

ĐÁNH GIÁ SỰ THAY ĐỔI CỦA HỆ SỐ XI MĂNG GẮN KẾT TRONG ĐÁ CACBONAT TỪ TÀI LIỆU ĐVLGK

PHẠM ĐỨC BIỂU, LƯU VĂN VINH, *Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)*

Tóm tắt: Trong các đá trầm tích chứa các tích tụ dầu khí thì đá cacbonat đặc biệt quan trọng, đá cacbonat vừa đóng vai trò là tầng chứa và vừa đóng vai trò là tầng chắn. Tùy thuộc vào môi trường thành tạo kích thước hạt, mức độ gắn kết giữa các hạt (hệ số xi măng gắn kết m) và các hoạt động thứ sinh mà phân chia ra các loại đá có các loại độ rỗng khác nhau. Bài báo giới thiệu phương pháp nghiên cứu, đánh giá sự thay đổi của hệ số xi măng gắn kết giữa các hạt trong đá cacbonat từ tài liệu địa vật lý giếng khoan, trên cơ sở của phương trình Archie chỉ ra sự thay đổi của hệ số xi măng gắn kết trong mỗi loại độ rỗng khác nhau. Bằng phương pháp tiếp cận trên, các tác giả đã tiến hành đánh giá sự thay đổi của hệ số m , trên giếng khoan ALV1562 tại vùng hồ Maracaibo nước Cộng hòa Venezuela. Kết quả đánh giá chỉ ra mức độ biến đổi của m theo các loại độ rỗng khác nhau, giúp cho việc chính xác hóa hệ số bão hòa dầu khí, làm gia tăng chiều dày hiệu dụng của đá chứa.

1. Giới thiệu chung

Trong các loại đá chứa dầu khí thì đá cacbonat là loại đá đặc biệt được quan tâm không chỉ ở Việt Nam mà còn trên toàn thế giới. Theo thống kê trên thế giới thì trữ lượng dầu khí trong đá cacbonat chiếm trên 60% tổng trữ lượng dầu khí trên toàn thế giới. Ở Việt Nam đá cacbonat chứa dầu khí chủ yếu tìm thấy ở các bể Nam Côn Sơn, bể Sông Hồng và phần phía Bắc của bể Phú Khánh (theo báo cáo Hội nghị khoa học dầu khí) và là đối tượng chứa dầu khí được các nhà nghiên cứu dầu khí đặc biệt quan tâm. Trong nghiên cứu này, các tác giả đã nghiên cứu và chỉ ra sự thay đổi hệ số xi măng gắn kết trong đá liên quan đến đặc tính lỗ rỗng và sự ảnh hưởng của nó đến việc tính toán độ bão hòa nước. Hệ số xi măng gắn kết m là một tham số đặc biệt quan trọng thể hiện mức độ liên kết giữa các hạt trong đá, độ rắn chắc trong kiến trúc tạo đá. Ngoài ra nó còn là một trong những tham số ảnh hưởng trực tiếp đến việc tính toán độ bão hòa nước trong đá. Mô hình tính toán độ bão hòa nước đối với đá cacbonat thường là mô hình Archie hoặc Archie tổng, trong đó hệ số xi măng gắn kết trong mô hình tính toán chưa được hiệu chỉnh và được lấy theo giá trị trung bình của kết quả phân tích

mẫu đặc biệt, các mẫu đặc biệt này thường không liên tục và không đại diện cho toàn bộ giếng khoan. Nghiên cứu này sẽ chỉ ra sự thay đổi của hệ số m trong mỗi loại tướng đá khác nhau của đá cacbonat và sự thay đổi này ảnh hưởng rất lớn đến sự thay đổi của độ bão hòa nước trong quá trình tính toán. Trước đây giá trị m được áp dụng tính toán cho mô hình độ bão hòa nước theo Archie trong đá cacbonat là một hằng số có giá trị bằng 2 nhưng trong nghiên cứu này giá trị đó sẽ thay đổi từ $1,3 \div 3$, sự thay đổi này phụ thuộc vào kiến trúc và độ rỗng của đá.

