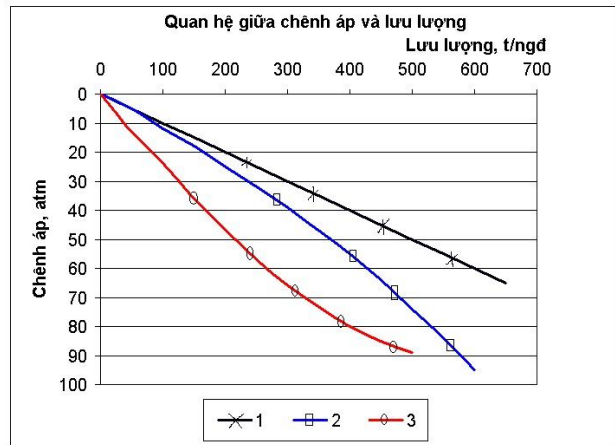
2.2. Các đường cong chỉ thị và quan hệ giữa chênh áp với lưu lượng

Các đường cong này được xây dựng ở các chế độ khai thác với áp suất vỉa cao hơn áp suất bão hòa, chúng gồm có 3 dạng chính (hình 3):

Dạng 1 (Dạng tuyến tính): Biểu diễn các dòng chảy ổn định, đặc trưng cho các giếng lưu lượng không quá cao và tuân theo định luật Darcy.

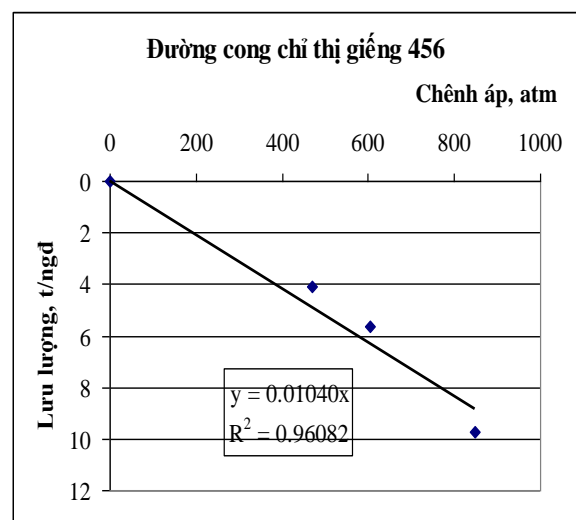
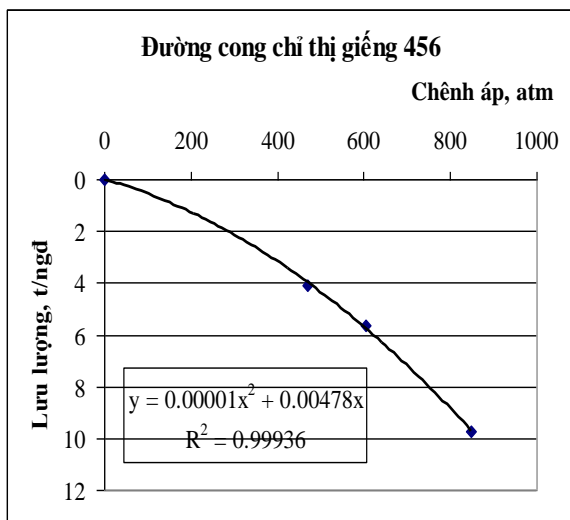
Dạng 2: Thu được khi giếng khai thác với sản lượng cao ở chế độ chảy tầng và chuyển tiếp. Khi chênh áp tăng lên, tới mức nào đó sự tăng lưu lượng không còn tỷ lệ thuận, thậm chí không tăng nữa.

Dạng 3: Khi chênh áp tăng tới một giá trị tới hạn nào đó sẽ xuất hiện dòng chảy trong các vỉa có độ thấm nhỏ mà trước đây các vỉa này không tham gia vào quá trình thẩm lọc.



