

Phân tích ổn định giếng dựa trên mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan

- Đỗ Quang Khánh
- Lê Nguyễn Hải Nam
- Hoàng Trọng Quang
- Nguyễn Xuân Huy

Trường Đại học Bách khoa, ĐHQG-HCM

(Bài nhận ngày 30 tháng 12 năm 2016 nhận đăng ngày 27 tháng 11 năm 2017)

TÓM TẮT

Phân tích ổn định giếng đóng một vai trò quan trọng trong khoan dầu khí. Các vấn đề mất ổn định trong giai đoạn khoan thường là hậu quả của sự kết hợp cả các ảnh hưởng cơ học và hóa học. Nghiên cứu này nhằm đánh giá sự ổn định cơ học của giếng dựa trên mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan. Việc phát triển mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan liên quan đến các ứng suất tại chỗ, tính chất đất đá cũng như áp suất giếng và cấu hình giếng được trình bày. Nó có thể hiển thị sự phân bố ứng suất quanh một giếng khoan định hướng bất kỳ. Kế tiếp,

Từ khóa: phân tích ổn định, mô hình ứng suất, lỗ khoan

MỞ ĐẦU

Nhu cầu phân tích ổn định giếng ngày càng gia tăng trong công nghiệp dầu khí, đặc biệt là khi khoan các giếng góc nghiêng lớn trong các bồn trầm tích sâu và siêu sâu [1]. Phân tích ổn định giếng là rất quan trọng trong quá trình khoan các giếng dầu khí. Các vấn đề mất ổn định trong giai đoạn khoan thường là kết quả kết hợp của các ảnh hưởng cơ học và hóa học, phụ thuộc vào rất nhiều thông số các ứng suất tại chỗ, áp suất lỗ rỗng, tính chất đất đá, dung dịch khoan, quỹ đạo giếng, v.v... [2, 3, 4, 8] Theo lý thuyết cơ học đá, khi khoan một giếng vào các thành hệ thì đất đá bị khừ đi tạo thành các lỗ khoan. Đất đá xung quanh các lỗ khoan phải chịu các ứng suất gây ra trước đây bởi đất đá khừ đi. Điều này gây ra một sự biến đổi trạng thái ứng suất xung quanh lỗ khoan bởi vì áp suất chất lưu trong giếng thường không phù hợp với các ứng suất thành hệ tại chỗ. Do vậy sẽ có sự phân bố lại và tập trung ứng suất trong lân cận lỗ khoan [3,4,5,6,7,8]. Điều này cũng có thể dẫn đến các hư hỏng

các biểu đồ bán cầu dưới được trình bày để biểu thị áp suất giếng đòi hỏi khời tạo các hư hỏng kéo và nén của giếng. Một chương trình phân tích rủi ro của giếng khoan (RAoWB) được thiết kế và phát triển bởi ngôn ngữ lập trình tính toán Matlab nhằm biểu diễn và phân tích các biểu đồ rủi ro của các khe nứt kéo sinh ra trong khoan DITFs (Drilling Induced Tensile Fractures) và các sạt lở BOs (Breakouts). Chúng giúp chọn lựa quỹ đạo giếng tối ưu cũng như dự đoán sự mất ổn định giếng gây ra bởi các áp suất giếng không thích hợp.

giếng nếu ứng suất sinh ra xung quanh lỗ khoan vượt quá sức bền thành hệ.

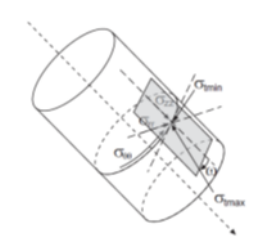
Nghiên cứu này nhằm đánh giá sự ổn định cơ học của giếng dựa trên mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan. Việc phát triển và xây dựng mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan liên quan đến rất nhiều thông số, bao gồm các ứng suất tại chỗ, tính chất đất đá cũng như áp suất giếng và cấu hình giếng được trình bày. Kết quả của mô hình có thể hiển thị sự phân bố ứng suất quanh một giếng khoan định hướng bất kỳ. Các phép biểu diễn biểu đồ bán cầu dưới cũng được trình bày nhằm đánh giá sự ổn định giếng theo các góc nghiêng và góc phương vị khác nhau. Một chương trình phân tích rủi ro của giếng khoan (RAoWB) đã được thiết kế và phát triển bởi ngôn ngữ lập trình tính toán Matlab nhằm biểu diễn và phân tích các biểu đồ rủi ro của các khe nứt kéo sinh ra trong khoan DITFs ứng với hư hỏng kéo và các sạt lở BOs ứng hư hỏng nén. Trường hợp nghiên cứu thực tế về phân tích ổn định giếng được áp dụng cho các giếng khoan tại

