

ỨNG DỤNG MÔ HÌNH ĐỊA CƠ HỌC ĐỂ PHÂN TÍCH SỰ ỔN ĐỊNH CỦA THÀNH GIẾNG KHOAN, LỰA CHỌN TỶ TRỌNG DUNG DỊCH KHOAN TỐI ƯU TRONG THIẾT KẾ THI CÔNG CÁC GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ

Hoàng Thanh Tùng¹, Nguyễn Xuân Cường¹, Đỗ Văn Khanh¹, Trương Hoài Nam², Phạm Tâm³, Nguyễn Trọng Tài⁴, Nguyễn Khánh Trung⁵

¹Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

³Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

⁴Rosneft Vietnam

⁵ENI Vietnam

Email: tunght@pvdriilling.com.vn

Tóm tắt

Khi thiết kế chương trình khoan thăm dò, khai thác cho các mỏ dầu khí ở Việt Nam, chiều sâu và vị trí đặt chân đế ống chống (casing depth and seat) cũng như tỷ trọng dung dịch khoan (mud weight) chủ yếu được tính toán và lựa chọn theo phương pháp truyền thống, căn cứ vào áp suất vỡ vỉa (fracture pressure) và áp suất vỉa (pore pressure) trong đó có tính tới hệ số an toàn khoảng 0,5ppg. Việc lựa chọn cửa sổ tỷ trọng dung dịch khoan (mud weight window) rất rộng dẫn tới tăng chi phí cho dung dịch khoan hoặc khi dùng hệ dung dịch khoan có tỷ trọng cao sẽ giảm tuổi thọ của hệ thống tuần hoàn dung dịch khoan như: piston bơm dung dịch, cụm đầu bơm, hệ thống đường ống dẫn dung dịch, đầu khoan treo (top drive), các van cao áp và các rủi ro khác có thể xảy ra làm giảm hiệu suất hoạt động của giàn khoan. Mặt khác khi không lựa chọn được cửa sổ dung dịch khoan hợp lý dẫn tới việc lựa chọn vị trí chống ống (casing seat) không tối ưu, làm tăng chi phí và giá thành thi công khoan. Do đó, nhóm tác giả đề xuất việc ứng dụng mô hình địa cơ học (geomechanics) để tính toán phân tích sự ổn định thành giếng khoan (wellbore stability) từ đó lựa chọn cửa sổ dung dịch khoan tối ưu dựa trên số liệu thực tế khi khoan mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn.

Từ khóa: Cửa sổ dung dịch khoan, chiều sâu chống ống tối ưu, mô hình địa cơ học, tính toán độ ổn định thành giếng.

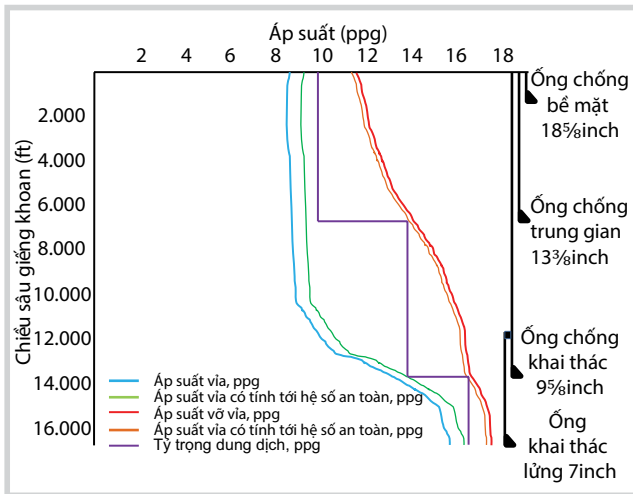
1. Giới thiệu

Các sự cố xảy ra trong quá trình khoan ảnh hưởng nghiêm trọng tới chi phí, giá thành thi công giếng khoan như: sự cố kẹt cần khoan, mất một phần hoặc hoàn toàn bộ khoan cụ, thay đổi thiết kế cấu trúc giếng khoan... Để tránh hoặc hạn chế các sự cố xảy ra, ngay từ khi xây dựng chương trình khoan cho giếng khoan phát triển mỏ, giai đoạn thiết kế giếng khoan cần được xem xét kỹ. Trong đó, việc tính toán độ ổn định thành giếng trong thi công giếng khoan và lựa chọn cửa sổ dung dịch khoan cho mỗi khoảng khoan, chiều sâu chống ống hợp lý đóng vai trò quan trọng để tối ưu hóa chi phí và đem lại lợi ích thiết thực về mặt kinh tế, kỹ thuật thi công giếng khoan. Trên cơ sở ứng dụng mô hình địa cơ học kết hợp với phần mềm tính toán GMI WELLCHECK, nhóm tác giả xác định cửa sổ dung dịch khoan, độ sâu chống ống hợp lý so với phương pháp truyền thống cho mỗi khoảng khoan cho giếng khoan phát triển mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn, qua đó xây dựng nguyên lý chung áp dụng cho các giếng khoan khác của mỏ Hải Thạch cũng như các giếng khoan ở các khu vực mỏ lân cận.

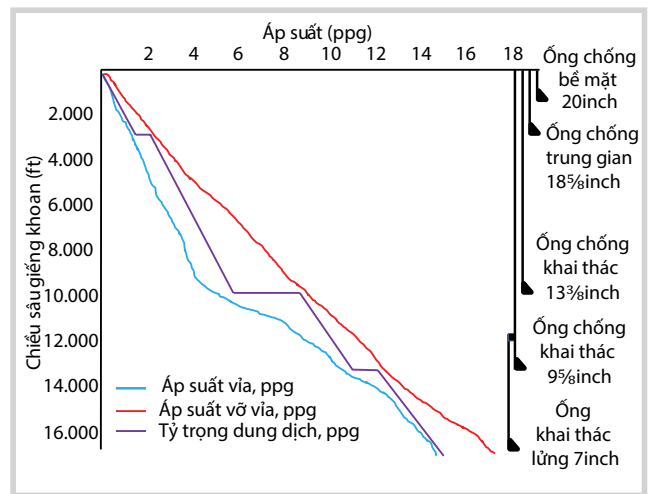
Đối với thiết kế chiều sâu thả ống chống thông thường dựa vào 2 tiêu chí là tỷ trọng dung dịch và dầu khí phun [1]. Trong đó:

Tỷ trọng dung dịch, chiều sâu chống ống được tính toán, lựa chọn từ điều kiện vỉa, dựa trên giá trị áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa với điều kiện thi công giếng khoan an toàn tránh dầu khí phun và vỡ vỉa. Trên Hình 1a, đường gạch đối với áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa đã được tính tới hệ số an toàn. Thông thường hệ số an toàn lấy giá trị 0,5ppg. Trong một số trường hợp đặc biệt, giá trị này có thể là 0,08ppg đối với áp suất vỉa và 0,25ppg đối với áp suất vỡ vỉa và tỷ trọng dung dịch luôn phải nằm trong dải lớn hơn áp suất vỉa và thấp hơn áp suất vỡ vỉa với hệ số an toàn như trên.