2. Cơ sở lý thuyết

Các đá cacbonat thường được thành tạo trong môi trường biển nông. Độ rỗng tổng bao gồm độ rỗng nguyên sinh và độ rỗng thứ sinh. Độ rỗng nguyên sinh là độ rỗng giữa hạt hình thành trong quá trình tạo đá, độ rỗng thứ sinh là độ rỗng hình thành sau quá trình tạo đá do các yếu tố như gặm mòn, rửa lũa, biến đổi hóa học, các hoạt động kiến tạo... Theo nghiên cứu của John K Warren thì hầu hết độ rỗng có trong đá cacbonat đều là độ rỗng thứ sinh. Kích thước hạt là một trong những tham số mà Lucia đã chia đá cacbonat ra làm 3 loại:

➤ Loại 1: có kích thước hạt > 100 μm là limestone hoặc dolomite có kích thước hạt thô.

➤ Loại 2: có kích thước hạt 20 ÷ 100 μm độ hạt trung bình thường là grain-dominated dolopackstones.

➤ Loại 3: có kích thước hạt <20 μm độ hạt nhỏ, mịn thường là các loại đá mud-dominated Limestone.

Độ chọn lọc và kích thước hạt của đá ảnh hưởng trực tiếp đến độ rỗng của đá, trong khi đó hệ số gắn kết m lại phụ thuộc khá nhiều vào loại lỗ rỗng. Đối với đá có độ rỗng là độ rỗng giữa hạt thì m = 2, độ rỗng do nứt nẻ tạo thành thì m <2, độ rỗng do hang hốc thì m >2.

Xét yếu tố thành hệ a = 1 (đá có tính đồng nhất cao), theo phương trình Archie giá trị m có thể tính toán được từ tài liệu địa vật lý giếng khoan theo công thức sau:

$$m = \frac{\log\left(\frac{R_w}{R_t \times SW_R^n}\right)}{\log(\phi_e)}, \quad (1.1)$$

trong đó:

R_w là điện trở suất của nước tại nhiệt độ thành hệ, đơn vị (Ω.m);

R_t : là điện trở suất thực của thành hệ, đơn vị (Ω.m);

ϕ_e : là độ rỗng hiệu dụng (%);

SW_R là độ bão hòa nước tính bằng phương pháp tỷ số, (%),

$$SW_R = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w}\right)^{5/8}. \quad (1.2)$$

R_{xo} là điện trở suất của đới rửa (Ω.m);

R_{mf} là điện trở suất của dung dịch khoan (Ω.m).

Giá trị m sẽ đạt giá trị lớn nhất khi via bão hòa 100% ($SW_R=1$) khi đó công thức (1.1) viết gọn:

$$m_{\max} = \left(\frac{\log(R_w/R_t)}{\log(\phi_e)}\right). \quad (1.3)$$

Giá trị m sẽ đạt giá trị cực tiểu khi $SW_R = SW_{ir}$ khi đó công thức (1.1) là:

$$m_{\min} = \left(\frac{\log(R_w/(R_t * SW_{ir}^n))}{\log(\phi_e)}\right), \quad (1.4)$$

trong đó: SW_{ir} là độ bão hòa nước dư.

Tùy thuộc vào giá trị điện trở suất nước via, điện trở suất đới ngấm, điện trở suất dung dịch khoan và điện trở suất thực của thành hệ mà hệ số gắn kết của thành hệ sẽ có giá trị biến đổi từ m_{\min} đến m_{\max} .

Từ các tham số đầu vào áp dụng phương trình (1.3) và (1.4) tính m_{\max} và m_{\min} trên toàn bộ giếng khoan, sau đó tính giá trị m_{variable} theo công thức (1.1). Nếu giá trị $m_{\text{variable}} > m_{\max}$ thì $m_{\text{variable}} = m_{\max}$; nếu giá trị $m_{\text{variable}} < m_{\min}$ thì giá trị $m_{\text{variable}} = m_{\min}$. Kết quả ta sẽ có được m_{variable} trên toàn giếng khoan và giá trị của nó, khi đó là $m_{\min} \leq m_{\text{variable}} \leq m_{\max}$. Giá trị này sẽ được áp dụng tính toán độ bão hòa nước theo mô hình thông thường áp dụng cho đá vôi.