mỏ X thuộc bồn trũng Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Chúng giúp dự đoán sự mất ổn định giếng gây ra bởi các áp suất giếng không thích hợp cũng như chọn lựa quỹ đạo giếng tối ưu.

VẬT LIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP

Mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan

Việc tính toán các ứng suất quanh một giếng khoan nghiêng bất kỳ đòi hỏi tensor ứng suất tại chỗ được biến đổi vào hệ tọa độ giếng. Trong hệ tọa độ này, tensor ứng suất không còn biểu diễn chỉ bởi các độ lớn và hướng của các ứng suất chính. Các thành phần ứng suất trượt có thể khác không và tensor ứng suất được biến đổi phải được biểu diễn lại để tính toán sự phân bố lại và tập trung ứng suất xung quanh lỗ khoan [4, 5, 8].



Hình 1. Giếng khoan nghiêng bất kỳ với các ứng suất vòng ($\sigma_{\theta\theta}$), ứng suất dọc trục (σ_{zz}), ứng suất hướng kính (σ_{rr}), ứng suất nhỏ nhất (σ_{min}) và ứng suất lớn nhất (σ_{max}), trong đó ω là góc giữa σ_{max} và trục giếng.

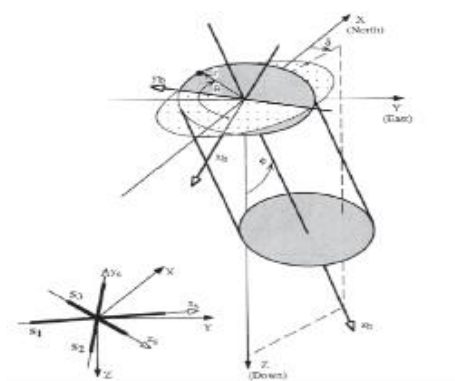
Trong một giếng nghiêng bất kỳ, các ứng suất chính tác động trong vùng lân cận thành giếng khoan thường không nằm dọc theo trục giếng (Hình 1).

Để khảo sát các ứng suất và hư hỏng trong giếng nghiêng bất kỳ phải sử dụng ba hệ tọa độ (Hình 2) là:

Hệ tọa độ địa lý với X, Y và Z hướng theo hướng Bắc, hướng Đông và thẳng đứng hướng xuống;

Hệ tọa độ ứng suất với x_s, y_s và z_s tương ứng với hướng S_1, S_2 và S_3 ;

Hệ tọa độ giếng với x_b, y_b và z_b trong đó x_b là hướng kính về phía dưới đáy giếng, z_b là hướng xuống dọc theo trục giếng và y_b là hướng trục giao trong hệ tọa độ thuận.



Hình 2. Ba hệ tọa độ được dùng để biến đổi đối với một giếng nghiêng bất kỳ (theo Peska and Zoback, 1995)[6]

Theo Peska and Zoback (1995) các phép biến đổi tensor được sử dụng để tính toán các thành phần ứng suất trong ba hệ tọa độ khảo sát. Để thuận tiện chọn một hệ tọa độ tham chiếu là hệ tọa độ địa lý mà nó có thể đảm bảo đo được cả tensor ứng suất và quỹ đạo giếng. Tổng quát, tensor ứng suất chính có thể được biểu diễn bởi (1).

$$S_s = \begin{pmatrix} SH_{max} & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & Sh_{min} & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & Sv \end{pmatrix} \quad (1)$$

Để biến đổi tensor ứng suất này vào trong hệ tọa độ giếng (x_b, y_b, z_b), ta cần hai phép biến đổi tọa độ liên tiếp. Đầu tiên, cần biến đổi trường ứng suất này vào hệ tọa độ địa lý. Tensor ứng suất trong hệ tọa độ địa lý S_g có thể được biểu diễn bởi (2).

$$S_g = R_s^T S_s R_s \quad (2)$$

trong đó ma trận R_s là ma trận biến đổi tensor ứng suất S_s vào hệ tọa độ địa lý.

