ĐẶC TÍNH CHỨA CỦA TẬP E, HỆ TẦNG TRÀ CÚ, LÔ 15-1a THUỘC BỂ CỬU LONG

ThS. Hoàng Mạnh Tấn, ThS. Nguyễn Hồng Minh, KS. Nguyễn Văn Hiếu
Viện Dầu khí Việt Nam

Mở đầu

Bài viết đánh giá tính chất chứa của tập E, hệ tầng Trà Cú (thuộc Lô 15-1a, bể Cửu Long) dựa trên kết quả phân tích được thực hiện tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI-Labs). Đá chứa tập E trong khu vực nghiên cứu chủ yếu thuộc dạng arkose, lithic arkose và ít hơn là feldspathic greywacke; có độ rỗng trung bình 9,39%, độ thấm trung bình 0,085mD; quan hệ giữa k và Φ có hệ số hồi quy tương đối cao (R^2 = 0,692). Độ bão hòa nước được xác định bằng cách đo trực tiếp trên mẫu và từ một số đường quan hệ được thiết lập (mục 2.2). Đây là phương pháp đánh giá độ bão hòa nước trong vỉa để so sánh với các phương pháp khác, đặc biệt là đối với những giếng khoan sử dụng dung dịch khoan gốc nước. Từ kết quả phân tích đường cong áp suất mao dẫn, nhóm tác giả xác định đặc trưng cấu trúc kênh rỗng, góp phần đánh giá khả năng chứa và dịch chuyển của dầu trong các kênh rỗng trong quá trình khai thác; từ đó đề xuất các giải pháp tối ưu tác động vào vỉa nhằm tăng cường khả năng thu hồi dầu.

1. Giới thiệu

Tập E, hệ tầng Trà Cú (thuộc Lô 15-1a) có tuổi Oligocen sớm. Trong thời kỳ này có hoạt động của núi lửa được minh chứng bằng các đá phun trào và trầm tích phun trào. Trầm tích của tập cách nguồn cung cấp vật liệu không xa và được trầm tích trong môi trường sông (fluvial), hồ (lacustrine) với mức độ biến đổi sau trầm tích ở giai đoạn diagenesis. Tập nghiên cứu đã phát hiện được các tầng sản phẩm dầu khí cho dòng với lưu lượng công nghiệp.

Trong quá trình khoan tìm kiếm, thăm dò tại Lô 15-1a, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) đã phát hiện các vỉa dầu khí nằm trong tập E, hệ tầng Trà Cú. Tầng nghiên cứu là các vỉa cát, bột, sét xen kẽ, phân lớp không dày và có chiều sâu từ 2.900 - 4.400m. Dung dịch gốc dầu được sử dụng để khoan các giếng khoan tại Lô 15-1a và 104m mẫu lõi được lấy tại vị trí các giếng khoan T-2A, 3A, 4A và N-3A thuộc 2 khu vực mỏ T và mỏ N. Các mẫu này được phân tích đặc điểm thạch học, độ rỗng, độ thấm và đo áp suất mao dẫn bằng phương pháp màng bán thấm.

Cụ thể, các phân tích thạch học được tiến hành trên các mẫu lõi, mẫu vụn bằng các phương pháp: nghiên cứu lát mỏng thạch học (trên 200 mẫu), kính hiển vi điện tử quét (70 mẫu) và phương pháp nhiễu xạ tia X (360 mẫu). Các phân tích mẫu lõi thông thường (độ rỗng, độ thấm và tỷ trọng) được tiến hành trên 225 mẫu. Trong đó, độ rỗng thể hiện khả năng chứa chất lưu của đất đá và là thông số quan trọng trong công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Độ rỗng của mẫu được đo bằng phương pháp nén khí heli dựa trên Định luật Boyler [6] thông qua việc xác định thể tích khung đá và thể tích lỗ rỗng. Độ thấm thể hiện khả năng cho dòng của vỉa và là một trong những thông số quyết định lưu lượng khi tiến hành khai thác. Độ thấm tuyệt đối của mẫu được đo bằng thiết bị CMS-300 ở điều kiện nén hông (NOB) theo phương pháp dòng chảy của khí không ổn định và được xác định theo Định luật Forheimer.

Phân tích độ bão hòa nước dư trực tiếp từ mẫu lõi được tiến hành trên 89 mẫu, đo bằng phương pháp Dean-Stark [6]. Trong đó, lưu ý vấn đề lấy mẫu từ giếng khoan và bảo quản tốt để không ảnh hưởng đến sự thay đổi hàm lượng nước chứa trong mẫu. Theo Kenedy, Van Meter và Jones [7], tại các giếng khoan sử dụng dung dịch khoan gốc nước có ảnh hưởng nhiều đến độ bão hòa nước ban đầu của mẫu đá và trạng thái bão hòa nước ban đầu của mẫu được bảo tồn tốt khi mẫu được khoan bằng dung dịch gốc dầu.

Áp suất mao dẫn của tập E, hệ tầng Trà Cú được xác định bằng phương pháp màng bán thấm ở điều kiện mẫu được nén áp suất tại điều kiện vỉa (38 mẫu). Từ đường cong áp suất mao dẫn sẽ xác định được sự phân bố kích thước kênh rỗng; dự đoán sự phân bố chất lưu trong vỉa, chất lượng đá chứa và khả năng tham gia dòng chảy của các chất lưu, chiều sâu của mực nước tự do.

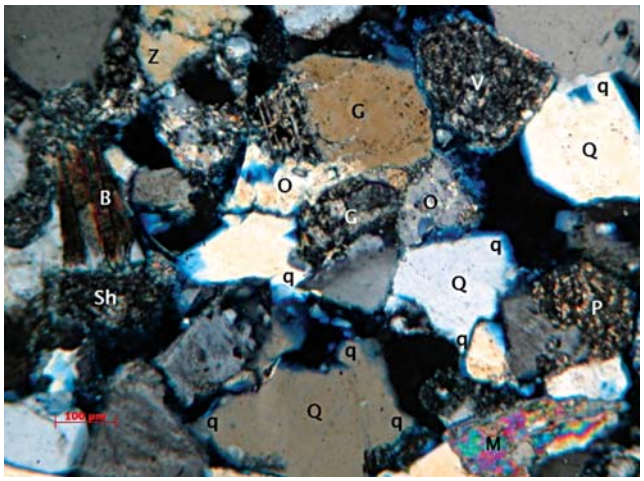
2. Đặc tính chứa của tập E, hệ tầng Trà Cú