Hình 3. Các đường quan hệ đặc trưng P-Q

Nghiên cứu đường cong chỉ thị của khoảng 42 giếng khai thác dầu trong tầng đá móng nứt nẻ của mỏ Bạch Hồ cho thấy số đường cong chỉ thị dạng 2 và 3 chiếm tỷ lệ không nhiều so với các giếng có đường cong chỉ thị theo dạng 1. Ngay cả trong trường hợp đường cong chỉ thị có dạng 2 và 3, khi xây dựng mối quan hệ giữa chênh áp và lưu lượng theo đường tuyến tính thì hệ số tương quan R^2 cũng rất cao và thường dao động trong khoảng 0,9 đến 1. Hình 4 thể hiện kết quả so sánh 2 trường hợp biểu thị mối quan hệ giữa chênh áp và lưu lượng của giếng 456. Hệ số tương quan trong 2 trường hợp đều rất cao cho thấy có thể áp dụng cả 2 trong những tính toán thực tế, sai số đều trong giới hạn cho phép.



Hình 4. Đường cong chỉ thị giếng 456 thể hiện qua đa thức bậc 2 và qua hàm bậc 1

2.3. Các bước thực nghiệm xác định đường cong thấm tương đối của các pha dầu, nước theo số liệu khai thác

Khi chấp nhận một hàm tổng quát biểu diễn sự biến thiên đường cong thấm tương đối của các pha dầu, nước (dạng hàm Corey, đa thức bậc 3...), các bước tính toán được thực hiện như sau:

1. Chọn các giếng ngập nước có độ biến thiên ngập nước đủ rộng (dải biến thiên cực đại của độ ngập nước là từ 0 tới 100%) và đã có các nghiên cứu về dòng ổn định trong giếng.
2. Xây dựng đường chỉ thị biểu diễn mối quan hệ giữa chênh áp và lưu lượng, quan hệ này có dạng $\Delta p = aQ_f$.
3. Xác định chênh áp dựa trên lưu lượng chất lưu khai thác thực tế ở từng thời điểm nghiên cứu với độ ngập nước nhất định.
4. Từ số liệu khai thác giếng như lưu lượng dầu, nước, chênh áp, độ thấm ban đầu cực đại tìm được các cặp số liệu độ thấm tương đối $k_{ro}[i]$, $k_{rw}[i]$, theo thời gian ngập nước thực tế.
5. Xây dựng mô hình đường cong thấm tương đối.
6. Chọn tập hợp các tham số ban đầu ($a_1, a_2, \dots, b_1, b_2, \dots$) trong phạm vi dao động cho phép, sử dụng phương pháp số xây dựng mối quan hệ $k_{ro} = f(k_{rw})$.
7. Tính sai số theo phương pháp bình phương nhỏ nhất cho bộ tham số ($a_1, a_2, \dots, b_1, b_2, \dots$), lặp lại các bước để hệ số tương quan đạt giá trị lớn nhất.
8. Xây dựng đường cong thấm tương đối theo độ bão hòa nước. Đường cong này được xem là đường cong thấm tương đối quy chuẩn.

9. Dựa trên các số liệu tổng hợp thu được từ nghiên cứu mẫu lõi về độ bão hòa nước liên kết, độ bão hòa dầu tàn dư..., xây dựng đường cong thấm tương đối của các pha dầu, nước theo độ bão hòa nước S_w khi biết các giá trị độ bão hòa dầu tàn dư S_{or} , độ bão hòa nước liên kết S_{wc} .

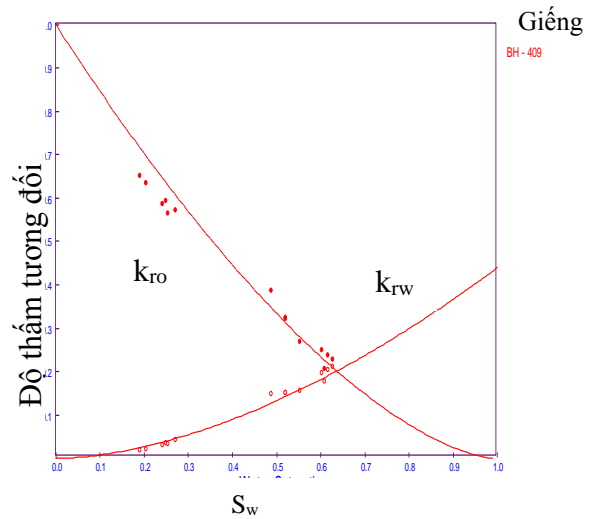
Chỉ có 2 hàm có thể biểu diễn quan hệ độ thấm tương đối với độ bão hòa nước: hàm đa thức bậc 3 và hàm Corey. Tuy nhiên, hàm đa thức bậc 3 khó ứng dụng vì trong khoảng biến thiên từ 0 - 1 của độ bão hòa nước bắt buộc không được có cực trị, nhưng trong thực tế thường xuất hiện các cực trị này. Hàm Corey là