Tiêu chí dầu khí phun, vì lý do nào đó, áp suất cột dung dịch nhỏ hơn áp suất vỉa, có thể gây dầu khí phun khi thân giếng chưa được chống ống. Trong quá trình tính toán theo tiêu chí này, giá trị gradient áp suất sử dụng được tham chiếu như Hình 1b. Giá trị áp suất của cột chất lưu khi phun sẽ được tính toán cho từng điểm dọc theo thân giếng khoan và phải có giá trị nằm giữa đường áp



(a) Tiêu chí tỷ trọng dung dịch



(b) Tiêu chí chống phun

Hình 1. Lựa chọn chiều sâu thả ống chống theo các tiêu chí khác nhau

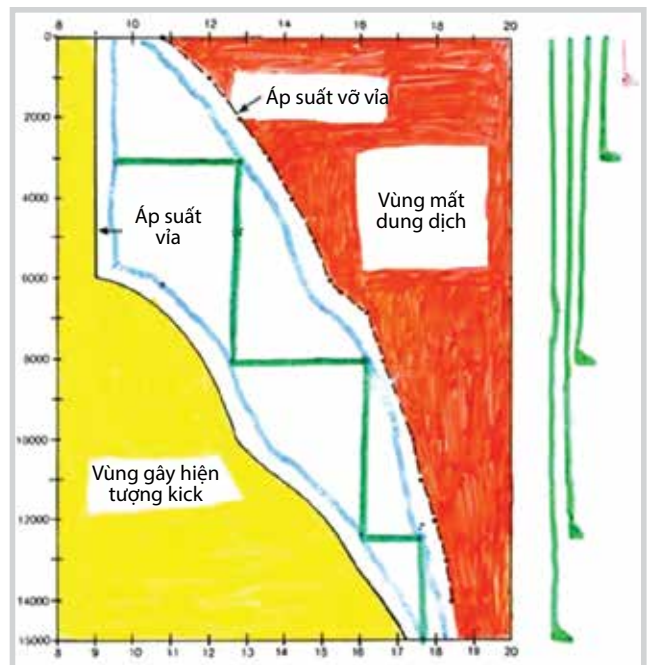
suất vỉa và áp suất vỡ vỉa. Tùy thuộc vào chính sách của chủ mỏ và kinh nghiệm đang thi công sẽ quyết định thiết kế lựa chọn chiều sâu thả ống chống theo 1 trong 2 tiêu chí trên.

Trong quá trình khoan, việc lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan theo phương pháp truyền thống sẽ đảm bảo áp suất cột dung dịch được giới hạn dưới bởi đường áp suất vỉa và giới hạn trên bởi đường áp suất vỡ vỉa cộng thêm 1 khoảng an toàn (Hình 2), qua đó chiều sâu chống ống cũng được thiết kế tương ứng.

Trong trường hợp gradient áp suất vỉa và vỡ vỉa được giả thiết tăng theo độ sâu (Hình 2) việc thiết kế dung dịch khoan và ống chống khá đơn giản. Một cấp đặt ống chống được thiết kế như sau: sau khi đặt ống chống cấp trước đó, tăng tỷ trọng dung dịch tuần hoàn (ECD) lên bằng áp suất vỡ vỉa trừ hệ số an toàn và tiến hành khoan. Đến độ sâu mà ECD bằng với áp suất vỉa cộng với hệ số an toàn thì tiến hành chống cấp ống chống mới và cứ như vậy cho tới khi khoan tới độ sâu thiết kế. Nhưng trong thực tế, áp suất gây sập lở thành giếng có lúc lớn hơn áp suất vỉa và thay đổi không ổn định nên việc thiết kế độ sâu đặt chân đế ống chống không chỉ phụ thuộc vào áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa mà còn phụ thuộc vào áp suất gây sập lở. Do đó, việc ứng dụng mô hình địa cơ học sẽ giúp xác định được áp suất sập lở, sẽ thu hẹp được tỷ trọng dung dịch qua từng khoảng khoan và lựa chọn được chiều sâu chống ống thích hợp.

2. Cơ sở lý thuyết về ổn định thành giếng

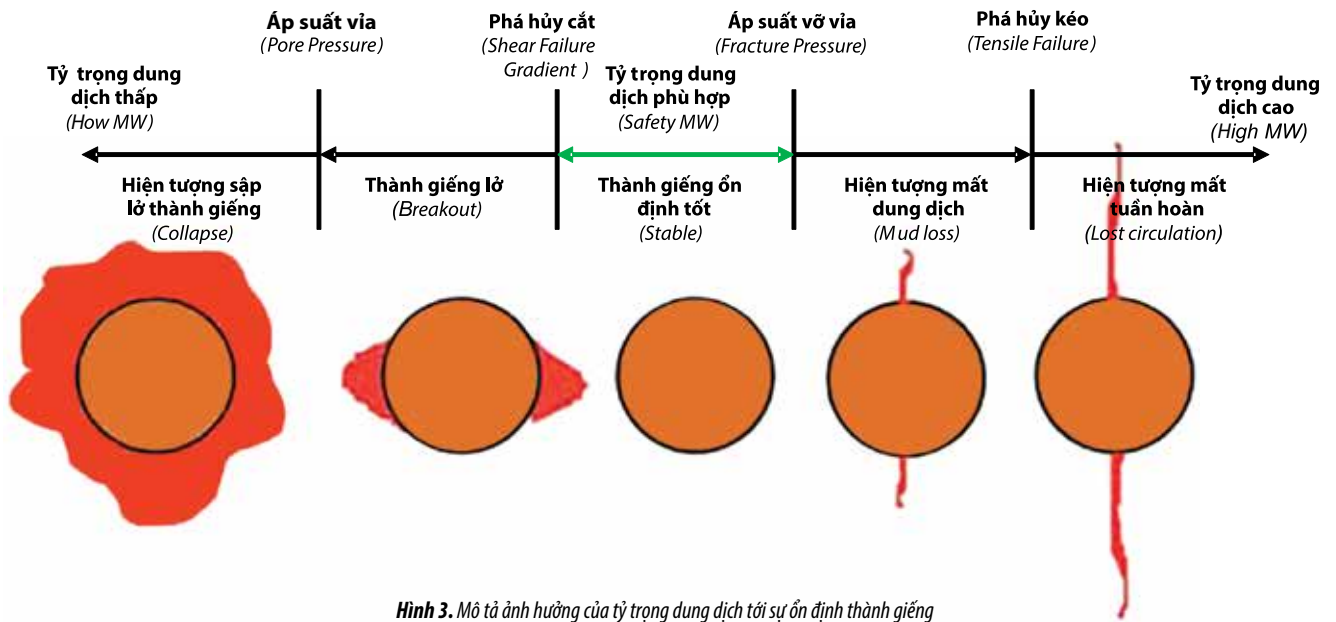
Một số ứng dụng về địa cơ trong công tác dự báo ổn định của thành giếng giúp đem lại hiệu quả công tác khoan như [2]:



Hình 2. Nguyên tắc thiết kế các cấp ống chống

- Lựa chọn quỹ đạo giếng khoan phù hợp (stable trajectory design);
- Tối ưu hóa tỷ trọng dung dịch qua từng khoảng khoan (optimal mud-weight window);
- Xác định rõ giới hạn lớn nhất nhỏ nhất cho phép của tỷ trọng dung dịch tuần hoàn (ECD - equivalent circulating density);
- Lựa chọn vị trí đặt chân đế ống chống (chiều sâu thả ống chống).

Nhóm tác giả đề cập tới 2 phần ứng dụng chính là tối ưu hóa chiều sâu chống ống và tỷ trọng dung dịch qua từng khoảng khoan.



Hình 3. Mô tả ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch tới sự ổn định thành giếng

2.1. Tác động của tỷ trọng dung dịch tới sự ổn định của thành giếng

Tỷ trọng dung dịch khoan là yếu tố chính tạo ra áp suất cột dung dịch nhằm duy trì áp suất cột dung dịch của giếng khoan nằm trong giới hạn của áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa. Nếu tỷ trọng dung dịch khoan cao sẽ dẫn tới hiện tượng phá vỡ thành hệ và gây ra hiện tượng mất dung dịch. Nếu tỷ trọng dung dịch nhỏ và không đủ lớn nhằm cân bằng lại áp suất vỉa thì xảy ra hiện tượng dầu, khí, chất lưu xâm nhập vào giếng khoan và gây ra hiện tượng phun trào hoặc sập lở thành giếng, gây kẹt một phần hoặc toàn bộ khoan cụ (Hình 3).

2.2. Cơ chế phá hủy thành giếng khoan liên quan tới trường ứng suất

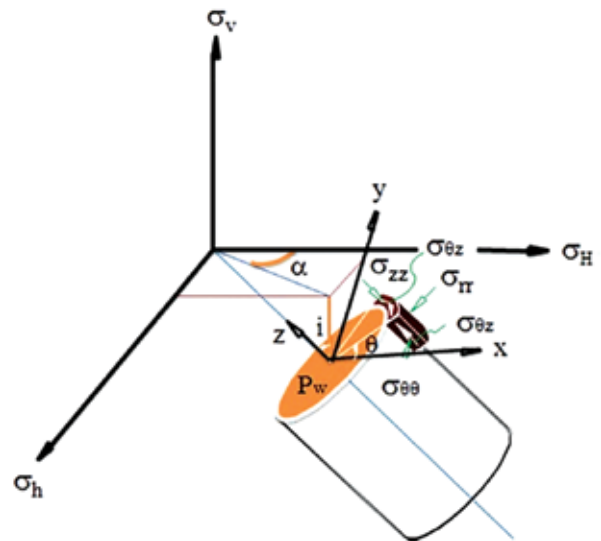
2.2.1. Các thành phần ứng suất xung quanh giếng khoan [3]

Ngoài ứng suất tác động lên một phân tử đất đá theo chiều sâu thẳng đứng như δ_v (hoặc $\delta_1; S_1; S_H$) - ứng suất lớp phủ hay còn gọi là ứng suất đè nén của địa tầng, δ_H (hoặc $\delta_2; S_2; S_H$) - ứng suất biên ngang lớn nhất, δ_h (hoặc $\delta_3; S_3; S_h$) - ứng suất biên ngang nhỏ nhất.

Từ các giá trị ứng suất chính, chuyển hệ trục tọa độ theo phương thẳng đứng với các giá trị ứng suất $\delta_v; \delta_H; \delta_h$ theo hệ trục tọa độ XYZ của thân giếng khoan (Hình 4) với giếng khoan xiên có góc lệch i và góc phương vị α , có các ứng suất theo trục thân giếng sau khi chuyển hệ trục tọa độ như sau [3]:

$$\delta_x = (\delta_H \cos^2 \alpha + \delta_h \sin^2 \alpha) \cos^2 i + \delta_v \sin^2 i \quad (1)$$

$$\delta_y = \delta_H \sin^2 \alpha + \delta_h \cos^2 \alpha \quad (2)$$



Hình 4. Các thành phần ứng suất quanh giếng khoan [3]

$$\delta_z = (\delta_H \cos^2 \alpha + \delta_h \sin^2 \alpha) \sin^2 i + \delta_v \cos^2 i \quad (3)$$

$$\delta_{xy} = 0,5(\delta_H - \delta_h) \sin 2\alpha \cos i \quad (4)$$

$$\delta_{xz} = 0,5(\delta_H \cos^2 \alpha - \delta_h \sin^2 \alpha - \delta_v) \sin 2i \quad (5)$$

$$\delta_{yz} = 0,5(\delta_H - \delta_h) \sin 2\alpha \sin i \quad (6)$$

Khi xét tới một phân tử đất đá trên thành giếng khoan, các ứng suất được phân bố theo tọa độ cầu (cylindrical coordinate system) với các trị số (r, z, θ) như ở Hình 4. Khi tiến hành chuyển đổi ứng suất cho các phân tử đất đá xung quanh thân giếng thì hệ trục tọa độ góc (polar coordinate) sẽ được áp dụng. Các giá trị ứng suất cho phân tử đất đá xung quanh thân giếng sẽ như sau [4]:

$$\delta_{rr} = \delta_x \cos^2 \theta + \delta_y \sin^2 \theta + 2\delta_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (7)$$

$$\delta_{\theta\theta} = \delta_x \sin^2 \theta + \delta_y \cos^2 \theta - 2\delta_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (8)$$

$$\delta_{zz} = \delta_z - v[2(\delta_x - \delta_y) \cos 2\theta + 4\delta_{xy} \sin 2\theta] \quad (9)$$

$$\delta_{r\theta} = (\delta_y - \delta_x) \sin \theta \cos \theta + \delta_{xy}(\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (10)$$

$$\delta_{rz} = \delta_{xz} \cos \theta + \delta_{yz} \sin \theta \quad (11)$$

$$\delta_{\theta z} = \delta_{yz} \cos \theta - \delta_{xz} \sin \theta \quad (12)$$