2.1. Đặc điểm thạch học

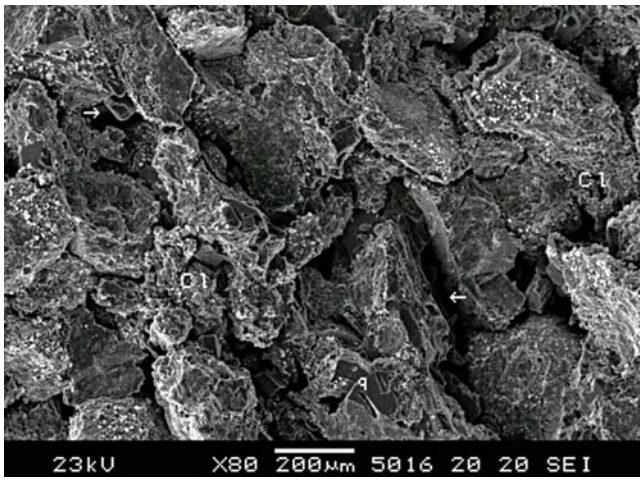
Theo kết quả phân tích lát mỏng, đối với khu vực mỏ T [5], đá của tập chủ yếu là cát kết sạch hạt mịn, độ chọn lọc trung bình, thuộc loại cát kết lithic arkose rất ít feldspathic và arkose (theo phân loại của R.L.Folk 1974). Đá chứa phong phú mảnh đá phun trào (phổ biến là 10 - 20%), granite (5 - 10%), chert (1 - 2%), schist (2 - 4%) và quartzite (1 - 2%) (Hình 1). Khoáng vật thứ sinh với phần lớn là thạch anh, calcite, zeolite (xuất hiện không đều). Khoáng vật sét xuất hiện rải rác, chủ yếu là chlorite (Hình 2) và ít illite cùng với hỗn hợp sét illite-smectite; chlorite tăng dần theo chiều sâu và không có sự xuất hiện của smectite, kaolinite.

Tại khu vực mỏ N [4], các mẫu phân tích chủ yếu là đá cát kết dạng arkose, lithic arkose và ít hơn là feldspathic litharenite, có kích thước hạt từ rất mịn đến thô, phổ biến là hạt trung bình đến thô. Hình dạng các hạt từ bán góc cạnh đến tròn cạnh và ít hơn là dạng góc cạnh, độ chọn lọc từ trung bình đến tốt. Tiếp xúc giữa các hạt đa phần là dạng điểm và đường cho thấy đá bị ép nén chưa cao (Hình 3). Hiện tượng xi măng hóa rất mạnh ảnh hưởng không nhỏ đến khả năng chứa của đá, các khoáng vật thứ sinh lấp đầy các kênh rỗng như zeolite (Hình 4), calcite, siderite, thạch anh, chlorite (Hình 5), kaolinite và các khoáng vật sét khác. Theo kết quả phân tích nhiễu xạ tia X (XRD) cho toàn bộ đá, hàm lượng sét trung bình đạt 15% và chủ yếu tập trung trong khoảng 4 - 10%. Trong đó, lượng khoáng vật smectite trung bình chiếm khoảng 34,6%. Các khoáng vật sét phát triển mạnh khiến độ thấm giảm và tăng độ bão hòa nước dư trong đá chứa.

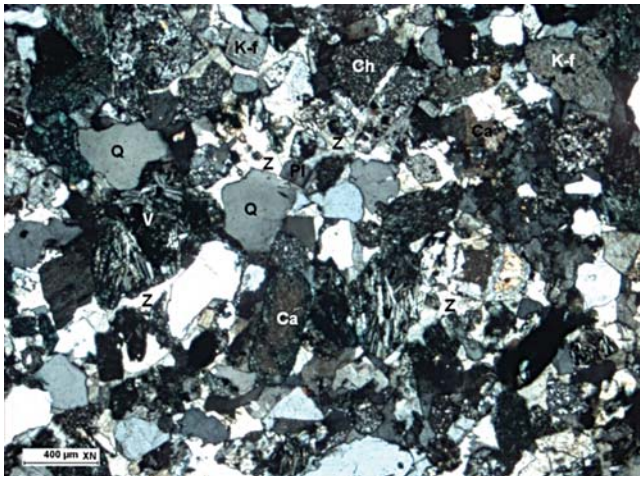
Trầm tích tập E được vận chuyển chưa quá xa so với nguồn cung cấp vật liệu và trầm tích trong môi trường năng lượng cao đến thấp (như môi trường sông, hồ); có nguồn gốc cung đảo magma và móng nâng lục địa. Theo kết quả phân tích thạch học, độ rỗng được đánh giá



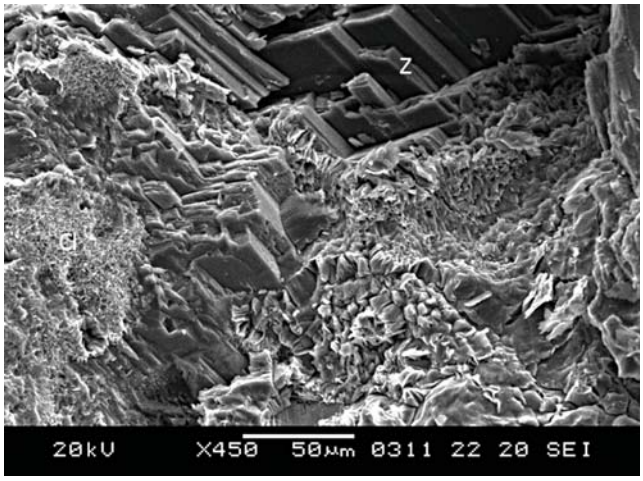
Hình 1. *Độ sâu 3.831,36m - Giếng khoan T-3A*



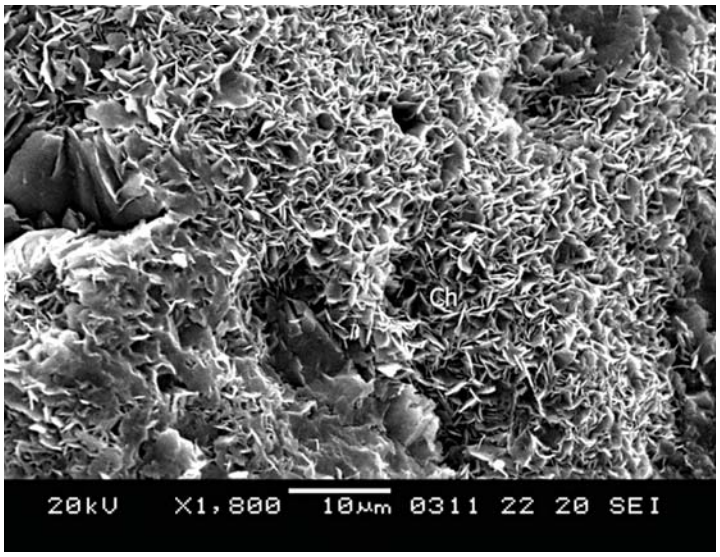
Hình 2. *Độ sâu 3.996,36m - Giếng khoan T-4A*



