

ỨNG DỤNG MÔ HÌNH ĐỊA CƠ HỌC VÀ ỨNG SUẤT TỐI HẠN XÁC ĐỊNH HƯỚNG KHE NÚT MỞ TRONG ĐÁ MÓNG

Ta Quốc Dũng¹, Phạm Trí Dũng², Lê Thế Hà³, Nguyễn Văn Thuận⁴

¹Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

²Công ty Liên doanh điều hành Dầu khí Cửu Long

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

⁴Đại học Chulalongkorn

Email: tqdung@hcmut.edu.vn

Tóm tắt

Bài viết giới thiệu các bước xác định ứng suất tại chỗ (ứng suất đứng, ứng suất ngang lớn nhất, ứng suất ngang nhỏ nhất và áp suất lỗ rỗng); tính chất cơ học đá (module đàn hồi, hệ số Poisson, độ bền nén 1 trục và độ bền kéo) để xây dựng mô hình địa cơ học 1D của giếng khoan bằng cách sử dụng các dữ liệu khác nhau như logs và các thông số khoan. Tiếp theo, lý thuyết ứng suất tối hạn được sử dụng để xác định các khe nứt tối hạn có khả năng là các khe nứt mở cho sản lượng dầu tốt. Sau đó, mật độ và hướng nứt nẻ được sử dụng để thiết kế mục tiêu và quỹ đạo của giếng khoan trong tầng chứa là đá granite.

Từ khóa: Địa cơ học, khe nứt mở, đá móng, ứng suất, tính chất cơ học đá.

1. Giới thiệu

Mô hình địa cơ học là mô hình bao gồm các thông số liên quan đến trạng thái ứng suất (ứng suất thẳng đứng, ứng suất ngang lớn nhất, ứng suất ngang nhỏ nhất, áp suất lỗ rỗng) và các thông số cơ lý đất đá (hệ số đàn hồi Young, hệ số Poisson, độ bền nén đơn trục, độ bền kéo).

Việc xây dựng mô hình địa cơ học rất quan trọng do mô hình sẽ được ứng dụng cho nhiều công việc khác nhau: tính toán ổn định giếng khoan, kiểm soát sinh cát, dự đoán hiệu quả các phương pháp kích thích vỉa, dự đoán hướng khe nứt mở.

Các số liệu cần thiết để xây dựng mô hình địa cơ học bao gồm số liệu đo log (sonic, điện trở, gamma ray...), thí nghiệm hiện trường (thí nghiệm LOT, thí nghiệm áp suất lỗ rỗng...), thông tin địa chất (loại đứt gãy, độ thấm, hệ số skin...). Để tăng độ chính xác của mô hình địa cơ học, cần thiết phải thu thập tối đa các thông tin từ dữ liệu có sẵn.

Nghiên cứu ứng dụng các thông số của mô hình địa cơ học để tính toán trường ứng suất tại chỗ tác dụng lên khe nứt và từ đó kết luận được trạng thái đóng hay mở của khe nứt dựa vào lý thuyết ứng suất tối hạn.

2. Cơ sở lý thuyết

2.1. Các loại ứng suất trong đất đá

2.1.1. Ứng suất thẳng đứng (S_v)

Ứng suất thẳng đứng được tạo ra do trọng lượng lớp phủ bên trên và có thể được tính thông qua mối liên hệ với tỷ trọng của đất đá theo chiều sâu theo công thức [1]:

$$S_v = \int_0^h \rho(h) \times g \times dh \quad (1)$$

Trong khu vực ngoài biển thì công thức được tính thêm độ sâu của đáy biển [1]:

$$S_v = \rho_w \times g \times h_w + \int_{h_w}^h \rho(h) \times g \times dh \quad (2)$$

Trong đó:

h: Chiều sâu thẳng đứng;

$\rho(h)$: Hàm của tỷ trọng đất đá theo độ sâu;

g: Gia tốc trọng trường;

h_w : Chiều sâu cột nước;

ρ_w : Tỷ trọng của nước biển.

2.1.2. Áp suất lỗ rỗng (P_p)

Trong vỉa luôn tồn tại áp suất chất lưu gọi là áp suất

lỗ rỗng. Áp suất này sẽ làm cho chất lưu chảy từ nơi có áp suất cao tới nơi có áp suất thấp hơn. Như trong quá trình khoan, khi áp suất trong giếng nhỏ hơn so với áp suất lỗ rỗng, chất lưu trong giếng sẽ chảy vào giếng gây nên hiện tượng kick hoặc ngược lại khi áp suất trong giếng lớn hơn áp suất lỗ rỗng, dung dịch khoan sẽ đi vào thành hệ gây nên hiện tượng mất dung dịch. Vì vậy, việc xác định áp suất lỗ rỗng và áp suất chất lưu trong lỗ rỗng là rất cần thiết cho việc thiết kế công tác khoan [1].

Trong điều kiện thủy tĩnh, áp suất lỗ rỗng P_p được tính theo công thức:

$$P_p = \int_0^H \rho_f(h) \times g \times dh \quad (3)$$

Trong đó:

H: Chiều sâu điểm đang khảo sát;

$\rho_f(h)$: Khối lượng riêng của chất lưu trong thành hệ ở từng độ sâu dh tương ứng.