Trong đó:

$\delta_{rr}, \delta_{\theta\theta}, \delta_{zz}$: Lần lượt là ứng suất hướng tâm, tiếp tuyến và hướng trục theo trục và tâm giếng khoan tại vị trí khảo sát;

v : Hệ số Poisson của đất đá;

θ : Góc giữa trục x (theo chiều kim đồng hồ).

2.2.2. Tác động của ứng suất liên quan tới ổn định thành giếng

Do trong quá trình khoan, mùn khoan được lấy lên và phá vỡ trạng thái cân bằng của ứng suất, do đó ứng suất tại thành giếng sẽ biến đổi phức tạp. Như ở mục 2.2.1, ứng suất vòng quanh lỗ khoan trong đó góc phương vị là góc hợp bởi hướng ứng suất ngang nhỏ nhất và hướng giếng khoan. Trong một lỗ khoan bình thường, một lỗ khoan không xảy ra bất cứ một hiện tượng hoặc rủi ro gì thì giá trị ứng suất vòng phải nằm trong khoảng giới hạn độ bền nén và độ bền kéo (Hình 5) là:

$$T_o \leq \delta_{\theta\theta} \leq C_o \quad (13)$$

Trong đó:

T_o : Độ bền kéo của đất đá (tensile strength) là khả năng lớn nhất của đất đá chống lại lực kéo căng từ bên ngoài mà không bị nứt gãy hoặc tách ra, thông thường độ bền kéo của đất đá rất thấp chỉ một vài Kpa hoặc nhỏ hơn;

C_o : Độ bền của đất đá hay còn gọi là UCS - độ bền nén đơn trục được xác định dựa vào dữ liệu địa chất và địa vật lý trong khi khoan, ứng với mỗi thành hệ sẽ có cách xác định giá trị C_o (hay UCS) khác nhau [4].

Theo Erling Fjar và các cộng sự [5], ứng suất lớn nhất và nhỏ nhất quanh giếng khoan được xác định theo công thức (14) và (15):

$$\delta_{\theta\theta,max} = 3\delta_H - \delta_h - P_w \quad (14)$$

$$\delta_{\theta\theta,min} = 3\delta_h - \delta_H - P_w \quad (15)$$

Trong đó: P_w là áp suất giếng khoan.

2.2.3. Tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb (Hình 6)

Một trong những tiêu chuẩn đơn giản và được sử dụng phổ biến để thể hiện mối tương quan giữa ứng suất pháp và ứng suất tiếp trong xây dựng đường bao phá hủy là sử dụng tiêu chuẩn vòng tròn Mohr (Mohr-Coulomb criterion). Tiêu chuẩn Mohr-Coulomb đưa ra ứng suất cắt và ứng suất hiệu dụng được xác định thông qua công thức sau [3]:

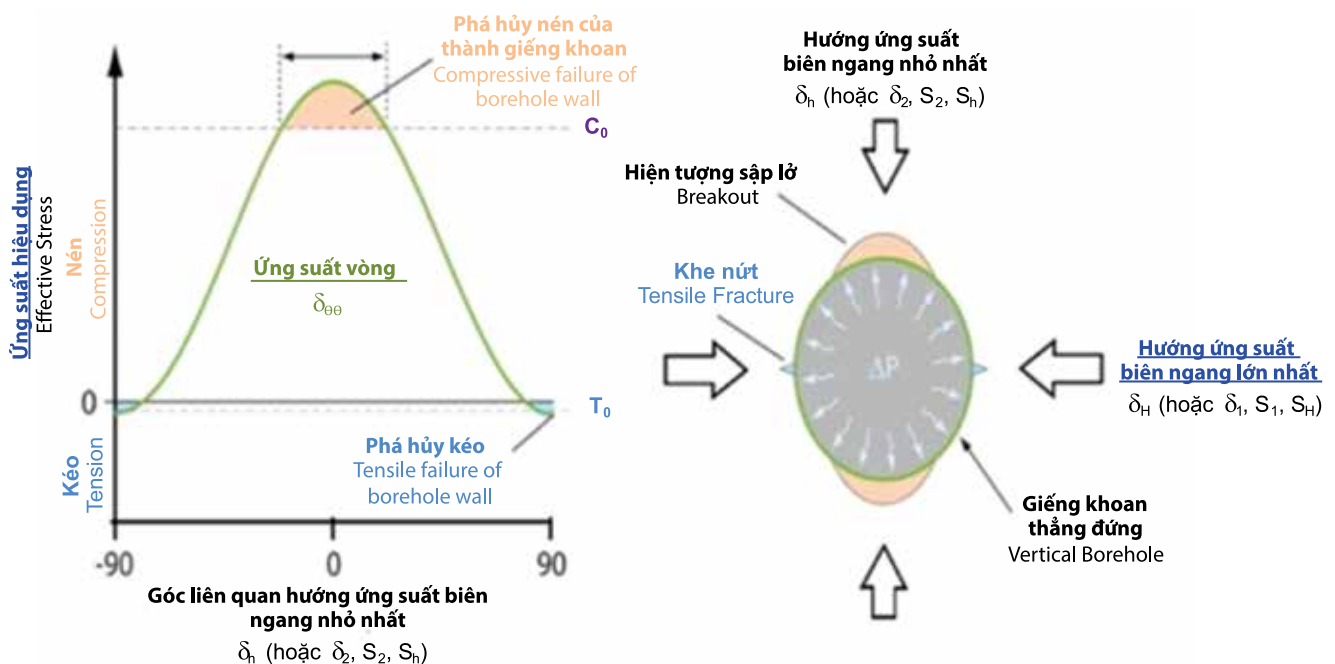
$$\tau = c + \delta_n \tan \phi \quad (16)$$

Trong đó:

τ : Ứng suất cắt;

δ_n : Ứng suất chính;

c (một số tài liệu khác gọi là S_o) và ϕ : Độ bền cố kết và góc ma sát trong của đất đá (một số tài liệu khác đặt là ϕ).