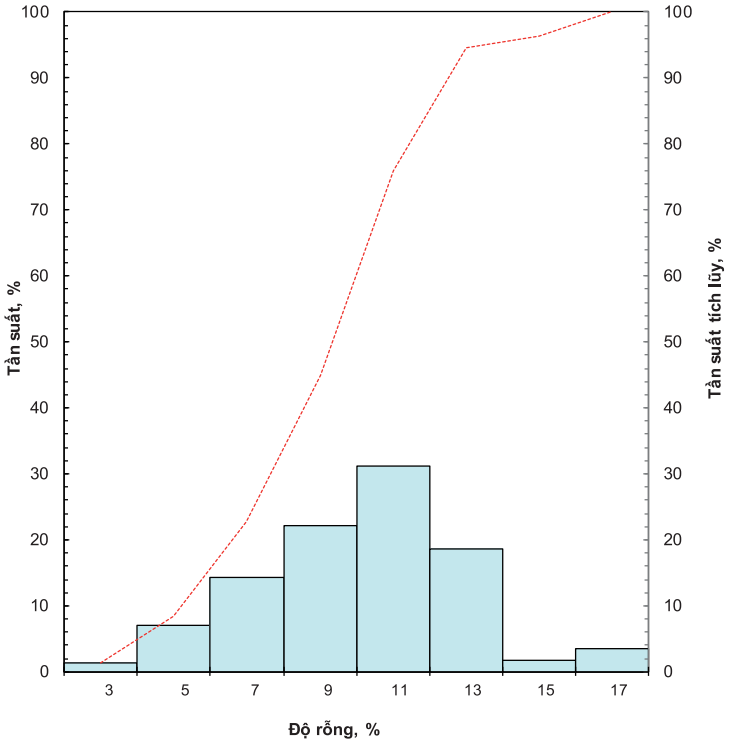
Hình 3. *Độ sâu 2.972,05m - Giếng khoan N-3A*



Hình 4. *Độ sâu 2.975,2m - Giếng khoan N-3A*



Hình 5. *Độ sâu 2.975,2m - Giếng khoan N-3A*



Hình 6. *Biểu đồ tần suất độ rỗng tập E*

trung bình gồm: rỗng nguyên sinh phổ biến (8 - 12%) và một phần rỗng thứ sinh (1 - 1,4%). Trong quá trình thành tạo các khoáng vật thứ sinh thường tạo ra các vi lỗ rỗng và hầu hết các khoáng vật có mức độ trao đổi cation thấp (ngoại trừ số lượng nhỏ khoáng vật smectite, ilite có mức độ trao đổi cation cao và trung bình). Đặc điểm thạch học như trên đã tạo nên sự khác biệt trong khả năng chứa của đá, thể hiện rõ nhất là hàm lượng nước dư trong thể tích các kênh rỗng (mục 2.2).

2.2. Đặc điểm mẫu lõi

2.2.1. Độ rỗng và độ thấm

Theo phân tích, mẫu lõi, đá chứa của tập E có độ rỗng thấp, giá trị trung bình đạt 9,39%, chủ yếu tập trung trong khoảng 7 - 13% (Hình 6) [1, 3]. Bảng 2 cho thấy đá chứa ở mỏ N có độ rỗng trung bình (8,50%) thấp hơn so với đá chứa ở mỏ T (9,8%). Độ thấm của tập E thay đổi lớn từ < 0,01mD đến hàng trăm mD, giá trị trung bình đạt 0,085mD (Hình 7). Quan hệ rỗng - thấm (Hình 8) được tính theo công thức sau:

$$Log(K) = 0{,}4351 * \phi - 4{,}6990$$

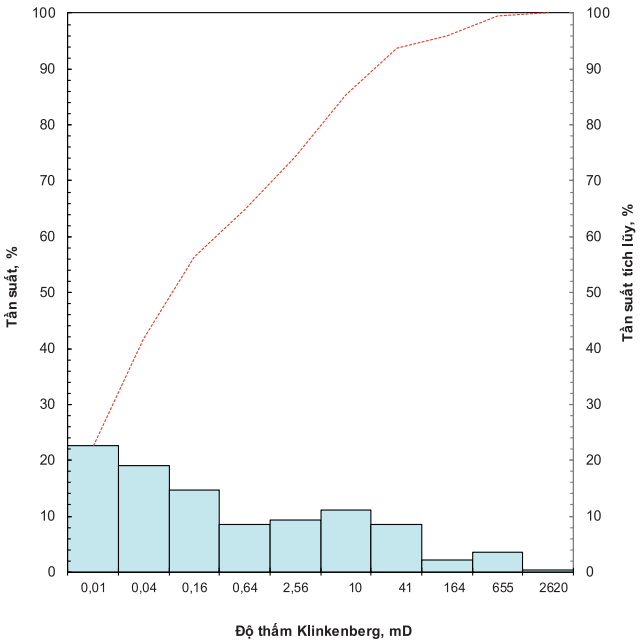
Quan hệ này có hệ số gắn kết tương đối cao ($R^2 = 0{,}692$), có thể sử dụng để tính độ thấm tại các điểm khác nhau trong vỉa khi biết độ rỗng. Độ thấm trung bình của tập E ở mỏ N thấp hơn so với độ thấm ở mỏ T (Bảng 2). Tỷ số giữa thấm vuông góc và thấm song song KV/KH (Bảng 2) của tập E tại mỏ N (0,512) nhỏ hơn nhiều so với mỏ T (0,918). Điều này cho thấy khả năng rất lớn đá tập E tại mỏ T sẽ chảy theo hướng vuông góc với mặt lớp. Nhìn chung, đây là tập đá chứa có độ rỗng, độ thấm trung bình thấp, giá trị thay đổi mạnh theo diện phân bố. Do vậy, vẫn có khả năng tìm thấy khu vực mà ở đó đá tập E có khả năng chứa tốt hơn so với vùng nghiên cứu.