2.1.3. Ứng suất ngang nhỏ nhất (S_{hmin})

Từ tài liệu về áp suất đóng kín khe nứt (bằng cường độ ứng suất ngang cực tiểu) để xác định hướng của khe nứt và từ đó suy đoán được hướng của S_{hmin} (có hướng vuông góc với khe nứt phát triển trong quá trình khoan [2]. Có thể dễ dàng xác định hướng của các ứng suất chính thông qua log hình ảnh của hiện tượng breakout trong giếng khoan, hướng của S_{hmin} sẽ vuông góc với hướng phát triển của breakout. Độ lớn của ứng suất ngang nhỏ nhất được xác định từ các phương pháp: leak off test (LOT), extended leak off test (XLOT) và minifracture tests. Các giá trị từ thí nghiệm này dùng để hiệu chỉnh và kiểm tra lại kết quả tính toán từ tài liệu địa vật lý giếng khoan [3, 4].

$$S_{hmin} - \alpha P_p = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha P_p) + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_y \quad (4)$$

Giá trị S_{hmin} được xác định chính xác nhất từ thí nghiệm minifracs. Vì trong giếng chỉ có tài liệu formation integrity test (FIT) nên sẽ lấy giá trị này làm điểm hiệu chỉnh cho kết quả S_{hmin} .

2.1.4. Ứng suất ngang lớn nhất (S_{Hmax})

Hướng của ứng suất ngang lớn nhất có phương vuông góc với ứng suất ngang nhỏ nhất và có thể xác định từ log hình ảnh [2]. Có thể xác định độ lớn ứng suất lớn nhất một cách gián tiếp thông qua các thí nghiệm LOT, XLOT, mini-fract test. Ngoài ra, giá trị S_{Hmax} cho toàn bộ giếng được xác định qua công thức [3, 4]:

$$S_{Hmax} - \alpha P_p = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha P_p) + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_y + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_x \quad (5)$$

Trong đó:

S_{Hmax} : Ứng suất ngang lớn nhất (psi);

S_{hmin} : Ứng suất ngang nhỏ nhất (psi);

ν : Hệ số Poisson;

α : Hệ số Biot;

P_p : Áp suất lỗ rỗng (psi);

E: Young modulus (psi);

S_v : Ứng suất thẳng đứng (psi);

ϵ_x : Biến dạng kiến tạo theo phương S_{Hmax} ;

ϵ_y : Biến dạng kiến tạo theo phương S_{hmin} .

Các giá trị hiệu chỉnh S_{Hmax} sẽ được xác định tại vị trí có hiện tượng breakout thông qua tiêu chuẩn Mohr-Coulomb, tại đó UCS là một hàm của ứng suất hiệu dụng nhỏ nhất (σ_3) (Hình 2). S_{Hmax} được tính theo công thức [1, 3]:

$$S_{Hmax} = \frac{UCS + P_p + P_w - q(P_p - P_w) - S_{hmin}(1 - 2\cos(2w_b))}{1 + 2\cos(2w_b)} \quad (6)$$

Trong đó:

q: Thành phần của góc ma sát trong, $q = \left(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right)^2$

w_b : Bề rộng của breakout (deg);

P_w : Tỷ trọng mùn khoan tương đương tại vị trí breakout (ppg, psi).

Các giá trị ϵ_x và ϵ_y sẽ xác định dựa vào vị trí có giá trị S_{Hmax} và S_{hmin} từ tài liệu ảnh giếng khoan (breakout) và thí nghiệm (LOT, XLOT, FIT và minifracs). Đồng thời, kết hợp với các thông số địa cơ học (Biot, Poisson, Young modulus và UCS), ứng suất thẳng đứng và áp suất lỗ rỗng, các giá trị của S_{Hmax} và S_{hmin} cho toàn bộ giếng được xác định lần lượt qua công thức (4) và (5).

2.2. Ứng suất tới hạn tác dụng lên khe nứt

Trong không gian 3 chiều, cần xác định mối quan hệ giữa hướng của ứng suất chính (S_1, S_2, S_3) với góc phương vị và góc dốc của khe nứt (Hình 1). Trong Hình 1, góc α_x, α_y và α_z lần lượt là các góc giữa pháp tuyến của mặt khe nứt (mũi tên đỏ) và ứng suất chính S_1, S_2 và S_3 . Các hướng ứng suất có quan hệ với nhau theo hệ phương trình:

$$\begin{aligned} \cos \alpha_x &= \frac{OD}{OB}; \cos(90 - \alpha_z) = \frac{OC}{OB}; \cos(\epsilon - \delta) = \frac{OD}{OC} \\ \rightarrow \cos \alpha_x &= \cos(\epsilon - \delta) \times \cos(90 - \alpha_z) \end{aligned} \quad (7)$$

$$\cos \alpha_y = \frac{OH}{OB}; \cos(90 - \alpha_z) = \frac{OC}{OB}; \cos(\delta - (\varepsilon - 90)) = \frac{OH}{OC} \quad (8)$$

$$\rightarrow \cos \alpha_x = \cos(\delta - \varepsilon + 90) \times \cos(90 - \alpha_z)$$

Trong đó:

OB: Vector pháp tuyến với mặt phẳng khe nứt;

α_x : Góc giữa vector pháp tuyến và S3;

α_y : Góc giữa vector pháp tuyến và S2;

α_z : Góc dốc (góc giữa vector pháp tuyến và S1);