Hình 5. Tác động của ứng suất liên quan tới độ ổn định thành giếng khoan

Tiêu chuẩn Mohr-Coulomb sử dụng giá trị độ bền nén đơn trục và góc ma sát trong của đất đá để đưa ra tiêu chuẩn phá hủy. Mối liên quan của ứng suất chính lớn nhất δ_1 và nhỏ nhất δ_3 được thể hiện qua phương trình sau:

$$\delta_1 = \delta_c + q\delta_3 \tag{17}$$

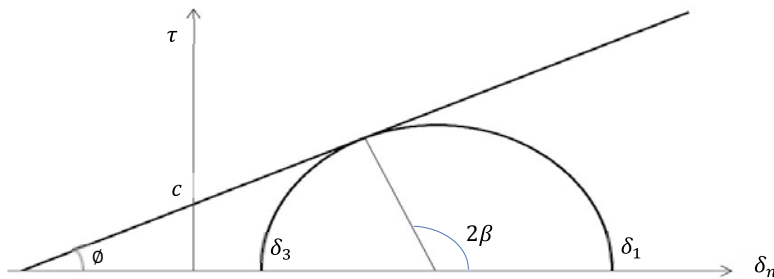
Trong đó: q là hệ số liên quan tới giữa ϕ và độ bền nén đơn trục của đất đá δ_c (một số tài liệu khác gọi là UCS hay C_0). Giá trị của q và δ_c được xác định qua công thức sau:

$$q = \tan^2\left(45 + \frac{\phi}{2}\right) = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \tag{18}$$

$$\delta_c = 2c \tan\left(45 + \frac{\phi}{2}\right) = \frac{2c \cos \phi}{1 - \sin \phi} \tag{19}$$

Từ công thức (17) có thể được viết lại theo công thức sau:

$$F = (\delta_c + q\delta_3) - \delta_1 \tag{20}$$



Hình 6. Tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb

Theo tiêu chuẩn Mohr-Coulomb, phá hủy cắt sẽ xảy ra khi $F \leq 0$. Tỷ trọng dung dịch được lựa chọn phù hợp nhằm ngăn ngừa phá hủy có thể xảy ra, tương ứng với các giá trị ứng suất ở các độ sâu khác nhau sẽ lựa chọn tỷ trọng dung dịch phù hợp.

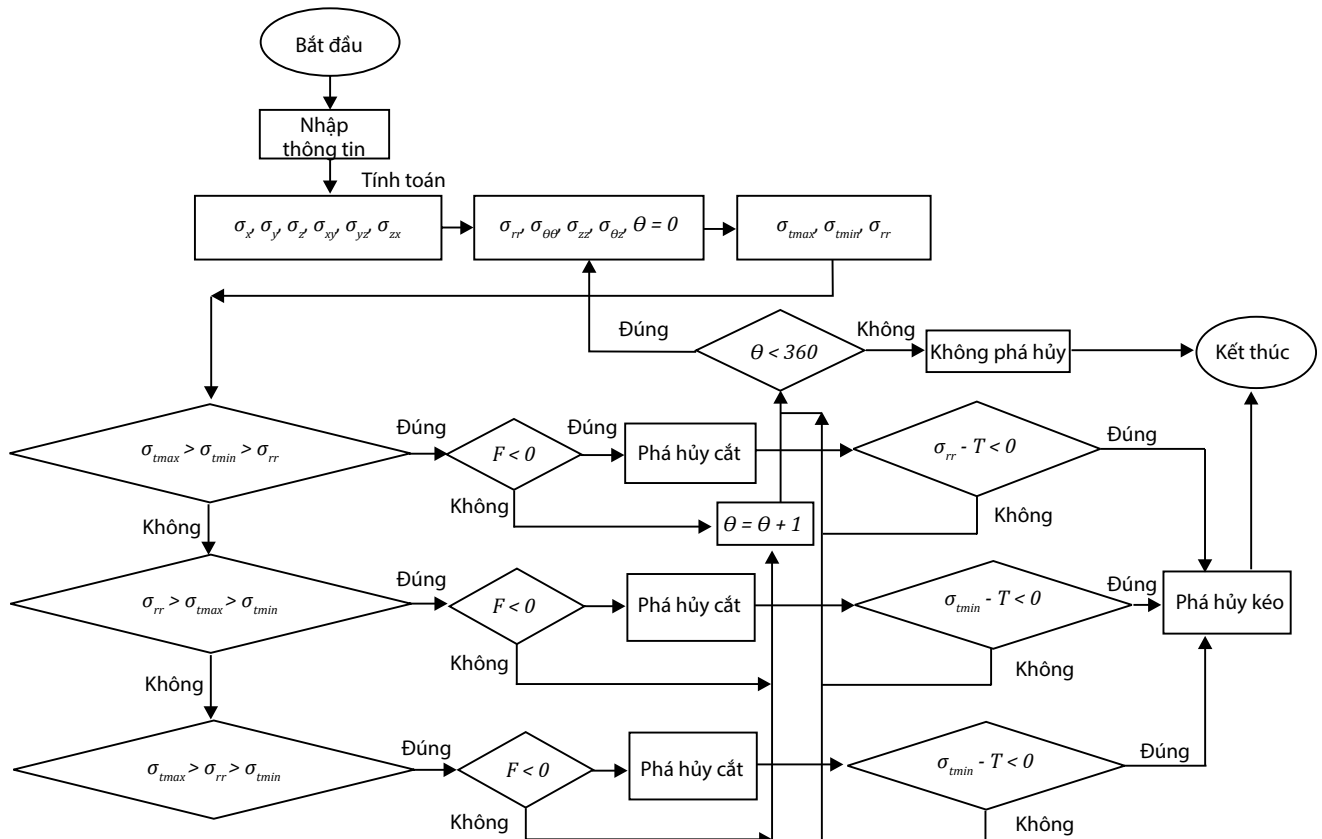
Lưu đồ tính toán ứng suất giới hạn phá hủy kéo và phá hủy cắt được thể hiện như Hình 7.

2.3. Xác định giá trị ứng suất

Theo Bernt Sigve Aadnoy và Reza Looyeh [6] đã thống kê một số phương pháp tính toán và ước lượng các giá trị ứng suất như Bảng 1.