2.2.2. Độ bão hòa nước

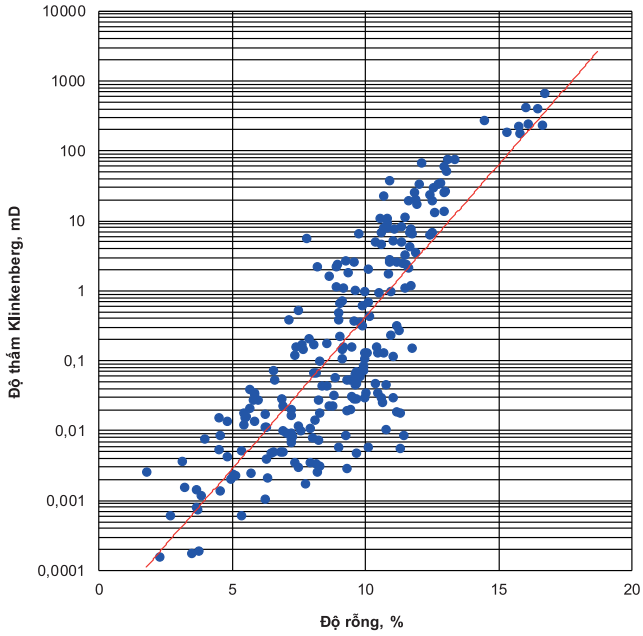
Độ bão hòa nước trung bình đo trực tiếp trên mẫu lõi của tập E đạt 41,49%. Trong đó, độ bão hòa nước trung bình ở mỏ N đạt 59,23%, cao hơn so với mỏ T (35,58%), phù hợp với kết quả phân tích thạch học (mục 2.1). Chi tiết về độ bão hòa nước tại từng giếng khoan được thể hiện trong Bảng 4.

Ngoài cách đo trực tiếp trên mẫu, độ bão hòa nước có thể được xác định gián tiếp thông qua quan hệ giữa áp suất mao dẫn với độ bão hòa nước hoặc từ các đường cong địa vật lý giếng khoan.

Kết quả phân tích mẫu lõi thông thường cho thấy tính chất vỉa của tập có sự biến đổi rất lớn ở các vị trí và cấu tạo khác nhau. Điều này gây khó khăn trong việc dự báo chính xác khả năng khai thác cũng như đánh giá trữ lượng. Để có thể đánh giá tổng thể tính chất của tập về sự phân bố của chất lưu dựa trên kết quả phân tích mẫu lõi, nhóm tác giả đã phân tích tổng hợp các đường



Hình 7. *Biểu đồ tần suất độ thấm tập E*



Giếng khoan: T-2A, T-3A, T-4A, N-3A — Log (Y) = *X - 4,6990

225 mẫu — Hệ số hồi quy R^2 = 0,692

Hình 8. *Biểu đồ quan hệ độ rỗng - độ thấm toàn tập E*

cong áp suất mao dẫn, thiết lập các hàm quan hệ và lựa chọn cách xác định độ bão hòa nước trong vỉa sát với thực tế nhất.

2.3. Áp suất mao dẫn (P_c) và ứng dụng trong việc đánh giá tính chất vỉa

Theo phương pháp màng bán thấm, có 38 mẫu tập E được chọn và xác định độ bão hòa nước tại các cấp áp suất: 2, 4, 8, 15, 35, 70, 120 và 200psig.

$$P_c = \frac{2.\delta.\cos\theta}{r}$$

Trong đó:

P_c: Áp suất mao dẫn, dynes/cm^2;

d: Sức căng bề mặt, dynes/cm;

θ: Góc dính ướt, độ;

r: Bán kính lỗ rỗng, cm.

Từ số liệu đo áp suất mao dẫn (Bảng 3), nhóm tác giả lập quan hệ giữa chỉ số chất lượng đá chứa (RQI) với độ bão hòa nước dư (Swi), giữa độ thấm (K) với Swi, xây dựng quan hệ hàm J-Function với Swi. Từ đó lựa chọn phương pháp xác định độ bão hòa nước dư một cách tối ưu nhất.

2.3.1. Quan hệ tính chất của đá với chất lưu theo hàm J-Function

Thực tế thí nghiệm xác định áp suất mao dẫn chỉ được tiến hành trên từng mẫu nhỏ (là các phần rất nhỏ của vỉa). Do vậy, việc kết hợp các thông số mao dẫn cho từng loại đá chứa là rất cần thiết. Phương pháp này lần đầu tiên được công bố bởi Leverett [8] và sử dụng hàm quan hệ J-Function:

$$J_{(sw)} = \frac{P_c}{\delta}\cdot\left(\frac{k}{\phi}\right)^{1/2}$$

Trong đó:

P_c: Áp suất mao dẫn, dynes/cm^2;

k: Độ thấm, cm^2;

d: Sức căng bề mặt, dynes/cm;

f: Độ rỗng, p.đ.v.

Tập hợp kết quả phân tích đã được tính toán theo công thức trên với giá trị sức căng bề mặt d = 72dynes/cm. Từ đó, lập được hàm J-Function, có hệ số hồi quy (R^2 = 0,732) (Hình 9) và xác định độ bão hòa nước dư một cách tương đối tại mọi vị trí của đá chứa so với mặt ranh giới dầu nước khi biết giá trị độ rỗng và độ thấm.

2.3.2. Xác định kích thước lỗ rỗng

Bán kính lỗ rỗng của các kênh dẫn được tính theo công thức:

$$r = (2.\delta.\cos\theta)/P_c$$

Theo sự phân bố kích thước lỗ rỗng (Hình 10), bán kính kênh rỗng phân bố trong khoảng từ dưới 0,104micron đến hơn 10,443microns. Kích thước lỗ rỗng tập trung chủ yếu trong 2 khoảng: (1) từ 0,579micron đến

hơn 10,443microns và (2) dưới 0,104micron. Hình 10 cho thấy kích thước lỗ rỗng tại mỏ N nhỏ hơn so với mỏ T. Điều này được lý giải do sự phát triển mạnh của các khoáng vật thứ sinh và khoáng vật sét tại mỏ N khiến kích thước, thể tích lỗ rỗng giảm.

Sự phân bố kích thước lỗ rỗng, tính chất dính ướt của đá và tài liệu đo độ thấm tương đối cho phép đánh giá khả năng tham gia dòng chảy của các kênh rỗng. Từ đó, xác định các giải pháp tối ưu tác dụng vào vỉa để tăng cường khả năng thu hồi dầu của mỏ. Tuy nhiên do không có tài liệu thấm tương đối, nên nhóm tác giả chỉ nhận định: đá chứa ưa nước, nếu sử dụng nước bơm ép đơn thuần để duy trì áp suất vỉa thì hiệu quả thu hồi dầu không cao, cần phải nghiên cứu kỹ hơn.