hàm phù hợp nhất để biểu diễn các mối quan hệ mà chúng ta đang cần xác định.

2.4. Số liệu tính toán đường cong thấm tương đối cho các giếng ở tầng móng mỏ Bạch Hổ.

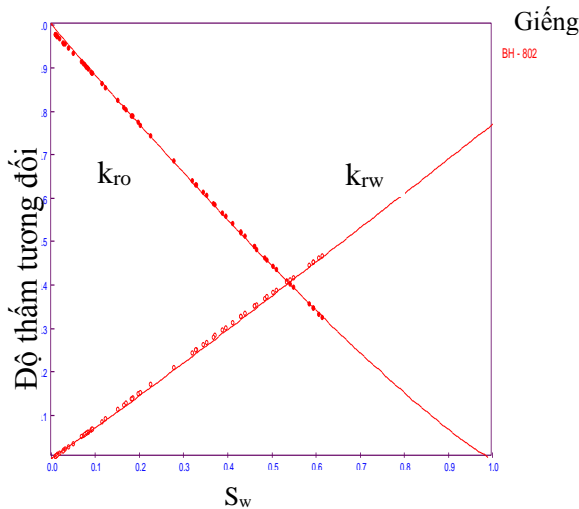
1. Các đường mô tả quan hệ giữa độ thấm tương đối với độ bão hòa dầu dù được tính cho các giếng khác nhau phân bố khá đều trên toàn bộ thân dầu móng nhưng đều thể hiện xu thế biến đổi khá phù hợp, cùng chung một đặc tính.

2. Có 2 loại đường cong thấm tương đối rất đặc trưng, một loại biến thiên gần giống với đường cong thấm tương đối có được qua nghiên cứu mẫu lõi của đá chứa trong móng. Loại đường này có biến thiên theo hàm mũ rõ ràng với độ cong đặc trưng. Giá trị độ thấm tương đối của nước, khi độ bão hòa nước cực đại, dao động từ 0.5 trở xuống. Các giếng có loại đường cong thấm tương đối biến đổi theo dạng này không nhiều, khoảng 8 giếng (hình 5). Các giếng này có đường cong chỉ thị chênh áp và lưu lượng thuộc dạng số 3. Trong những giếng này sau khi chênh áp tăng cao đã xuất hiện các nứt nẻ có độ thấm kém và chúng bắt đầu hoạt động.



Hình 5. Đường cong thấm tương đối quy chuẩn giếng 409

Loại đường cong thấm tương đối thứ 2 phổ biến hơn, loại này biến thiên gần như theo một đường thẳng. Giá trị độ thấm tương đối cực đại của nước cao hơn trường hợp trên và dao động trong khoảng 0.6-0.8, phổ biến trong khoảng 0.6. (hình 6).



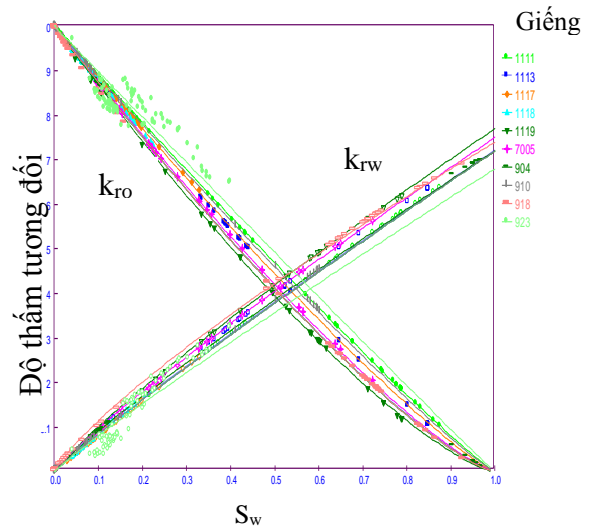
Hình 6. Đường cong thấm tương đối quy chuẩn giếng 409