Xuất phát từ phương trình Archie

$$SW^n = \left(\frac{a * R_w}{\phi_e^m * R_t}\right). \quad (1.5)$$

Lấy logarit 2 vế Ta được :

$$\text{Log}(R_t) = -m * \text{log}(\phi_e) + \text{log}(a * R_w) - n * \text{log}(SW). \quad (1.6)$$

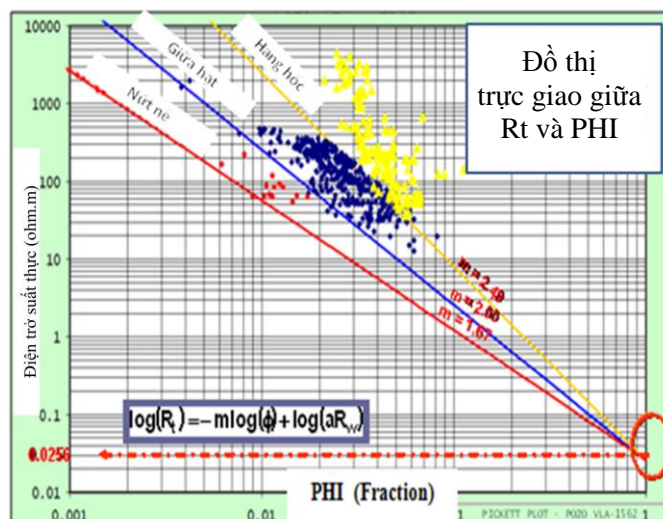
Trong trường hợp $SW = 1$ khi đó:

$$\text{Log}(R_t) = -m * \text{log}(\phi_e) + \text{log}(a * R_w) \quad (1.7)$$

Xây dựng quan hệ R_t và PHI trên thang logarite thì giá trị m là hệ số góc của đường thẳng $y = ax+b$ (hình 1).

Các dấu hiệu nhận biết giá trị m theo các loại độ rỗng khác nhau:

Loại độ rỗng	m	Độ bão hòa nước	Độ rỗng
Lỗ rỗng giữa hạt	m=2	$SW_a = SW_R$	$\Phi_i S = \Phi_i T$
Hang hốc liên thông tốt	m>2	$SW_a < SW_R$	$\Phi_i S < \Phi_i T$
Hang hốc liên thông kém	m>>2	$SW_a \ll SW_R$	$\Phi_i S \ll \Phi_i T$
Nứt nẻ	m<2	$SW_a > SW_R$	$\Phi_i S < \Phi_i T$
Hai độ rỗng	m<2	$SW_a < SW_R$	$\Phi_i S = \Phi_i T$



Hình 1. Đồ thị trực giao độ rỗng và điện trở suất thực của thành hệ qua các loại độ rỗng