2.3.3. Xác định độ bão hòa nước dư thông qua việc lập quan hệ giữa chỉ số chất lượng vỉa với độ bão hòa nước dư và quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư

Chỉ số chất lượng vỉa (RQI) được tính như sau:

$$RQI = 0,0314(K/\Phi)^{0,5}$$

Trong đó:

K: Độ thấm;

Φ: Độ rỗng.

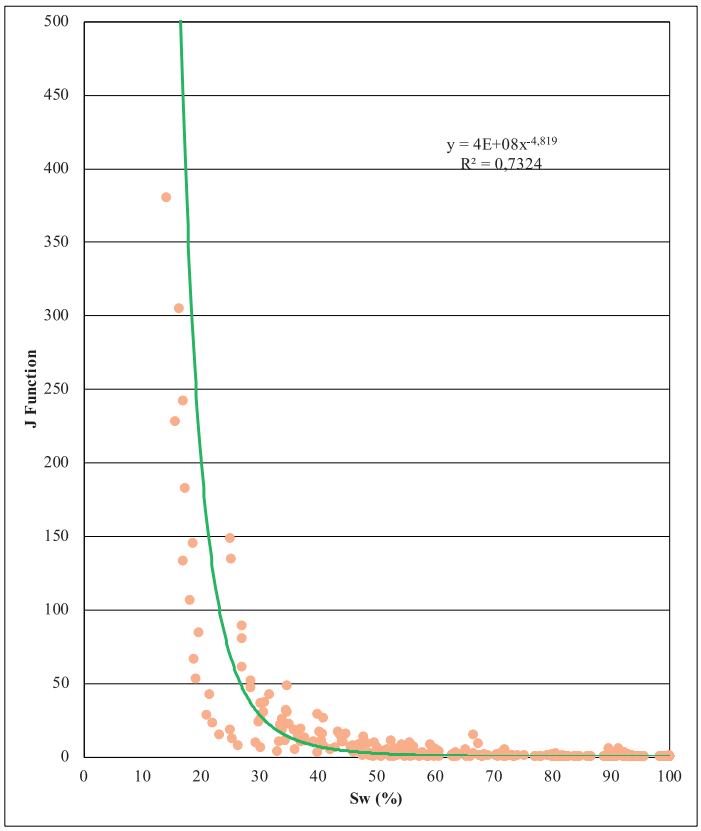
Nhóm tác giả đã thiết lập mối quan hệ giữa chỉ số chất lượng vỉa (RQI) với độ bão hòa nước dư (Swi) theo số liệu áp suất mao dẫn và quan hệ giữa độ thấm với Swi. Kết quả cho thấy, cả hai đường biểu thị quan hệ này đều có hệ số hồi quy rất tốt (R^2 > 0,8) và có thể sử dụng để tính độ bão hòa nước dư cho các điểm có độ sâu khác nhau trong vỉa. Để có quan hệ toàn diện hơn với vỉa, nhóm tác giả sử dụng quan hệ RQI-S_{wi} (Hình 11) để tính độ bão hòa nước dư cho các mẫu (Bảng 1).

$$RQI = 470326,33 * S_{wi}^{-4,32}$$

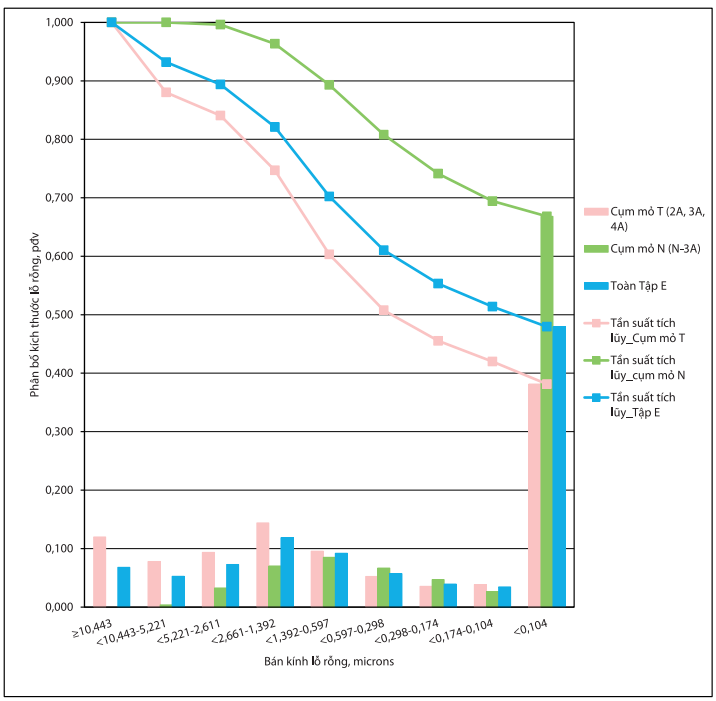
Các giếng khoan tại Lô 15-1a đều được khoan bằng dung dịch gốc dầu. Do đó, có thể sử dụng quan hệ giữa RQI hoặc độ thấm với S_w đo trực tiếp trên mẫu để tính độ bão hòa nước cho các điểm không được lấy mẫu phân tích chỉ tiêu này. Mối quan hệ được thể hiện như sau:

$$RQI = 193,6 * S_w^{-2,34}$$

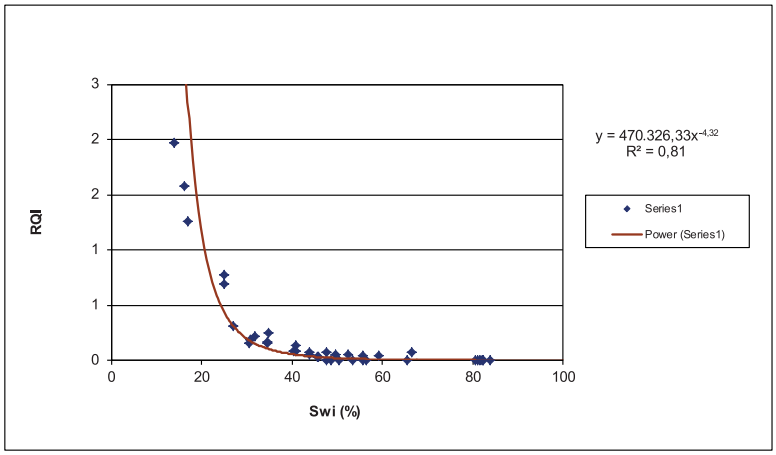
Với kết quả tính toán từ các hàm quan hệ cho thấy: do mẫu được khoan bằng dung dịch gốc dầu cho nên độ bão hòa nước trung bình đo trực tiếp trên mẫu xấp xỉ so với kết quả tính toán từ các hàm quan hệ (Bảng 4). Điều này phù hợp với kết luận của Kenedy, Van Meter và Jones [7] và chứng tỏ kết quả thí nghiệm sát với