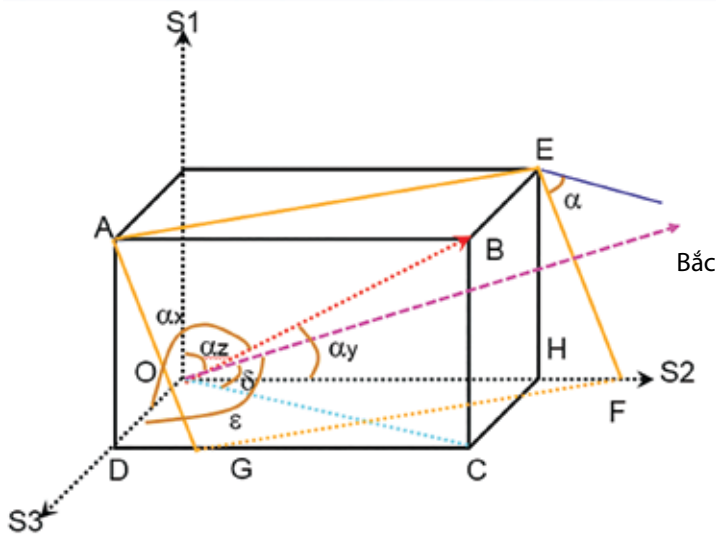
δ : Góc phương vị hướng dốc;

ε : Góc phương vị của S3.

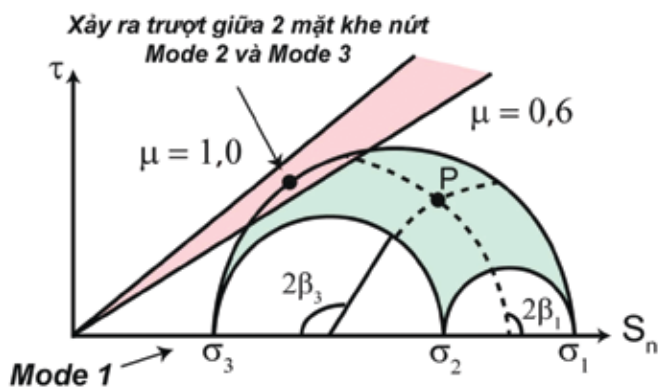
Ứng suất tới hạn trên mặt phẳng khe nứt được tính như sau [5, 6]:

$$\sigma = l_1^2 \sigma_1 + l_2^2 \sigma_2 + l_3^2 \sigma_3 \quad (9)$$

$$\tau = \sqrt{l_1^2 \sigma_1^2 + l_2^2 \sigma_2^2 + l_3^2 \sigma_3^2 - \sigma^2} \quad (10)$$



Hình 1. Vị trí của ứng suất chính S1, S2, S3 so với mặt phẳng khe nứt AGFE



Hình 2. Tiêu chuẩn Mohr-Coulomb với 3 ứng suất chính và ranh giới phá hủy [4]

Trong đó:

σ : Ứng suất pháp tuyến với mặt phẳng khe nứt;

τ : Ứng suất tiếp tuyến trên mặt phẳng khe nứt;

σ_1 : Ứng suất đứng tại chỗ (In-situ vertical stress);

σ_2 : Ứng suất ngang lớn nhất tại chỗ (Insitu maximum horizontal stress);

σ_3 : Ứng suất ngang nhỏ nhất tại chỗ (Insitu minimum horizontal stress);

l_1, l_2, l_3 : Lần lượt là giá trị cosin của $\alpha_x, \alpha_y, \alpha_z$;

ε : Góc phương vị của S3.

Ứng suất hiệu dụng:

$$\sigma^e = \sigma - \alpha P_p \quad (11)$$

Trong đó:

σ^e : Ứng suất pháp tới hạn hiệu dụng;

σ : Ứng suất pháp tới hạn tổng;

P_p : Áp suất lỗ rỗng (áp suất vỉa);

α : Hệ số Biot.

Hệ số ma sát:

$$\mu = \frac{\tau}{\sigma^e} \quad (12)$$

Thông thường, hệ số ma sát trong tới hạn cho đá móng granite được lấy $\mu = 0,6$ [7] do đó xảy ra 2 trường hợp:

$\mu < 0,6$: Ứng suất chưa tới hạn, không xảy ra trượt giữa 2 mặt khe nứt (Hình 2 - mode 1, vùng màu xanh).

$\mu \geq 0,6$: Ứng suất tới hạn, xảy ra trượt giữa 2 mặt khe nứt (Hình 2 - mode 2 và mode 3, vùng màu đỏ).

2.3. Các thông số cơ lý của đá

2.3.1. Lực cố kết (S_0)

Lực cố kết liên quan tới lực liên kết giữa các phần tử trong đất đá. Nó thể hiện sự kết dính giữa các phần tử trong đất đá. So bằng ứng suất tiếp lớn nhất đất đá có thể chịu đựng được mà không xảy ra biến đàn hồi. Lực cố kết được định nghĩa bằng công thức [2, 6]:

$$S_0 = \tau_{max} = \frac{1}{2} (\sigma_1^e - \sigma_3^e) = \frac{UCS}{2 \sqrt{\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}}} \quad (13)$$

Trong đó:

σ_1 : Ứng suất chính hiệu dụng lớn nhất;

σ_3 : Ứng suất chính hiệu dụng nhỏ nhất.