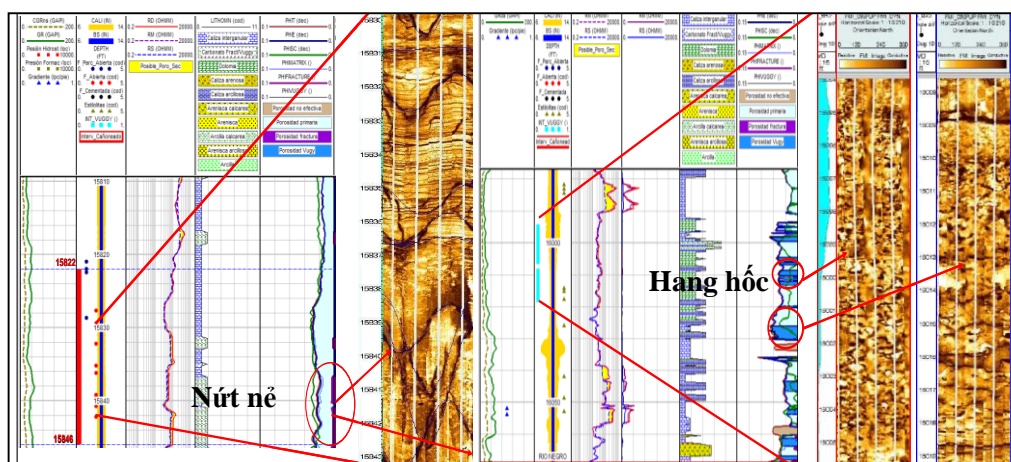
3. Kết quả

Bằng phương pháp tiếp cận trên các tác giả đã áp dụng trực tiếp lên tài liệu giếng khoan AVL1562. Đối tượng tầng chứa là đá cacbonat có tuổi Creta được thành tạo trong môi trường lòng hồ Maracaibo, nằm ngay phía dưới các địa tầng trầm tích lục nguyên, các đá cacbonat có bề dày trầm 1000m nằm bất chỉnh hợp lên các trầm tích tuổi Paleozoi.

Giếng khoan AVL1562 là một trong những giếng khoan điển hình trong khu vực. Giếng khoan đã khoan qua tất cả các hệ tầng tới các trầm tích Paleozoi trong khu vực cánh phía Đông của vùng hồ, nơi có sự hoạt động mạnh mẽ của các đứt gãy. Sự hoạt động mạnh mẽ của các đứt gãy này đã tạo ra nhiều đới dập vỡ, nứt nẻ trong các đá cacbonat có tuổi Creta. Ngoài ra

khu vực phía Đông này mức độ dolomit hóa diễn ra mạnh mẽ điều này đã làm tăng thêm độ rỗng thứ sinh và làm phức tạp hơn về sự phân bố về độ rỗng trong đá cacbonat. Vùng hồ phía Đông Maracaibo có trữ lượng dầu khí khoảng 706 MMbbls thùng dầu thuộc loại dầu nhẹ (29-31 API).

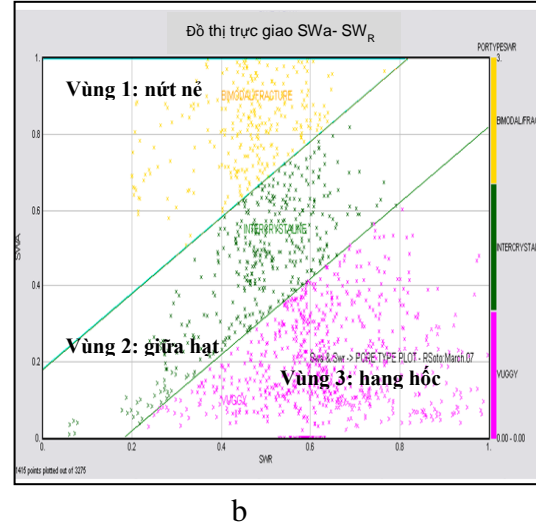
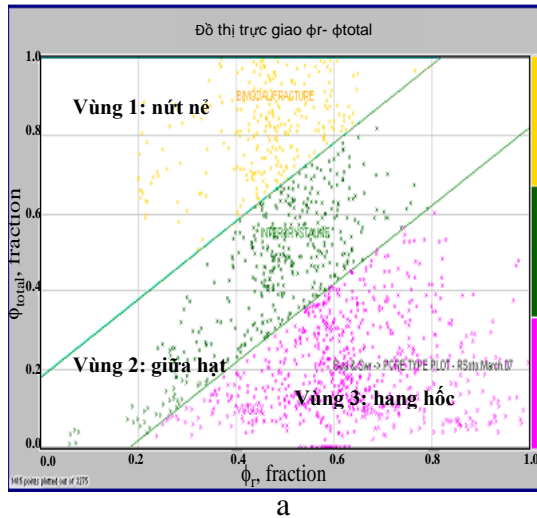
Các hoạt động kiến tạo là một trong những nguyên nhân chính gây ra hệ thống nứt nẻ trong đá cacbonat, mức độ và mật độ phân bố hệ thống nứt nẻ thường rất phức tạp nên các cách tiếp cận thông thường trước đây sẽ tiềm ẩn nhiều rủi ro trong đánh giá tiềm năng và trữ lượng tại chỗ của mỏ. Do đó, cách tiếp cận trong bài báo này sẽ hạn chế được phần nào những rủi ro đặc biệt là chiều dày hiệu dụng thực của đá chứa.