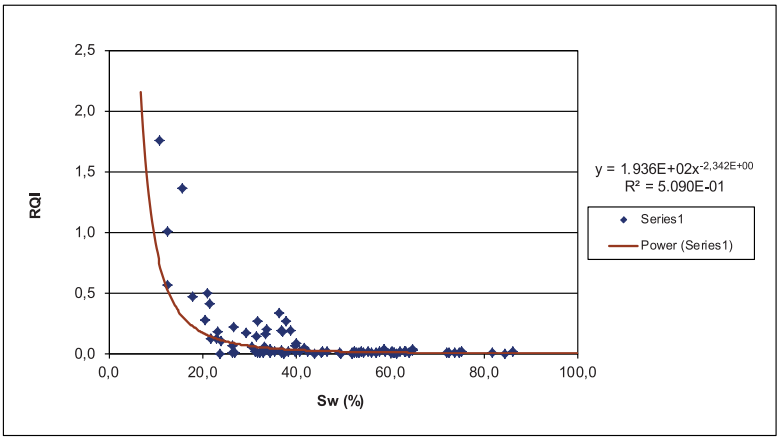
Hình 9. *Quan hệ hàm J-Function với Sw*



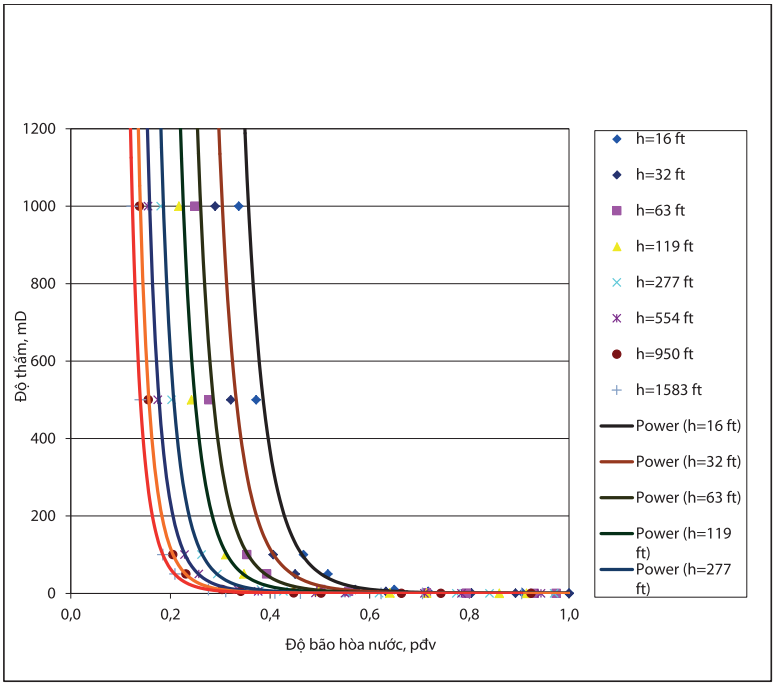
Hình 10. *Biểu đồ phân bố kích thước lỗ rỗng*



Hình 11. *Quan hệ RQI với Swi (theo áp suất mao dẫn)*



Hình 12. *Quan hệ RQI với Sw (đo trực tiếp từ mẫu)*



Hình 13. *Biểu đồ quan hệ độ thấm và độ bão hòa nước theo chiều cao so với ranh giới dầu - nước*

thực tế, các đường quan hệ đáng tin tưởng để sử dụng cho việc tính toán độ bão hòa nước của tập.

So sánh các quan hệ giữa RQI, độ thấm và hàm J-Function với độ bão hòa nước dư cho thấy các quan hệ trong mục 2.3.3 có hệ số hồi quy tốt hơn. Do vậy, các quan hệ này đã được sử dụng cho việc xác định độ bão hòa nước dư cho tập (Bảng 1 và 4).

2.3.4. Xây dựng quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo chiều cao so với ranh giới dầu - nước

Thí nghiệm đo áp suất mao dẫn được tiến hành đối với hệ khí - nước, để có thể áp dụng đối với vỉa trong thực tế nếu là hệ dầu - nước trước hết cần phải chuyển đổi áp suất mao dẫn theo thí nghiệm sang điều kiện thực tế của vỉa theo công thức sau:

$$(P_c)_R = \frac{\delta_R.\cos\theta}{\delta_L.\cos\theta}.(P_c)_L$$

Trong đó:

$(P_c)_R$: Áp suất mao dẫn ở điều kiện vỉa, psi;

δ_R, δ_L: Sức căng bề mặt giữa các chất lưu ở điều kiện vỉa và điều kiện phòng thí nghiệm, dynes/cm;

$(P_c)_L$: Áp suất mao dẫn đo trong phòng thí nghiệm, psi.

Mặt khác, trên cơ sở xác định độ bão hòa dư khi mẫu đặt một áp suất mao dẫn bằng hay lớn hơn hiệu áp suất giữa cột nước và cột dầu có chiều cao (h) bằng khoảng cách từ ranh giới dầu - nước đến điểm lấy mẫu tương ứng. Trong suốt quá trình địa chất lâu dài của mỏ, sự tồn tại song song của nước và dầu nên có thể giả định có tồn tại sự cân bằng lực mao dẫn, nghĩa là:

$$P_c = \frac{h.(\rho_n - \rho_d)}{144}$$

Từ đó có thể tính:

$$h = \frac{P_c.144}{(\rho_n - \rho_d)}$$

Trong đó:

P_c: Áp suất mao dẫn, psi;

h: Chiều cao so với mặt ranh giới dầu - nước, ft;