Khác với đường cong thấm tương đối thu được từ nghiên cứu trên mẫu lõi, đường cong thấm tương đối của nước trong trường hợp này biến thiên theo độ bão hòa nước nhanh hơn và giá trị cực đại của chúng cũng cao hơn, gần như gấp đôi. Ngược lại đường cong thấm tương đối của dầu lại suy giảm chậm hơn.

4. Đường cong thấm tương đối của các pha dầu, nước thu được qua phương pháp này thể hiện dòng chảy tổng hợp của môi trường độ rỗng kép: độ rỗng macro và micro nứt nẻ, trong đó độ rỗng macro nứt nẻ chiếm ưu thế.

Trên hình 7 trình bày các đường cong thấm tương đối của một số giếng đã được xử lý. Sự giống nhau của chúng biểu thị môi trường thấm lọc nứt nẻ. Lựa chọn loại đường cong thấm tương đối có hình dạng gần như đường thẳng là có cơ sở, tham khảo kết quả thí nghiệm của Romm.

Các phân tích trên cho thấy việc xử lý các số liệu tính toán theo phương pháp này và tổng hợp với những phương pháp truyền thống là rất quan trọng. Số lượng lớn các số liệu tính toán và sự phù hợp của chúng về dạng biến thiên là minh chứng cho thấy chúng có thể là duy nhất khi biểu diễn động thái ngập nước của giếng khai thác trong môi trường nứt nẻ một cách vĩ mô, bao trùm không gian thấm lân cận giếng hoặc xa hơn nữa.



Hình 7. Tập hợp đường cong thấm tương đối quy chuẩn

3. Kết luận

- Kết quả nghiên cứu cho thấy sự biến thiên đường cong thấm tương đối theo đường thẳng rõ ràng chiếm ưu thế trong gần như toàn bộ các giếng.

- Dạng đường cong thấm tương đối của nước có xu hướng có bậc Corey giảm xuống 1, đường cong thấm tương đối của dầu có xu hướng bậc 2. Điều này sẽ là những phân tích mới áp dụng cho mô hình thủy động lực học hiện nay.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Đinh Thành Chung, 2010. PetroVietnam, “Phân tích và mô hình hóa động thái ngập nước trong thân dầu móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ”.
- [2]. Viện NIPI - Xí nghiệp Vietsovpetro, 2007, “Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ”.
- [3]. Viện NIPI, 1998 – 2009. Phân tích hiện trạng khai thác mỏ Bạch Hổ và Rồng.
- [4]. Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, Elphick J, Kuchuk F, Romano C and Roodhart L: “Water Control,” Oilfield Review 12, no. 1 (Spring 2000): 30–51.
- [5]. Texas USA, 1999. Water Control. Bill Bailey.
- [6]. SPE 077569, (Bondar), “WOR Analysis”.
- [7]. SPE 30775, October 22–25, 1995, Dallas, Texas, USA, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

(xem tiếp trang 12)

SUMMARY

The relation between relative permeability and productive data of wells in fractured basement reservoir at the white tiger oil field

Nguyen The Vinh, Nguyen Khac Long, *Hanoi University of Mining and Geology*

Dinh Thanh Chung, Cao Xuan Hung, *Vietnam Petroleum Institute*

Tulparkhan SH.Salavatov, Haji KH.Malikov, *Azerbaijan State Oil Academy*

The article presents the research results determining the relative permeability of the oil-water phases through productive data from producing wells in White Tiger Field fractured basement reservoir. By building the empirical formulas displaying the relationship between the saturation of phases, relative permeability of the phases have been identified. The study results showed that the variation relative permeability curves is mainly linear almost all of the flooded wells. The results of this study will be used as the basis to build the relative permeability curves of the oil-water phases applied in hydrodynamic model for the calculation of production rate, to enhance recovery in basement of White Tiger Field