Hình 2. Kết quả minh giải tài liệu ĐVLGK, giếng khoan ALV 1562

Kết quả tính toán sự biến đổi của hệ số xi măng gắn kết m tại giếng khoan cho thấy trong khoảng độ sâu 15822-15848ft hệ số xi măng gắn kết $m < 2$ tương ứng với vùng tồn tại loại độ rỗng nứt nẻ. Trong khoảng độ sâu 15993-16019 ft hệ

số xi măng gắn kết $m > 2$ tương ứng với vùng tồn tại loại độ rỗng hang hốc. Ngoài ra trên tài liệu FMI còn cho thấy rất rõ sự nứt nẻ và hang hốc trong hai khoảng độ sâu 15822-15846ft và 15995-16018ft trên hình 2.



Hình 3. Đồ thị trực giao độ rỗng, độ bão hòa giếng khoan ALV 1562

Hình 3a: đồ thị trực giao giữa độ rỗng tính theo đường điện trở và độ rỗng tổng tính theo neutron và mật độ. Đá chứa có độ rỗng là độ rỗng giữa hạt liên thông tốt thì kết quả tính độ rỗng bằng hai phương pháp trên có giá trị ngang bằng nhau tương ứng với giá trị $m=2$ (vùng 2). Đá chứa có độ rỗng là độ rỗng hang hốc chất lượng liên thông kém thì độ rỗng tính theo phương pháp điện trở thường lớn hơn độ rỗng tính theo phương pháp neutron và mật độ, tương ứng với giá trị $m > 2$ (vùng 3). Đá chứa là độ rỗng nứt nẻ liên thông tốt thì độ rỗng tính theo phương pháp điện trở thường nhỏ hơn độ rỗng tính theo phương pháp neutron và mật độ

tương ứng với giá trị $m < 2$ (vùng 1). Đồ thị trực giao này minh chứng thêm sự thay đổi giá trị độ rỗng phụ thuộc rất nhiều vào loại lỗ rỗng.

Hình 3b: đồ thị trực giao giữa độ bão hòa nước tính bằng phương pháp tỷ số (SW_R) và độ bão hòa nước tính từ phương trình của Archie (SW_a). Trên đồ thị trực giao cho thấy đối với đá chứa có độ rỗng là độ rỗng giữa hạt thì $SW_R = SW_a$ (vùng 2) tương ứng với giá trị $m=2$, đá chứa có độ rỗng là độ rỗng hang hốc liên thông kém thì $SW_R > SW_a$ (vùng 3) tương ứng với giá trị $m > 2$, đá chứa có độ rỗng là độ rỗng nứt nẻ thì $SW_R < SW_a$ (vùng 1) tương ứng với giá trị $m < 2$.

Bảng 1. Tổng hợp kết quả xác định m thay đổi theo loại độ rỗng trên giếng khoan ALV 1562

Loại lỗ rỗng	$m_{min}-m_{max}$	m vari	m (Pickett)
Lỗ rỗng giữa hạt	1,8-2,2	1,96	2
Hang hốc liên thông tốt	2,2-3,4	2,5	2,44
Nứt nẻ	1-1,8	1,46	1,42

Bảng 2. Kết quả tính toán độ bão hòa nước theo các giá trị m khác nhau giếng khoan ALV 1562

Loại lỗ rỗng	a	Rw	RT	PHI	m vari	SW	m (Pick)	SW
Lỗ rỗng giữa hạt	1	0,06	4	0,15	1,96	0,62	2	0,67
Hang hốc liên thông tốt	1	0,06	2	0,25	2,5	0,96	2,44	0,88
Nứt nẻ	1	0,06	25	0,07	1,46	0,12	1,42	0,10

Kết quả đánh giá sự thay đổi hệ số xi măng gắn kết m theo tài liệu ĐVLGK tại giếng khoan ALV 1562 (bảng 1) cho thấy giá trị m biến đổi từ 1-3,4. Trong khi đó giá trị m tính theo Pickett Plot biến đổi từ 1,42-2,44. Sự biến đổi của m có liên quan mật thiết đến các loại độ rỗng (bảng 2), thông qua giá trị m cho phép ta có thể nhận định được đặc điểm của đá chứa.