Bảng 1. *Kết quả phân tích mẫu*

Mẫu	Độ sâu (m)	Độ rỗng (%)	Độ thấm (mD)	Tỷ trọng hạt (gr/cm^3)	Độ bão hòa (%)	RQI	S_{wi}* (%)	S_w* (%)
1	3.831,23	5,0	0,0030	2,66	60,67	0,008	63,27	75,31
2	3.831,33	5,8	0,0273	2,60		0,022	49,94	48,69
3	3.831,44	3,8	0,0012	2,68		0,006	68,38	86,91
4	3.831,57	3,7	0,0002	2,70		0,002	84,14	127,42
5	3.831,86	3,6	0,0008	2,66		0,005	71,19	93,61
6	3.832,04	8,4	0,0600	2,60	32,80	0,026	47,70	44,73
7	3.832,15	5,4	0,0184	2,66		0,018	51,88	52,24
8	3.832,40	10,9	2,5900	2,63		0,153	31,74	21,10
9	3.832,71	5,8	0,0140	2,68		0,015	54,02	56,27
10	3.833,04	10,9	2,3000	2,64	31,40	0,144	32,21	21,68
11	3.833,45	9,8	0,3640	2,57		0,061	39,34	31,35
12	3.833,86	10,9	1,0100	2,62		0,095	35,42	25,83
13	3.833,92	8,0	0,0670	2,60		0,029	46,75	43,10
14	3.834,11	5,6	0,0215	2,64		0,019	51,21	50,98
15	3.834,41	4,8	0,0138	2,64		0,017	52,93	54,18
16	3.834,82	6,0	0,0281	2,63		0,022	49,98	48,75
17	3.834,90	5,3	0,0170	2,66	75,19	0,018	52,35	53,10
18	3.835,00	5,4	0,0122	2,63		0,015	54,45	57,09
19	3.835,45	4,5	0,0090	2,68		0,014	55,41	58,96
20	3.835,53	6,4	0,0310	2,64	35,31	0,022	49,71	48,27
21	3.835,92	3,7	0,0007	2,67		0,004	71,98	95,54
22	3.836,15	6,0	0,0344	2,60	52,37	0,024	48,90	46,83
23	3.836,22	7,4	0,5410	2,59		0,085	36,42	27,19
24	3.836,52	10,8	8,0600	2,58		0,271	27,81	16,54
25	3.836,83	11,3	8,3400	2,61		0,270	27,85	16,58
26	3.837,15	5,8	0,0400	2,68		0,025	48,52	46,15
27	3.837,22	9,3	2,6400	2,61	33,35	0,168	31,09	20,31
28	3.837,48	10,6	8,0900	2,60		0,274	27,75	16,46
29	3.837,80	8,9	2,2500	2,61		0,158	31,51	20,82
30	3.838,17	7,8	5,6800	2,63		0,268	27,88	16,61
31	3.838,33	10,4	12,1000	2,62	36,18	0,339	26,42	15,04
32	3.838,48	11,8	20,500	2,64		0,413	25,23	13,82
33	3.839,27	5,7	0,0100	2,65	63,91	0,014	55,62	59,39
34	3.839,56	10,8	9,5300	2,64		0,295	27,27	15,95
Trung bình					**46,80**		**45,77**	**44,91**

Swi: Độ bão hòa nước được tính từ hàm quan hệ giữa RQI với Swi*
Sw: Độ bão hòa nước được tính từ hàm quan hệ giữa RQI với Sw*

ρ_n, ρ_d: Tỷ trọng của nước và của dầu, lb/cft.

Do không có số liệu đo ở điều kiện vỉa, nhóm tác giả xây dựng các mối quan hệ ở điều kiện phòng thí nghiệm. Nếu các giá trị sức căng bề mặt của hệ khí - nước d_L = 72dynes/cm, sức căng bề mặt của hệ dầu - nước d_R = 48dynes/cm và tỷ trọng của nước và của dầu lần lượt bằng 62,428lb/cft và 51,815lb/cft thì mối quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo chiều cao so với ranh giới dầu nước được thể hiện như trong Hình 13. Các mối quan hệ có mức độ hồi quy tốt ($R^2 > 0,9$) có thể dùng để xác định độ bão hòa nước dư của vỉa theo độ thấm tại các vị trí so với ranh giới dầu - nước.

3. Kết luận

- Đá chứa tập E chủ yếu là cát kết dạng arkose, lithic arkose và ít hơn là feldspathic litharenite, có độ hạt biến đổi từ mịn đến thô, phổ biến là hạt trung bình đến thô. Hình dạng các hạt từ bán góc cạnh đến tròn cạnh, dạng góc cạnh xuất hiện ít hơn, độ chọn lọc từ trung bình đến tốt. Hiện tượng xi măng hóa rất mạnh lấp đầy các lỗ rỗng, ảnh hưởng lớn đến khả năng chứa của đá. Khoáng vật sét có khả năng trao đổi cation chiếm lượng nhỏ.

- Đá chứa của tập có độ rỗng và độ thấm thấp, giá trị trung bình lần lượt đạt 9,39% và 0,085mD. Quan hệ giữa độ thấm và độ rỗng khá gắn kết, có thể sử dụng kết quả độ rỗng để xác định độ thấm.

Bảng 2. *Các giá trị trung bình*

Giếng khoan	Độ rỗng trung bình (%)	Độ thấm trung bình (mD)	KV/KH
T-2A	12,00	17,4000	
T-3A	8,50	0,4480	
T-4A	9,40	0,0440	
Mỏ T	9,80	0,9830	0,918
Mỏ N	8,50	0,0172	0,512
Tập E	9,39	0,0850	0,917