2.3.2. Góc ma sát trong (ϕ)

Góc ma sát trong thể hiện khả năng của một đơn vị đất đá chống lại ứng suất cắt tác dụng lên nó. Dựa vào vòng tròn Mohr ta có góc ma sát trong được định nghĩa [7]:

$$\tan \phi = \mu \quad (14)$$

Trong đó: μ : Hệ số của góc ma sát trong, được tính [8]: $|\tau| = S_0 + \mu\sigma'$.

Hệ số ma sát trong (μ) trong các loại thành hệ có quan hệ với dữ liệu vận tốc - V_p (km/s). Trong đó, công thức (15) cho thành hệ sét (shale) và công thức (16) cho thành hệ sét kết (mudstone), công thức (17) dùng trong thành hệ cát kết (sandstone) theo [9], như sau:

$$\mu = 1,2 \tan \left(\arcsin \frac{V_p - 1}{V_p + 1} \right) \text{ Thành hệ sét} \quad (15)$$

$$\mu = \tan \left(\arcsin \frac{V_p - 1}{V_p + 1} \right) \text{ Thành hệ sét kết} \quad (16)$$

$$\mu = 1,1 \tan \left(18,532 \frac{\pi(V_p)^{0,5148}}{180} \right) \text{ Thành hệ cát kết} \quad (17)$$

2.3.3. Độ bền nén đơn trục (UCS)

UCS được xác định khi nén đất đá theo một chiều thẳng đứng cho đến khi bị phá hủy. Giá trị UCS khi đó được tính bằng lực nén (F) trên đơn vị diện tích (A) [6]:

$$UCS = \frac{F}{A} \quad (18)$$

Thế tính UCS dựa vào vòng tròn Mohr được tính theo công thức:

$$UCS = 2S_0 \tan \beta = 2S_0 \tan \left(\frac{\phi}{2} + 45^\circ \right) \quad (19)$$

Ngoài ra, UCS có thể tính dựa trên dữ liệu log [2, 5]:

$$UCS(Mpa) = 1,35V_p^{2,6} \text{ Thành hệ sét} \quad (20)$$

$$UCS(psi) = 10^5 e^{-0,037DTC} \text{ Thành hệ cát kết} \quad (21)$$

$$UCS(psi) = 4,66E^{0,51} \text{ Thành hệ sét kết} \quad (22)$$

$$UCS(psi) = 60.000 e^{-0,037DTC} \text{ Đá móng} \quad (23)$$

Trong đó:

V_p : Vận tốc sóng nén (compressional velocity) (km/s);

DTC: Thời khoảng truyền sóng nén (compressional transmit time) ($\mu s/ft$);

E: Young modulus (psi).

2.3.4. Độ bền kéo của đất đá (T)

Thông số này thể hiện khả năng lớn nhất của đất đá chống lại lực kéo căng từ bên ngoài mà không bị nứt gãy hoặc tách ra. Đất đá thường có độ bền kéo rất thấp chỉ vài KPa hoặc nhỏ hơn, song giá trị tuyệt đối xấp xỉ bằng 10% của UCS. Để thuận tiện trong tính toán khả năng phá hủy, lấy độ bền kéo của đất đá bằng 0 [6].

2.3.5. Hệ số Poisson (ν)

Giá trị này là một thông số quan trọng trong tính toán cơ học của thành hệ. Ngoài ra, giá trị cũng biểu thị xu hướng nén lại hay kéo giãn ra. Khi mẫu vật liệu bị nén (kéo) theo một phương thì mẫu có xu hướng co lại (giãn ra) theo phương vuông góc với phương tác dụng lực nhưng cũng có trường hợp vật liệu giãn ra khi kéo và co lại khi nén thì hệ số Poisson âm. Hệ số tăng khi áp suất lỗ rỗng tăng và cường độ kháng nén hay kháng kéo khối lượng riêng giảm. Tính toán trên dữ liệu log [9]:

$$\nu = \frac{0,5 \left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1}{\left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1} \quad (24)$$

Trong đó:

DTS: Thời khoảng truyền sóng cắt (shear transmit time) ($\mu s/ft$);

DTC: Thời khoảng truyền sóng nén (compressional transmit time) ($\mu s/ft$).

2.3.6. Hệ số Biot (α)

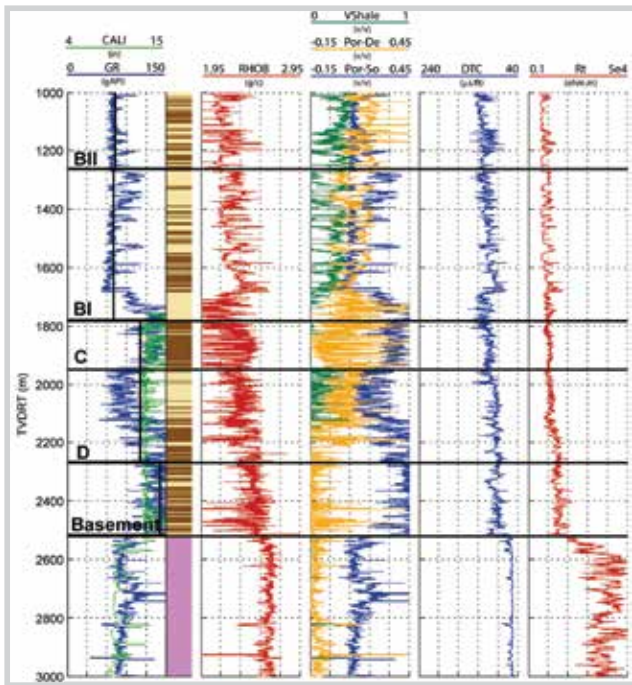
α là hệ số không thứ nguyên, được sử dụng để tính toán một số đại lượng ứng suất (như ứng suất hiệu dụng, ứng suất ngang...). Hệ số Biot tính toán theo công thức sau [6]:

$$\alpha = 1 - \frac{C_r}{C_b} \quad (25)$$

Trong đó:

$C_b = 1/K$: Độ nén khối khi đá bị lấp đầy chất lưu trong lỗ rỗng. K là module khối;

$C_r = 1/K_m$: Độ nén khối của khung đá. K_m là module khối của khung đá.