Kế tiếp, cần biến đổi tensor ứng suất này từ hệ tọa độ địa lý vào hệ tọa độ giếng. Tensor ứng suất trong hệ tọa độ giếng S_b có thể được biểu diễn bởi (3).

$$S_b = R_b (R_s^T S_s R_s) R_b^T \quad (3)$$

trong đó ma trận R_b là ma trận biến đổi tensor ứng suất S_g vào hệ tọa độ giếng.

Khi xem xét theo các ứng suất hiệu dụng thì tensor ứng suất hiệu dụng sẽ là (4).

$$\sigma_{ij} = S_{b,ij} - \delta_{ij} P_p \quad (4)$$

trong đó $S_{b,ij}$ là thành phần i, j của tensor ứng suất S_b và δ_{ij} là ma trận Kronecker.

Các ứng suất hiệu dụng xung quanh lỗ khoan đối với một giếng nghiêng tùy ý có bán kính R sẽ được biểu diễn tổng quát theo hệ tọa độ trụ bởi các phương trình toán học. Một cách đơn giản hóa tại thành giếng, các ứng suất hiệu dụng tại thành giếng ($r = R$) sẽ là:

$$\begin{aligned} \sigma_{\theta\theta} &= \sigma_{11} + \sigma_{22} - 2(\sigma_{11} - \sigma_{22}) \cos 2\theta - 4\sigma_{12} \sin 2\theta - \Delta P \\ \sigma_{zz} &= \sigma_{33} - 2\nu(\sigma_{11} - \sigma_{22}) \cos 2\theta - 4\nu\sigma_{12} \sin 2\theta \quad (5) \\ \tau_{\theta z} &= 2(\sigma_{23} \cos \theta - \sigma_{13} \sin \theta) \\ \sigma_{rr} &= \Delta P \end{aligned}$$

trong đó ΔP là độ chênh áp suất giữa áp suất giếng P_m và áp suất lỗ rỗng P_p .

Đối với một giếng nghiêng tùy ý đối với ứng suất chính thì $\tau_{\theta z}$ là khác không, nghĩa là các ứng suất dọc trục và ứng suất vòng không phải là ứng suất chính. Do vậy, các ứng suất chính tại thành giếng có thể được tính bởi:

$$\sigma_{tmax} = \frac{1}{2} \left(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right) \quad (6)$$

$$\sigma_{tmin} = \frac{1}{2} \left(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} - \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right) \quad (7)$$

$$\sigma_{rr} = \Delta P \quad (8)$$

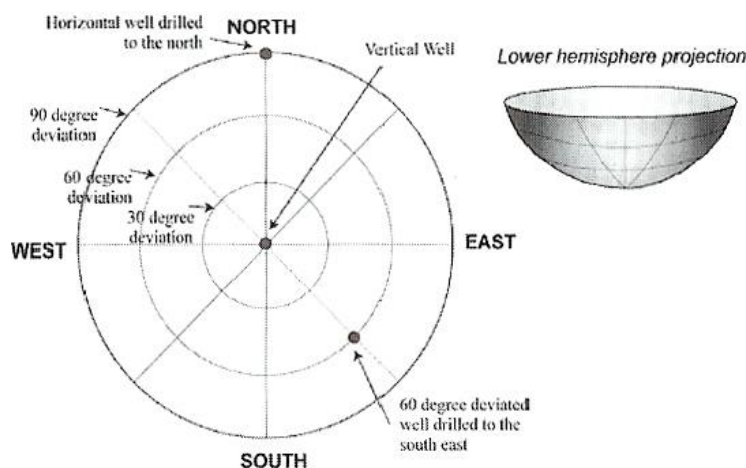
trong đó σ_{tmax} và σ_{tmin} là các ứng suất hiệu dụng lớn nhất và nhỏ nhất trong mặt phẳng tiếp tuyến tại thành giếng (Hình 2).