Trong bảng kết quả trên tại các thành hệ có các loại độ rỗng khác nhau thì độ bão hòa nước khác nhau, độ bão hòa nước tính theo $m_{variable}$ và m (theo Pickett) có sự khác biệt từ 2-8%. Nếu giá trị ngưỡng $SW = 65\%$ áp dụng $m_{variable}$ thì vỉa có độ rỗng là độ rỗng giữa hạt đồng thời vẫn là vỉa sản phẩm, còn áp dụng theo Pickett Plot thì vỉa đó lại là vỉa nước.

4. Kết luận

Từ các kết quả thu được trong nghiên cứu này, các tác giả rút ra một số kết luận sau đây về hệ số m trong đá chứa cacbonat:

- Giá trị m tin cậy thường dựa vào kết quả phân tích mẫu đặc biệt. Song, việc thực hiện lấy mẫu lõi thường không có tính liên tục cho toàn bộ giếng khoan, ngoài ra các mẫu lõi không thể tiến hành lấy ở những thành hệ bờ rời và nứt nẻ mạnh nên việc áp dụng tính toán giá trị m theo phương pháp trên là có cơ sở và cần thiết.
- Việc tính toán độ bão hòa nước trong từng thành hệ sử dụng giá trị m cố định chỉ đúng đối với các đá đồng nhất, có tính ổn định cao. Đối với các đá có mức độ biến đổi lớn đặc biệt là biến đổi thứ sinh thì việc áp dụng

phương pháp trên cho kết quả sát thực với điều kiện thực tế hơn.

- Sự thay đổi của hệ số xi măng gắn kết có liên quan mật thiết đến các loại độ rỗng, phản ánh trực tiếp đặc điểm và tính chất của đá chứa.
- Sử dụng kết quả xác định hệ số xi măng gắn kết m theo phương pháp nghiên cứu trên sẽ cho phép xác định độ bão hòa nước của thành hệ được chính xác hơn, giảm thiểu rủi ro trong tính toán, làm gia tăng chiều dày hiệu dụng của đá chứa.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Asquith George, 1995. Determining Carbonate Pore Types From Petrophysical Logs, Texas Tech University, Texas.
- [2]. Asquith George, 1985. Handbook of log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs, The Americans Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- [3]. Archie GE, 1952. Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations. AAPG Bulletin 36, 2:278-298
- [4]. Báo cáo hội nghị khoa học dầu khí, 2007.
- [5]. Heflin, 1979. Fracture Detection in West Coast Reservoirs Using Well Logs, SPE 7979, Dresser Atlas.
- [6]. Jerry Lucia, 2007. Carbonate Reservoir Characterization, Second Edition.
- [7]. John K Warren. Carbonate reservoir characterization.

SUMMARY

Evaluation of cement factor's variation in carbonate from logs data

Pham Duc Bieu, Luu Van Vinh

PetroVietnam exploration and production corporation

In the sedimentary rocks that accumulate hydrocarbon, the carbonates are particularly important. They play a role as both reservoirs and seals. Based on the environment, grain size, particle cohesion (cement factor - m) and secondary alteration, rocks with different porosities are classified. This paper presents research methods, evaluation of cement factor's variation between particles in carbonates from logs data and on the basis of the Archie equation, the variation of cement factor in each type of porosity is indicated. Approaching these methods, the authors had evaluated the variation of coefficient "m" based on the ALV1562 well data in the Maracaibo Lake of the Republic of Venezuela. The result of evaluation indicates the variation of "m" factor according to different types of porosity, optimizes hydrocarbon saturation factor and increases effective thickness of reservoir.