Hình 3. Dữ liệu đầu vào cho tính toán mô hình địa cơ học của giếng X (GR: Gamma ray, CALI: Đường kính giếng khoan, RHO: Tỷ trọng của đất đá, VShale: Thể tích sét, Por-De và Por-So: Độ rỗng tính lần lượt theo tỷ trọng và vận tốc, DTC: Thời khoảng truyền sóng nén, và R_2 điện trở sâu thành hệ).

2.3.7. Module Young (E)

E là mối quan hệ giữa ứng suất σ và biến dạng ϵ theo định luật Hooke và được thể hiện qua phương trình [6]:

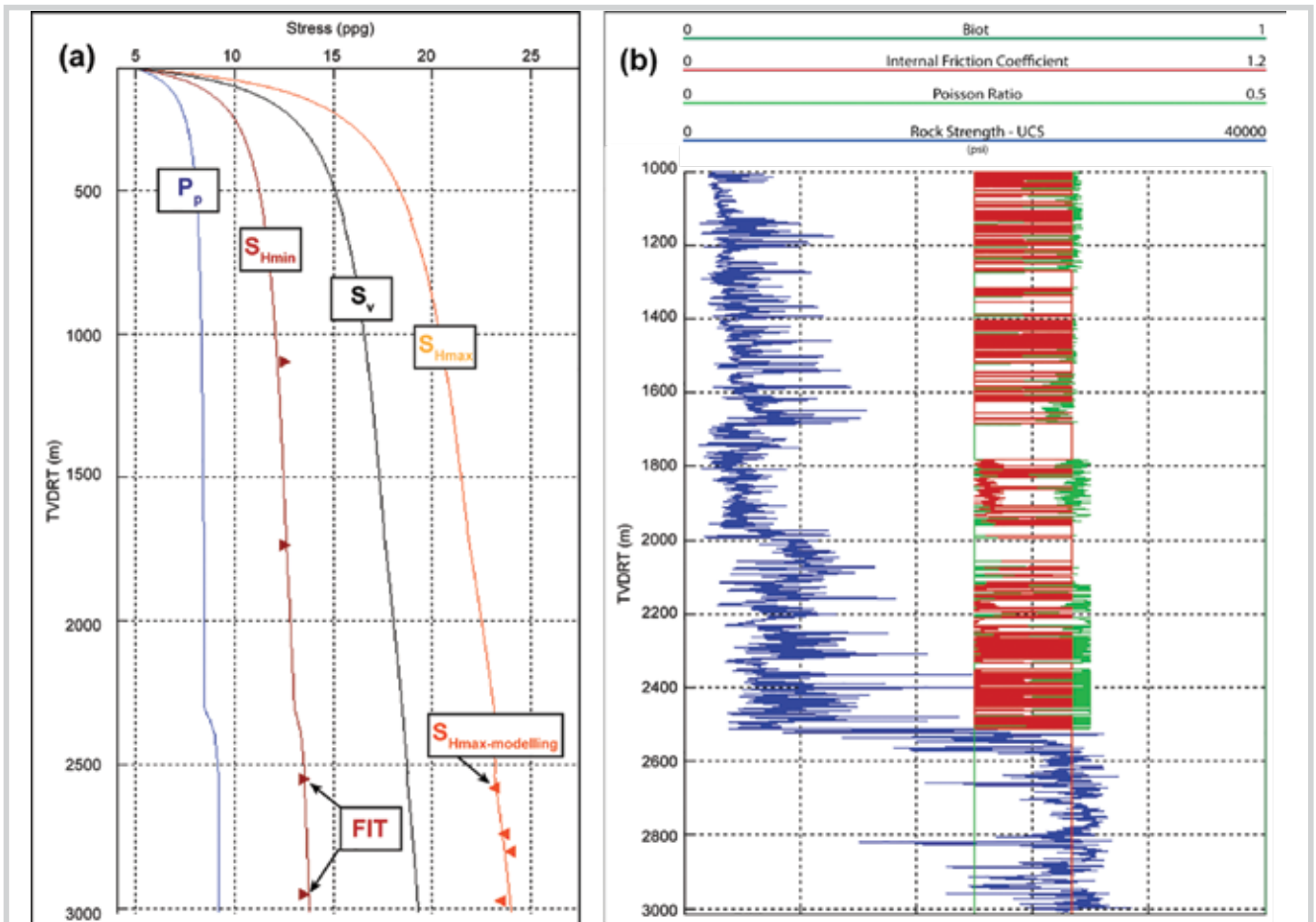
$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (26)$$

E thường dùng để tính toán sự thay đổi hướng của vật liệu dưới sự tác dụng của nén ép hay căng giãn. Có thể xác định E thông qua công thức [9]:

$$E = \rho V_s^2 \frac{(3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (27)$$

3. Xây dựng mô hình địa cơ học cho giếng khoan

Xây dựng mô hình địa cơ học cho giếng khoan bao gồm tính toán các thông số đất đá và trường ứng suất. Dữ liệu đầu vào cũng như kết quả tính toán các thông số đất đá và trường ứng suất được trình bày ở Hình 3 - 5. Trong đó, DTS được tính theo mối tương quan $V_s - V_p$ [9].