Bảng 3. *Độ bão hòa nước theo các cấp áp suất mao dẫn*

Mẫu số	Áp suất, psig			0,0	2,0	4,0	8,0	15,0	35,0	70,0	120,0	200,0
	Độ sâu (m)	Độ thấm Klinkenberg (m)	Độ rỗng (pđv)	Độ bão hòa nước (pđv)								
1	2.950,0	0,02	6,206	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,96	0,91	0,87	0,84
2	2.956,4	0,03	10,441	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,94	0,89	0,84	0,81
3	2.964,0	0,16	10,399	1,00	1,00	0,99	0,93	0,81	0,68	0,61	0,56	0,53
4	2.964,9	0,13	10,442	1,00	1,00	0,99	0,93	0,80	0,66	0,57	0,52	0,50
5	2.965,8	0,03	9,938	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,95	0,90	0,84	0,81
6	2.976,4	0,24	10,919	1,00	1,00	0,99	0,92	0,77	0,63	0,55	0,51	0,49
7	2.977,4	0,32	11,150	1,00	1,00	0,98	0,90	0,73	0,60	0,53	0,49	0,48
8	2.978,3	0,13	10,004	1,00	1,00	1,00	0,92	0,83	0,72	0,64	0,59	0,56
9	2.979,6	0,03	10,625	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,94	0,89	0,85	0,82
10	2.981,3	0,13	10,668	1,00	1,00	1,00	0,93	0,81	0,71	0,63	0,59	0,56
11	2.984,3	0,11	9,933	1,00	1,00	1,00	0,99	0,94	0,83	0,74	0,68	0,65
12	2.992,1	0,02	9,391	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,95	0,91	0,86	0,82
13	2.998,5	0,05	6,552	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,94	0,89	0,84	0,81
14	3.589,4	670,00	0,170	1,00	0,33	0,26	0,23	0,21	0,19	0,17	0,16	0,14
15	3.589,7	418,00	0,165	1,00	0,40	0,30	0,25	0,22	0,19	0,18	0,17	0,16
16	3.591,0	259,00	0,162	1,00	0,49	0,36	0,29	0,25	0,21	0,20	0,19	0,17
17	3.598,1	0,63	0,102	1,00	1,00	1,00	0,99	0,89	0,81	0,72	0,67	0,66
18	3.601,4	64,00	0,130	1,00	0,93	0,92	0,91	0,33	0,30	0,29	0,27	0,25
19	3.601,7	79,60	0,132	1,00	0,92	0,91	0,90	0,34	0,30	0,28	0,27	0,25
20	3.603,0	11,80	0,116	1,00	0,95	0,94	0,92	0,46	0,38	0,34	0,30	0,27
21	3.606,0	4,45	0,118	1,00	1,00	1,00	0,72	0,53	0,43	0,38	0,35	0,31
22	3.829,2	2,66	0,106	1,00		0,78	0,57	0,48	0,42	0,37	0,34	0,31
23	3.836,9	2,49	0,098	1,00		0,72	0,58	0,53	0,46	0,39	0,36	0,35
24	3.837,0	2,24	0,083	1,00		0,77	0,63	0,55	0,46	0,41	0,37	0,35
25	3.837,7	0,22	0,093	1,00		1,00	0,90	0,79	0,71	0,63	0,60	0,56
26	3.838,7	0,34	0,098	1,00		0,95	0,90	0,80	0,68	0,61	0,56	0,52
27	3.839,5	0,50	0,094	1,00		1,00	0,91	0,80	0,66	0,60	0,54	0,48
28	3.842,0	5,50	0,112	1,00		0,63	0,51	0,46	0,41	0,37	0,34	0,32
29	3.845,7	0,15	0,079	1,00		0,95	0,93	0,89	0,80	0,71	0,65	0,59
30	3.991,7	0,29	0,117	1,00	0,95	0,93	0,86	0,74	0,63	0,59	0,56	0,50
31	3.992,3	2,32	0,123	1,00	1,00	0,90	0,73	0,64	0,52	0,48	0,45	0,41
32	3.995,6	0,14	0,096	1,00	1,00	1,00	0,95	0,78	0,66	0,61	0,54	0,46
33	3.997,3	0,30	0,104	1,00	1,00	1,00	0,94	0,75	0,63	0,56	0,50	0,44
34	3.998,1	0,15	0,097	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,68	0,56	0,51	0,46
35	3.998,7	0,90	0,111	1,00	1,00	1,00	0,82	0,69	0,55	0,47	0,44	0,40
36	3.999,3	6,72	0,106	1,00	1,00	0,73	0,60	0,53	0,47	0,43	0,40	0,35
37	3.999,8	0,67	0,107	1,00	1,00	0,96	0,81	0,70	0,57	0,52	0,48	0,44
38	4.000,0	0,66	0,095	1,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,58	0,53	0,48	0,41

Bảng 4. *Độ bão hòa nước trung bình tính theo các đường quan hệ*

Giếng khoan	S_{wi} đo trực tiếp từ mẫu	S_{wi} theo quan hệ RQI với S_{wi} theo P_c	S_{wi} theo quan hệ RQI với S_{wi} đo trực tiếp từ mẫu
	S_{wi}	S_{wi}*	S_{wi}**
T-2A	22,60	29,82	20,74
T-3A	46,77	41,27	36,69
T-4A	37,36	49,92	50,68
N-3A	59,23	56,50	61,77
Cụm mỏ T	35,58	40,34	36,04
Tập E	41,49	44,38	42,47

- Kích thước lỗ rỗng tập trung chủ yếu trong 2 khoảng: (1) từ dưới 0,579micron đến hơn 10,443microns và (2) dưới 0,104micron. Đặc điểm này cần được nghiên cứu cùng với đặc tính dính ướt và độ thấm pha của đá để xác định các giải pháp tối ưu tác dụng vào vỉa để tăng cường khả năng thu hồi dầu.

- Quan hệ giữa RQI với Swi có hệ số gắn kết cao, có thể tin tưởng sử dụng cho việc tính toán độ bão hòa nước trong đá chứa.

- Có thể dùng quan hệ giữa độ thấm và độ bão hòa nước dư theo chiều cao so với ranh giới dầu - nước để xác định độ bão hòa nước dư của vỉa theo độ thấm tại các vị trí so với ranh giới dầu - nước.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine core analysis report*. VPI-Labs. 10/2005.

2. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Special core analysis report*. VPI-Labs. 8/2006.

3. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine core analysis report*. VPI-Labs. 9/2006.

4. *Kết quả và số liệu phân tích thạch học, SEM và XRD tại bể Cửu Long*.

5. Bùi Thị Ngọc Phương. *Petrography and XRD analysis report*. VPI-Labs. 10/2006.

6. Cao Văn Đạo, Nguyễn Thanh Tuyến. *Hoàn thiện quy trình phân tích - thí nghiệm các chỉ tiêu hiện có của Trung tâm Phân tích Thí nghiệm*. 9/2011.

7. H.T.Kennedy, O.E.Van Meter, R.G.Jones. *Saturation determination of rotary cores*. Petroleum Engineering. 1954.

8. M.C.Leverett. *Capillary behaviour in porous solids*. Society of Petroleum Engineers. 1941; 142(1): p. 152 - 169.

Storage characteristics of Sequence E, Tra Cu formation, Block 15-1a in Cuu Long basin

Hoang Manh Tan, Nguyen Hong Minh, Nguyen Van Hieu
Vietnam Petroleum institute

Summary

The article evaluated the storage characteristics of sequence E, Tra Cu formation (Block 15-1a in Cuu Long basin) based on the results of an analysis conducted at the Analysis Laboratory Centre (Vietnam Petroleum Institute). Reservoir rocks of sequence E in the studied area were classified as mainly arkose and lithic arkose, and few feldspathic greywacke, with an average porosity of 9.39%, an average permeability of 0.085 mD, and a fairly high regression coefficient of porosity-permeability relation (R^2 = 0.692). Water saturation was measured directly on the fresh core sample and calculated from a number of relations (section II.2). This is a method to evaluate water saturation in comparison with other methods, especially when water-based mud is used. Pore structure characteristics were also defined from the capillary pressure curve and it helps to evaluate the storage and flow capacity of hydrocarbon in the porous media during production. From that, the optimal methods for enhanced oil recovery can be proposed.