Ngoài ra, góc ω giữa σ_{tmax} và trục giếng trong mặt phẳng tiếp tuyến tại thành giếng cũng có thể xác định bởi:

$$\tan 2\omega = \frac{\tau_{\theta z}}{\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta}} \quad (9)$$

Đánh giá ổn định giếng qua phép biểu diễn bán cầu dưới

Nhằm đánh giá sự ổn định của các giếng theo hướng bất kỳ, sử dụng các phép biểu diễn bán cầu dưới (như minh họa trên Hình 3).



Hình 3. Phép biểu diễn bán cầu dưới dùng để đánh giá sự ổn định tương đối của các giếng với góc phương vị và góc nghiêng khác nhau (theo Peska and Zoback, 1995)

Mỗi điểm trên một biểu đồ bán cầu dưới biểu diễn cho một giếng có góc phương vị δ và góc nghiêng φ cho trước. Giếng thẳng đứng tương ứng với điểm ở tâm. Giếng ngang tương ứng với một điểm trên chu vi ngoài cùng với góc phương vị tương thích. Giếng nghiêng sẽ được biểu diễn bởi điểm ở góc phương vị cho trước và góc nghiêng theo khoảng cách hướng kính tương thích trên biểu đồ.

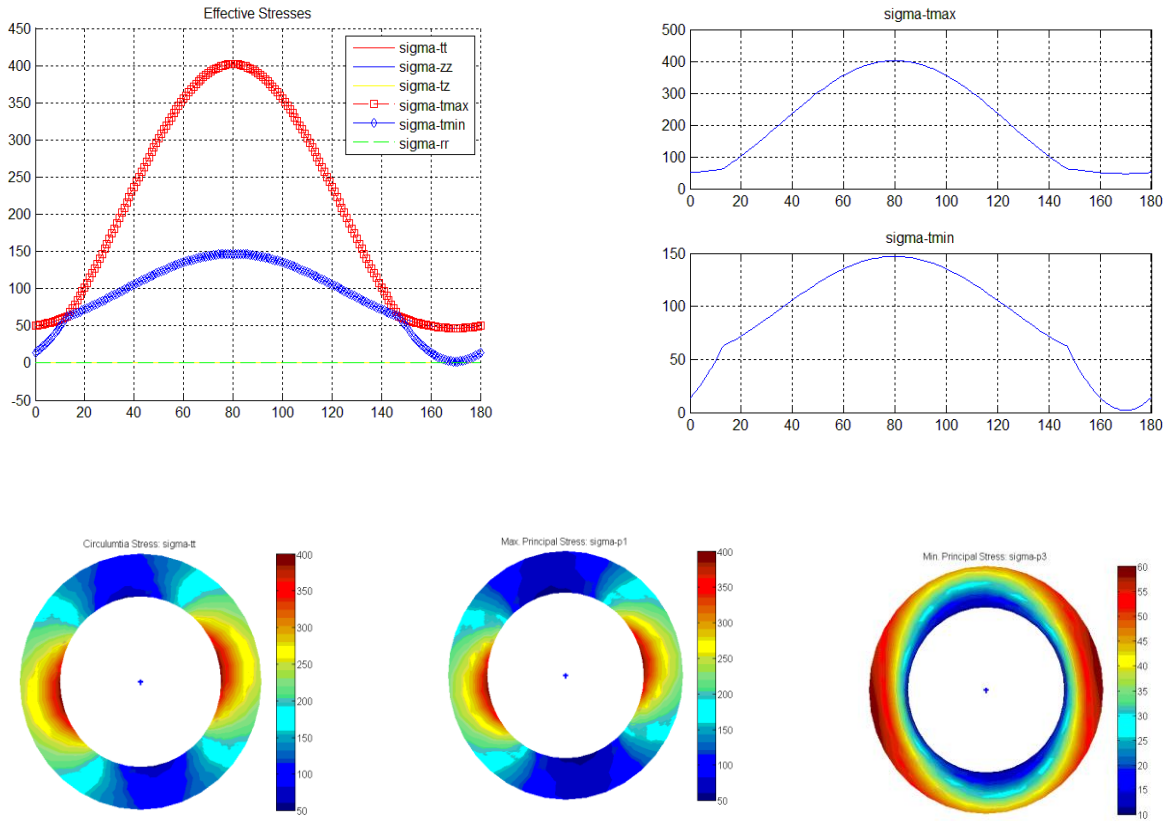
Các biểu đồ bán cầu dưới nhằm đánh giá sự ổn định giếng được xây dựng thông qua các biểu đồ phân tích rủi ro đối với việc thành tạo các sạt lở BOs và các khe nứt kéo sinh ra trong khoan DITFs. Các biểu đồ này có thể được biểu diễn các thông số khác nhau, chẳng hạn như áp suất giếng đòi hỏi khởi tạo hư hỏng kéo tương ứng với các khe nứt kéo sinh ra trong khoan DITFs hay hư hỏng nén tương ứng với các sạt lở BOs.