Hình 4. (a) Mô hình địa cơ học 1D. Từ kết quả, giếng nằm trong vùng đứt gãy trượt bằng (Strike-Slip regime). Áp suất lỗ rỗng tăng và có dị thường trong tầng móng. S_{hmin} được hiệu chỉnh với điểm đo FIT, S_{hmax} được hiệu chỉnh từ mô phỏng thông qua DITF và Breakout. (b) Các thông số tính chất cơ học của đất đá. Độ bền đá (UCS) tăng đáng kể trong móng từ 2.600 - 3.000 mTVD.

4. Xác định trạng thái hoạt động của khe nứt và hướng khe nứt mở trong đá móng

Phân tích khe nứt ứng suất tới hạn trong giếng khoan qua đá móng bằng cách áp dụng lý thuyết ứng suất tới hạn và mô hình địa cơ học với hệ số ma sát trong cho giới hạn phân loại khe nứt là $\mu = 0,6$ (Hình 6). Đá granite chưa có khe nứt (intact granite) có tính chất poroelastic rất thấp khi không có ảnh hưởng của áp suất lỗ rỗng dẫn đến hệ số Poisson và ma sát trong thay đổi theo thạch học. Tuy nhiên, trong đá móng nứt nẻ được lấp đầy bởi chất lưu và chịu áp suất lỗ rỗng (không bị xi măng lấp vào khe nứt) thì hệ số đó gần như là hằng số.

Kết quả trong Hình 6c cho thấy có những điểm nằm trên đường bao phá hủy thể hiện cho các khe nứt ứng suất tới hạn (điểm màu đỏ), ngược lại những điểm dưới đường bao phá hủy thể hiện cho các khe nứt đóng (điểm màu đen).

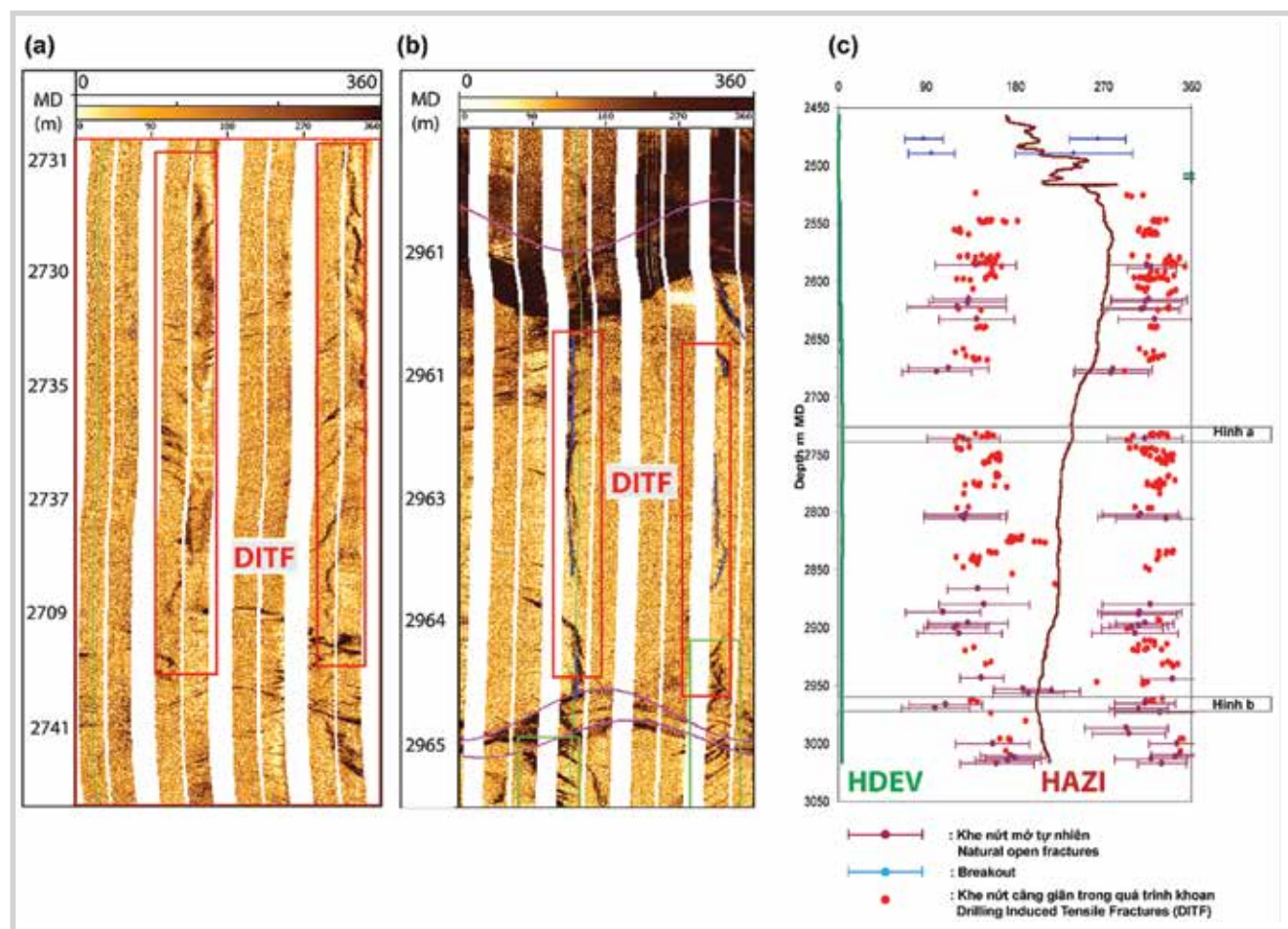
Bốn phương của khe nứt ứng suất tới hạn được thể