3. Cơ sở tính toán tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu để tránh hiện tượng sập lở và tại khe nứt

Nếu tỷ trọng dung dịch khoan không phù hợp thì ứng suất vòng xung quanh lỗ khoan sẽ quá lớn và khi vòng tròn Mohr chạm vào đường tới hạn có thể xảy ra hiện tượng phá hủy cắt gây sập lở, làm tăng chi phí khoan



Hình 7. Lưu đồ tính toán ứng suất giới hạn phá hủy kéo và cắt [3, 4]

Bảng 1. Bảng thống kê một số phương pháp tính toán và dự báo ứng suất tại chỗ, áp suất lỗ rỗng [6]

| Chỉ số cần đo | Ứng suất | Kỹ thuật tính toán | Kỹ thuật ước lượng |
|---------------------|--|-------------------------------------|--------------------------------|
| Độ lớn ứng suất | Ứng suất địa tầng ($\delta_v; \delta_I; S_v$) | Biểu đồ log mật độ khối | |
| | Ứng suất biên ngang lớn nhất ($\delta_H; \delta_2; S_H$) | | Sập lở |
| | | | Tỷ trọng dung dịch |
| | | | Quan sát thành giếng |
| | Ứng suất biên ngang nhỏ nhất ($\delta_h; \delta_3; S_h$) | Nứt vỉa thủy lực | Thử độ bền thành hệ |
| | | | Thử thành hệ |
| | | | Mất tuần hoàn |
| | | | Khe nứt hình thành trong khoan |
| Hướng ứng suất | Ứng suất biên ngang lớn nhất hoặc nhỏ nhất | Kỹ thuật đo Cross Dipole | Hướng của đứt gãy |
| | | Thử nứt độ bền thành hệ | Hướng của đứt gãy tự nhiên |
| | | Thử nứt vỉa thủy lực | |
| | | Thử nứt vỉa do dung dịch khoan | |
| | | Tính toán áp suất sập lở | |
| Áp suất lỗ rỗng/vỉa | Áp suất lỗ rỗng $P_o; P_f; P_p$ | Kiểm tra thông số vỉa | Kết quả đo log mật độ khối |
| | | Thử vỉa lặp lại | Kết quả đo log sóng âm |
| | | Kiểm tra toàn diện thông số vỉa | Kết quả đo địa chấn |
| | | Đo địa carota giếng trong khi khoan | Tỷ trọng dung dịch đã sử dụng |
| | | Đo thông số vỉa trực tiếp | |

Bảng 2. Các trường hợp phá hủy cắt cho giếng khoan thẳng đứng

| Trường hợp | $\delta_1 \geq \delta_2 \geq \delta_3$ | Giếng khoan sẽ sập lở khi |
|------------|---|--|
| a | $\delta_\theta \geq \delta_z \geq \delta_r$ | $P_w \leq P_f + \frac{2(\delta_h - P_f) - C_0}{1 + \tan^2 \beta}$ |
| b | $\delta_z \geq \delta_\theta \geq \delta_r$ | $P_w \leq P_f + \frac{\delta_v - P_f - C_0}{\tan^2 \beta}$ |
| c | $\delta_z \geq \delta_r \geq \delta_\theta$ | $P_w \geq P_f + 2(\delta_h - P_f) - \frac{\delta_v - P_f - C_0}{\tan^2 \beta}$ |
| d | $\delta_r \geq \delta_z \geq \delta_\theta$ | $P_w \geq P_f + \frac{2(\delta_h - P_f)\tan^2 \beta + C_0}{1 + \tan^2 \beta}$ |
| e | $\delta_r \geq \delta_\theta \geq \delta_z$ | $P_w \geq P_f + (\delta_v - P_f)\tan^2 \beta + C_0$ |
| f | $\delta_\theta \geq \delta_r \geq \delta_z$ | $P_w \leq P_f + 2(\delta_h - P_f) - (\delta_v - P_f)\tan^2 \beta - C_0$ |

giếng, nghiêm trọng hơn có thể phải hủy giếng khoan trước khi đạt tới mục tiêu thiết kế. Vì vậy, việc thiết kế tỷ trọng dung dịch khoan phù hợp qua từng khoảng khoan là rất cần thiết và luôn được tính toán, thay đổi một cách linh hoạt từ khi thiết kế giếng khoan và trong suốt quá trình khoan. Để xác định được cửa sổ dung dịch khoan cần xác định được áp suất thành tạo khe nứt (P_{wf}) và áp suất gây sập lở thành hệ (P_{wc}). Khi đó áp suất giếng được duy trì là $P_{wc} < P_w < P_{wf}$ để không xảy ra sự cố liên quan tới thành giếng khoan [6].

3.1. Đối với giếng khoan thẳng đứng [5]

Trong giếng thẳng đứng với thành phần ứng suất ngang là bằng nhau theo mọi hướng ($\sigma_h = \text{const}$), 3 thành phần ứng suất chính lần lượt là: $\delta_r = P_w$; $\delta_\theta = 2\delta_h - P_w$; $\delta_z = \delta_v$. Theo Erling Fjar và các cộng sự [5] thành giếng khoan bị phá hủy cắt trong các trường hợp như Bảng 2.

3.2. Đối với giếng khoan ngang

Tỷ trọng dung dịch tránh sập lở cấu trúc giếng khoan ngang như Bảng 3 [5].

Bảng 3. Tỷ trọng dung dịch tránh sập lở cấu trúc giếng khoan ngang

| Trường hợp | Tỷ trọng dung dịch tránh gây sập lở |
|---------------------------------------|---|
| $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$ | $P_w \leq \frac{M - UCS + P_p (\tan^2 \beta - 1)}{1 + \tan^2 \beta}$ |
| $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$ | $P_w \leq \frac{\sigma_{zh} - UCS - M \tan^2 \beta + P_p (\tan^2 \beta - 1)}{\tan^2 \beta}$ |
| $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$ | $P_w \geq \frac{UCS + M \tan^2 \beta - \sigma_{zh} + P_p (1 - \tan^2 \beta)}{\tan^2 \beta}$ |

Trong đó :

$$(\sigma_v + \sigma_H \sin^2 \alpha + \sigma_h \cos^2 \alpha) - 2(\sigma_v - \sigma_H \sin^2 \alpha - \sigma_h \cos^2 \alpha) \cos 2\theta = M$$

3.3. Đối với giếng khoan xiên [5]