Áp dụng các công thức và lý thuyết trên, chương trình phân tích rủi ro của giếng khoan RAoWB (Risk Analysis of WellBore) được thiết kế và phát triển bởi ngôn ngữ lập trình Matlab cho phép tiến hành việc phân tích ổn định giếng dựa trên mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan và phép biểu diễn bán cầu dưới.

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Trường hợp 1: Kiểm tra đối sánh kết quả công trình nghiên cứu của Barton (1998) về phân tích hư hỏng nén và chiều rộng các sạt lở BOs tại giếng KTB, Đức

Các kết quả công trình nghiên cứu của Barton (1998) cho thấy đối với chiều rộng các sạt lở BOs quan sát được tại giếng KTB, Đức là 40° và độ bền đất đá C là 350 MPa thì độ lớn của ứng suất ngang lớn nhất S_{Hmax} sẽ xấp xỉ 205 MPa tại giếng khoan KTB ở độ sâu 5390 m với các thông số sau: hướng của S_{Hmax} là $170^\circ N$; ứng suất thẳng đứng $S_v = 151$ MPa; ứng suất ngang nhỏ nhất $S_{Hmin} = 105$ MPa; áp suất $P_p = P_m = 54$ MPa. Sử dụng chương trình RAoWB để kiểm tra đối sánh lại các kết quả nghiên cứu của Barton và tiến hành phân tích ổn định giếng đối với các giếng có quỹ đạo bất kỳ chịu cùng tensor 3D đầy đủ của các ứng suất tại chỗ ở độ sâu 5390 m của giếng khoan KTB, Đức. Các kết quả đạt được từ chương trình RAoWB của các thành phần ứng suất xung quanh lỗ khoan tại độ sâu khảo sát 5390 m của giếng khoan KTB, Đức được biểu diễn như trên Hình 4.