hiện trong Hình 6b (điểm màu trắng), được chia thành 2 hướng chính: (1) hướng khe nứt ứng suất tới hạn có strike gần như Bắc Nam và độ dốc hướng về phía Đông hoặc Tây với góc dốc $\sim 75^\circ$; (2) hướng của khe nứt ứng suất tới hạn có strike theo hướng Tây Tây Bắc - Đông Đông Nam và dốc theo hướng Bắc Đông Bắc hoặc Nam Tây Nam với góc dốc $\sim 75^\circ$ (điểm màu đỏ Hình 6a).

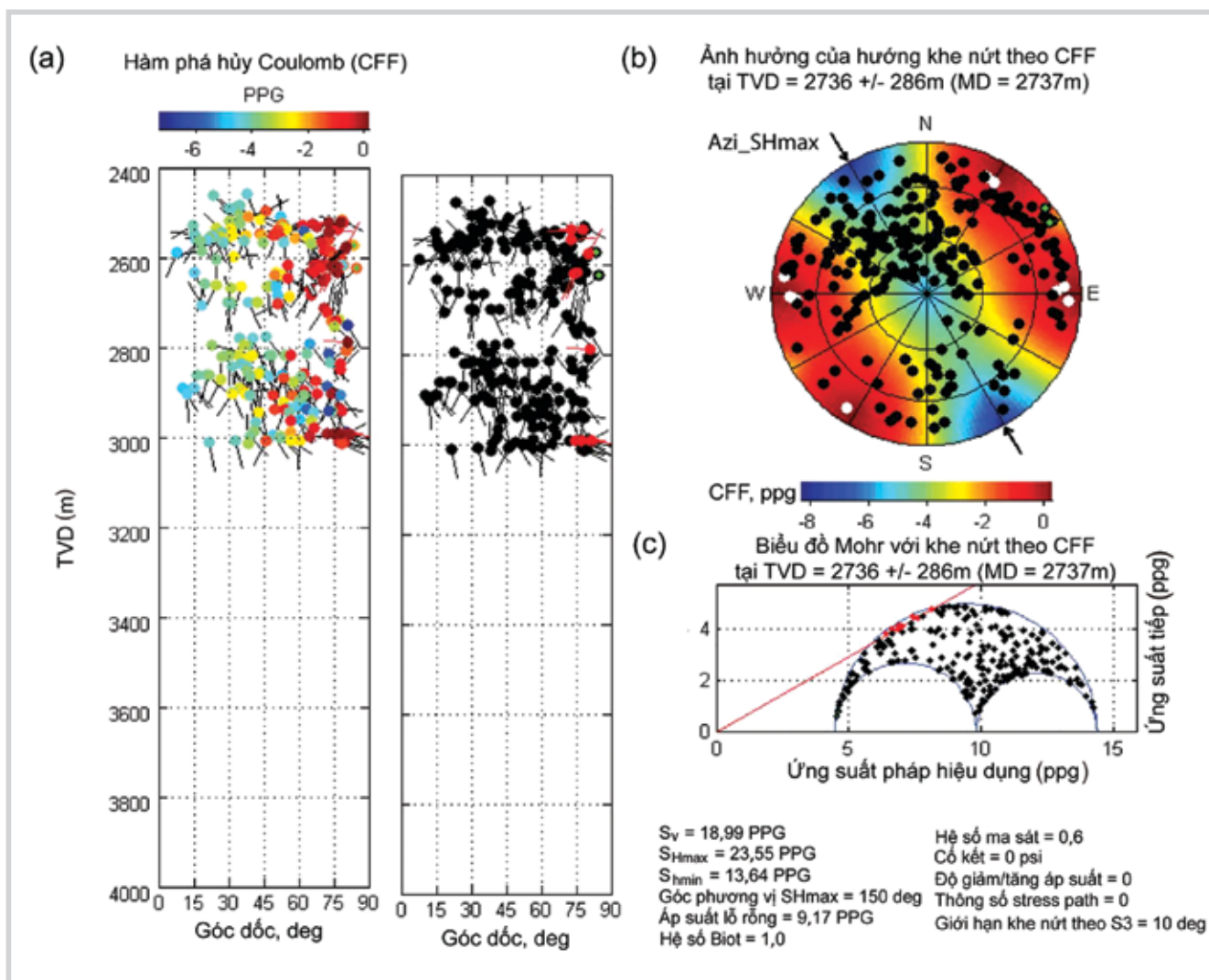
5. Kết luận

Thành phần thạch học chủ yếu là cát sét xen kẹp (cát là chủ yếu) từ đáy biển cho đến hết tập C. Từ đỉnh tập D là một tập sét rất dày đóng vai trò tầng chắn cho các vỉa dầu trong tầng móng (basement). Áp suất lỗ rỗng bằng áp suất thủy tĩnh từ đáy biển đến giữa tập D, bắt đầu di thường đạt giá trị lớn nhất khoảng 9,6ppg đến hết tầng móng.