Trường hợp 1, giả thiết $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$ khi đó ứng suất chính lớn nhất là σ_θ và ứng suất chính nhỏ nhất là σ_r . Thành giếng khoan bị sập lở khi:

$$P_w \leq \frac{\sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - UCS + P_p (\tan^2 \beta - 1)}{1 + \tan^2 \beta} \quad (21)$$

Trường hợp 2 với $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$ ứng suất chính lớn nhất là σ_z và ứng suất chính nhỏ nhất là σ_r . Thành giếng khoan bị sập khi:

$$P_w \leq \frac{\sigma_z - \vartheta[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta] - UCS + P_p (\tan^2 \beta - 1)}{\tan^2 \beta} \quad (22)$$

Trường hợp 3 với $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$ ứng suất chính lớn nhất là σ_z và ứng suất chính nhỏ nhất là σ_θ . Thành giếng khoan bị sập lở khi:

$$P_w \geq \frac{1}{\tan^2 \beta} (UCS + (\sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta) \tan^2 \beta - \sigma_z \vartheta[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta] + P_p (1 - \tan^2 \beta)) \quad (23)$$

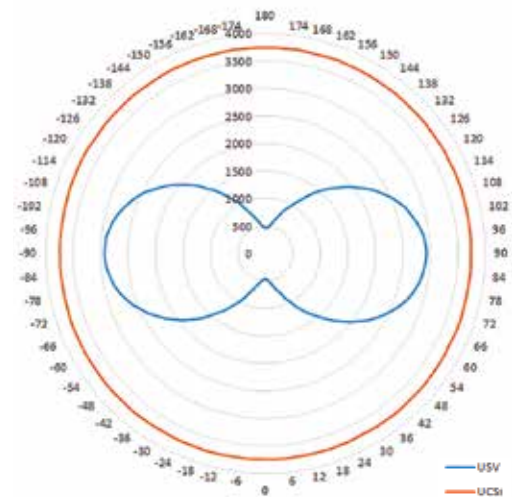
Bảng 4. Các thông số sử dụng để tính toán tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan

| TT | Thông số | Ký hiệu | Đơn vị |
|----|--|------------------------------------|------------------|
| 1 | Độ sâu thực tế | MD | ft |
| 2 | Độ sâu thẳng đứng | TVD | ft |
| 3 | Ứng suất địa tầng | δ_v | psi ppg |
| 4 | Ứng suất biên ngang nhỏ nhất | δ_h | |
| 5 | Ứng suất biên ngang lớn nhất | δ_H | |
| 6 | Độ bền nén đơn trục | C _o hoặc UCS | |
| 7 | Áp suất đáy giếng | P _w | |
| 8 | Áp suất vỉa | P _p hoặc P _f | Không thứ nguyên |
| 9 | Hệ số góc ma sát trong | ϕ | |
| 10 | Hệ số poisson | ν | |
| 11 | Góc tọa độ trụ theo thân giếng tại vị trí khảo sát | θ | |
| 12 | Góc nghiêng giếng | i | Độ |
| 13 | Góc phương vị của giếng | α_{hole} | Độ |
| 14 | Chiều sâu mực nước biển | D _{sea} | m |

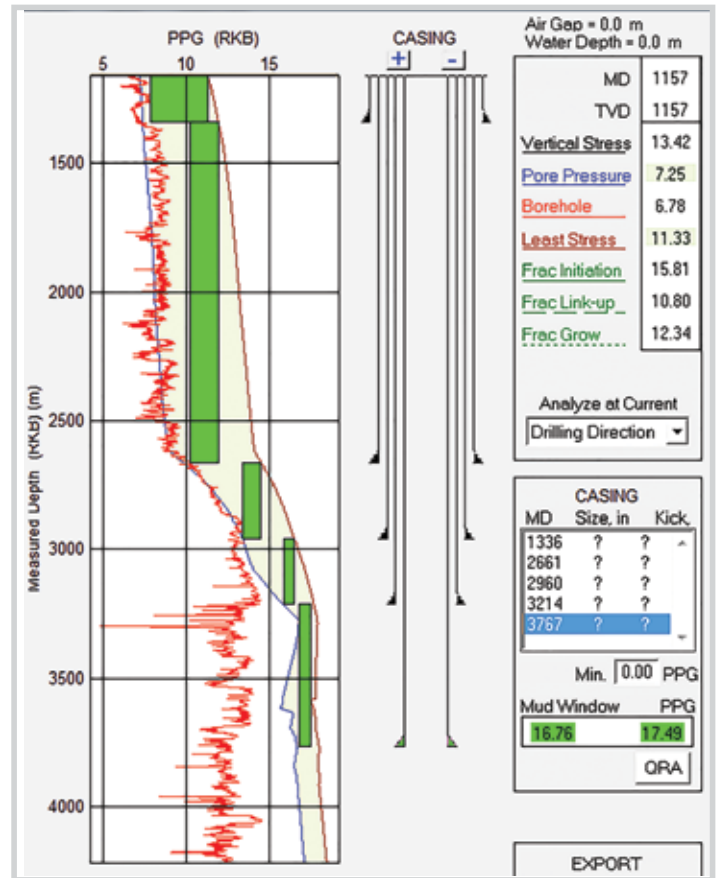
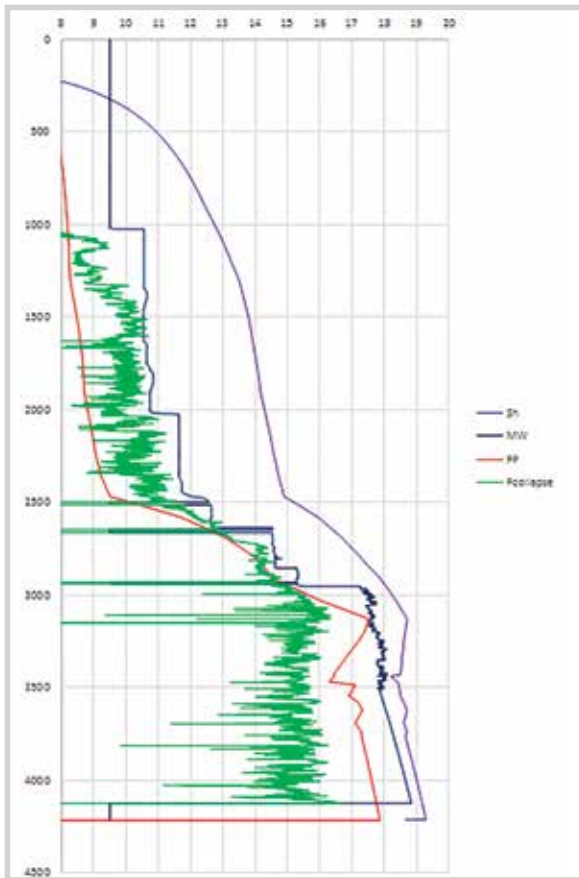
4. Ứng dụng mô hình địa cơ học để lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan

Trên cơ sở các thông số (Bảng 4), kết quả khảo sát giếng khoan phát triển mỏ Hải Thạch tại vị trí giếng có độ sâu TVD = 2236,764m, giá trị góc nghiêng của giếng là $i = 27,078$ độ, $\delta_v = 6852,131$ psi; $\delta_H = 6030,259$ psi; $\delta_h = 5585,35$ psi; UCS = 3744,439psi; P_p = 3484,11psi. Kết quả cho thấy giá trị ứng suất vòng nằm trong giới hạn của ứng suất nén một trục nên hiện tượng sập lở thành giếng không xảy ra.

Kết quả tính toán (Hình 9) cho thấy ở khoảng chiều sâu 1.000 - 2.750m giá trị áp suất gây sập lở thành giếng (P_{wc}) cao hơn áp suất vỉa. Nếu chọn tỷ trọng dung dịch cao



Hình 8. Kết quả khảo sát giá trị ứng suất vòng của giếng khoan tại một chiều sâu nhất định



Hình 9. Kết quả tính toán tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan dựa vào số liệu của giếng khoan phát triển mỏ Hải Thạch

hơn giá trị áp suất vỉa (P_v) không đủ an toàn thì hiện tượng sập lở vẫn xảy ra. Bằng phần mềm GMI Wellcheck, để kiểm nghiệm lại mô hình tính toán (Hình 9b) cho kết quả tương đồng, mô hình tính toán bằng Microsoft Excel dựa trên các thông số cơ học đá sẽ giúp đưa ra cửa sổ dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan và chiều sâu chống ống phù hợp.

5. Kết luận

Kết quả thiết kế giếng khoan theo mô hình địa cơ học dự báo tỷ trọng dung dịch khoan chính xác hơn với cửa sổ dung dịch khoan hẹp hơn.

Qua nghiên cứu phân tích cho thấy góc lệch thân giếng ảnh hưởng nhiều đến tỷ trọng dung dịch khoan để giữ ổn định thành giếng, góc phương vị giếng ít gây ảnh hưởng đến tỷ trọng dung dịch khoan cần thiết.

Kết quả tính toán và thiết kế cho giếng khoan theo phương pháp sử dụng Microsoft Excel với các dữ liệu về địa cơ học và phương pháp sử dụng phần mềm GMI Wellcheck của Baker Hughes khá tương đồng. Kết quả này cũng phù hợp với các giếng thực tế đã được khoan trước đó trong khu vực mỏ Hải Thạch, cụ thể:

- Sự tương đồng về độ lớn và hình dạng của đường cong thể hiện áp suất gây sập lở thành giếng cho thấy cơ sở lý thuyết và các công thức ứng dụng trong 2 phương pháp là như nhau;

- Đối với thiết kế thi công giếng khoan cần phải xem xét ứng dụng mô hình địa cơ học để tính toán sự ổn định thành giếng và kiểm nghiệm lại tính toán theo phương pháp truyền thống.

Cần xem xét thêm việc phân tích ổn định thành giếng khoan là yêu cầu bắt buộc trước khi phê duyệt chương trình khoan thăm dò và phát triển nhằm đảm bảo giảm thiểu rủi ro do sập lở thành giếng khoan cũng như lựa chọn được chiều sâu chống ống phù hợp.

Tài liệu tham khảo

1. Triệu Hùng Trường, Trần Xuân Đào. Phân tích lựa chọn cấu trúc cột ống chống hợp lý cho giếng khoan thanh nhánh được cắt xiên từ các giếng khoan đang tồn tại của Vietsovpetro. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2016; 54: trang 83 - 88.

2. Schlumberger. Wellbore stability. www.slb.com.

3. Masoud Aslannezhad, Abbas Khaksar Manshad, Hossein Jalalifar. *Determination of a safe mud window and analysis of wellbore stability to minimize drilling challenges and non-productive time*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2016; 6(3): p. 493 - 503.

4. Abbas Khaksar, Philip Geoffrey Taylor, Zhi Fang, Toby John Kayes, Abraham Salazar, Khalil Rahman. *Rock strength from core and logs: Where we stand and ways to go*. Society of Petroleum Engineers. 2009.

5. Erling Fjar, R.M.Holt, A.M.Raaen, R.Risnes,

P.Horsrud. *Petroleum related rock mechanics (2nd edition)*. Elsevier. 2008.

6. Bernt Sigve Aadnoy, Reza Looyeh. *Petroleum rock mechanics - Drilling operations and well design*. Gulf Professional Publishing. 2011.

7. 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.

APPLICATION OF GEOMECHANICAL MODEL TO ANALYSE WELLBORE STABILITY AND DETERMINATION OF SAFE MUD WEIGHT WINDOW FOR DRILLING OPERATION AND ENGINEERING

**Hoang Thanh Tung¹, Nguyen Xuan Cuong¹, Do Van Khanh¹, Truong Hoai Nam²,
Pham Tam³, Nguyen Trong Tai⁴, Nguyen Khanh Trung⁵**

¹Petrovietnam Drilling and Well Services Corporation (PV Drilling)

²Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam)

³Bien Dong Petroleum Operating Company (Bien Dong POC)

⁴Rosneft Vietnam

⁵ENI Vietnam

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

Summary

In designing the drilling plans for exploration and development wells in Vietnam, the casing depth and seat as well as mud weight have mainly been calculated and selected using the conventional well design, which is based on the fracture pressure and pore pressure with a safety margin of about 0.5ppg. The selection of a large mud weight window increases well costs for drilling mud and chemicals. The increasing of mud weight properties will also reduce the life span of mud circulation system such as mud pumps, top drive, high pressure pipes and hoses, surface safety valves, etc. and other risks may occur to reduce the rig's operation efficiency. On the other hand, inappropriate mud weight selection results in nonoptimal casing seat, thus increasing well costs and cost of drilling operation. Hence, the authors propose to apply a geomechanical model to predict the wellbore stability, on that basis to select the optimal mud window based on the real data collected from Hai Thach field, Nam Con Son basin.

Key words: Mud weight window, optimal casing depth, geomechanical model, wellbore stability analysis.