Hình 4. Phân bố ứng suất xung quanh giếng khoan KTB tại độ sâu 5390 m

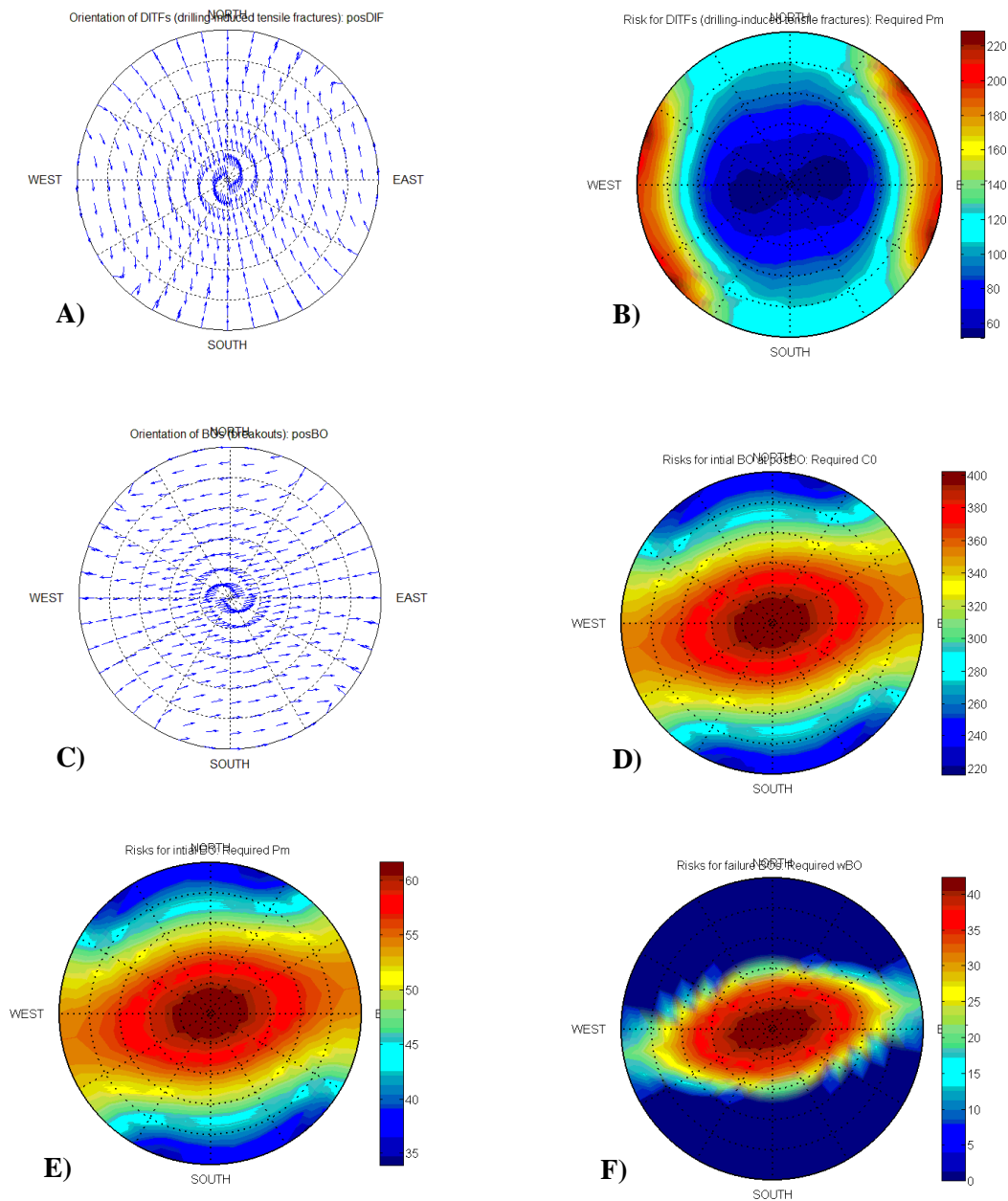
Từ Hình có thể thấy:

Sự phân bố của các thành phần ứng suất xung quanh lỗ khoan của giếng khoan KTB, Đúc tại độ sâu khảo sát 5390 m, chịu tensor 3D đầy đủ của ứng suất tại chỗ trong phạm vi từ bán kính giếng 1.0 R đến bán kính $r = 1.5R$ (R là bán kính giếng).

Nếu độ bền đất đá cho trước là 350 MPa thì chiều rộng sạt lở wBO tính toán được tại thành giếng sẽ xấp xỉ 40^0 . Giá trị này là rất phù hợp với giá trị quan sát thực tế

tại giếng KTB được cũng như giá trị trong công trình nghiên cứu của Barton (1998) là 40 ± 5^0 .

Ngoài ra, khi độ bền đất đá tăng thì chiều rộng sạt lở wBO sẽ giảm và ngược lại. Đặc biệt, khi độ bền đất đá vượt quá 400 MPa thì các sạt lở BOs hoàn toàn không xảy ra (nghĩa là chiều rộng sạt lở wBO sẽ là 0^0); và khi độ bền đất đá thấp dưới 50 MPa thì tất cả các vị trí trên thành giếng sẽ bị sạt lở (nghĩa là chiều rộng sạt lở wBO sẽ là 180^0).