Kết quả nghiên cứu mô hình địa cơ học cho thấy vị trí nghiên cứu nằm trong vùng đứt gãy trượt bằng ($S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$) với $S_{Hmax} = (1,05 - 1,1)S_{hmin}$, phương của S_{Hmax} là



Hình 5. Tài liệu ảnh giếng khoan (Image logs). Dựa vào tài liệu này để minh giải ra các thông số của khe nứt (góc dốc, góc phương vị, đường phương - strike) và góc phương vị của S_{Hmax} . (a) và (b) Vị trí có xảy ra DITFs (hình chữ nhật đỏ) và khe nứt mở (đường hình sin màu tím). (c) Tổng hợp các vị trí xảy ra DITFs (điểm đỏ), khe nứt mở (đường màu tím) và Breakout.



Hình 6. Kết quả tính toán khe ứng suất tối hạn của giếng X trong tầng đá móng. (a) Khe nứt ứng suất tối hạn được thể hiện bằng điểm đồ có góc dốc gần 75°. (b) Biểu đồ steronet thể hiện đường phương (strike) của khe nứt ứng suất tối hạn (điểm màu trắng) là Bắc - Nam hay Tây Tây Bắc - Đông Đông Nam. (c) Các giá trị khe nứt ứng suất tối hạn (điểm đồ) trong biểu đồ 3D Mohr-Coulomb với $\mu = 0,6$.

phương Bắc Tây Bắc - Nam Đông Nam (150° hay 330°). Độ lớn của các ứng suất ngang được tính toán dựa vào DITFs và Breakout sử dụng đa giác ứng suất.

Từ kết quả thông số cơ học của đá, UCS từ 1.000 - 10.000psi trong trầm tích, tăng đáng kể lên đến 24.000 - 27.000psi trong đá móng.

Các bằng chứng từ phân tích khe nứt ứng suất tối hạn trong móng cho thấy rằng các khe nứt bị xi măng hóa và không thấm không chịu ảnh hưởng cắt bởi ứng suất tác dụng lên. Tuy nhiên, trong đá móng các khe nứt ứng suất tối hạn tồn tại khi có sự liên kết thủy lực giữa chúng và chịu áp suất lỗ rỗng cao.

Có 2 hướng chính của khe nứt ứng suất tối hạn: (1) hướng strike Bắc - Nam và dốc theo hướng Đông hoặc Tây với góc dốc gần 75°; (2) hướng strike Tây Tây Bắc - Đông

Đông Nam và dốc theo hướng Bắc Đông Bắc hoặc Nam Tây Nam với góc dốc ~75°.

Quỹ đạo giếng khoan nên qua nhiều khe nứt ứng suất tối hạn và có góc nghiêng lớn (~75°) với hướng Đông Tây hoặc Đông Bắc - Tây Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Mark D.Zoback. *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press. 2014.
2. M.Zoback, C.Barton, M.Brudy, D.Castillo, T.Finkbeiner, B.Grollmund, D.Moos, P.Peska, C.Ward, D.Wiprut. *Determination of stress orientation and magnitude in deep wells*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2003; 4(7 - 8): p. 1049 - 1076.
3. Shuling Li, Cary C.Purdy. *Maximum horizontal*

stress and wellbore stability while drilling: Modeling and case study. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima Peru. 1 - 3 December, 2010.

4. Jean Jacques Royer. *Hydraulic fracturing in transverse isotropic media - A theoretical framework*. 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Catania, Sicily, Italy. 2014.

5. Bernt Aadnøy, Reza Looyeh. *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design*. Gulf Professional Publishing. 2019.

6. E.Fjær. *Petroleum related rock mechanics*. Elsevier Science. 2008.

7. J.Byerlee. *Friction of Rocks*. Rock Friction and Earthquake Prediction. 1978; 116: p. 615 - 626.

8. Abbas Khaksar Manshad, H.Jalalifar, M.Aslannejad. *Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2014; 4(4): p. 359 - 369.

9. Nguyen Thi Thanh Binh, Tomochika Tokunaga, Neil R.Goult, Hoang Phuoc Son, Mai Van Binh. *Stress state in the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore Vietnam*. Marine and Petroleum Geology. 2011; 28(5): p. 973 - 979.

APPLYING GEOMECHANICAL MODEL AND CRITICAL STRESS TO IDENTIFY OPEN FRACTURES IN BASEMENT RESERVOIR

Ta Quoc Dung¹, Pham Tri Dung², Le The Ha³, Nguyen Van Thuan⁴

¹Ho Chi Minh City University of Technology

²Cuu Long JOC

³Vietnam Oil and Gas Group

⁴Chulalongkorn University

Email: tqdung@hcmut.edu.vn

Summary

The paper presents the steps to identify in-situ stresses (vertical stress, maximum horizontal stress, minimum horizontal stress, and pore pressure); rock properties (Young modulus, Poisson ratio, uniaxial compressive strength and tensile strength) to build a 1D geomechanical model of wells by using various data such as well-logs and drilling events. After that, the critical stress theory was used to identify the critical fractures that may be productive reservoirs. Finally, the fractures density and orientation were used to design the target and trajectory of drilling wells in the granite basement.

Key words: Geomechanics, open fractures, basement, stress, rock properties.