Hình 5. Các biểu đồ rủi ro đối với các giếng ở độ sâu 5390 m của trường hợp 1.

Như vậy, chúng không chỉ cho phép biểu diễn một cách chi tiết các thành phần ứng suất xung quanh lỗ khoan mà còn cho phép kiểm tra đối sánh lại các thông tin khác như chiều rộng sạt lở wBO tại độ sâu khảo sát 5390 m của giếng KTB, Đức trong công trình nghiên cứu Barton (1998).

Kế tiếp, các kết quả đạt được của các biểu đồ rủi ro liên quan đến các khe nứt sinh ra trong khoan DITFs ứng với hư hỏng kéo và các sạt lở BOs ứng với hư hỏng nén đối với các giếng có quỹ đạo khác nhau chịu cùng tensor 3D đầy đủ của ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát 5390 m của giếng KTB được biểu diễn như trên hình 5.

Từ Hình 5 này, ta có thể thấy:

Các biểu đồ rủi ro liên quan đến các khe nứt sinh ra trong khi khoan DITFs ứng với hư hỏng kéo (được gọi là biểu đồ rủi ro khe nứt kéo trong khoan DIFT) đối với các giếng có quỹ đạo khác nhau chịu cùng tensor 3D đầy đủ của ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát 5390 m của giếng KTB có thể được biểu diễn theo áp suất giếng (Hình 5B) cùng biểu đồ hướng của DITFs (Hình 5A).

Các biểu đồ rủi ro liên quan các sạt lở BOs ứng với hư hỏng nén (được gọi là biểu đồ rủi ro sạt lở BO) đối với các giếng có quỹ đạo khác nhau chịu cùng tensor 3D đầy đủ của ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát 5390 m của giếng KTB có thể được biểu diễn theo độ bền đất đá (Hình 5D), chiều rộng sạt lở (Hình 5F), hay áp suất giếng (Hình 5E), cùng với biểu đồ hướng của BOs (Hình 5C).

Đặc biệt, từ biểu đồ rủi ro theo chiều rộng của sạt lở wBO (Hình 5F) thấy rõ ràng hơn với độ bền đất đá cho

trước 350 MPa thì chiều rộng sạt lở tính toán được tại thành giếng đứng là gần bằng 40⁰ giống như phân tích trên hình 4. Hơn nữa, có thể tính toán được chiều rộng sạt lở của các giếng khác cũng như dự đoán được khả năng rủi ro của sự thành tạo BOs.

Trường hợp 2: Phân tích ổn định giếng tại mỏ X, bồn trũng Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam

Việc quan sát tài liệu FMI chỉ xuất hiện các khe nứt kéo sinh ra trong khoan DITFs và không xảy ra các sạt lở BOs ở độ sâu 2300 m trong tầng vỉa móng của mỏ X, bồn trũng Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam từ biểu đồ log FMI kết hợp với ứng suất thẳng đứng từ biểu đồ log mật độ S_v ; ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} từ các thử nghiệm LOTS; và áp suất lỗ rỗng P_p từ các thử nghiệm DSTs đã cho thấy các thành phần của một tensor đầy đủ của các ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát 2300 m trong tầng vỉa móng của mỏ X được biểu thị trong Bảng 1:

Bảng 1. Tensor 3D đầy đủ của các ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát 2300 m của mỏ X, bồn trũng Cửu Long

Các thành phần ứng suất	Ở độ sâu 2300 m Với $C_0=100$ MPa, không có BOs nhưng có DITFs
Azi_SH_{max} , ⁰ N Từ FMI	144 ⁰ N
S_v , MPa $=0,0093Z^{1,10066}$	48,82 MPa
S_{hmin} , MPa Từ LOTS với gradient 14,95MPa/km [0,65 psi/ft]	34,39 MPa
P_p , MPa Từ DSTs với gradient 11,64MPa/km [0,51 psi/ft]	26,77 MPa
S_{Hmax} , MPa	50 MPa

Các giá trị trong bảng trên biểu diễn tensor đầy đủ của các ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát 2300 m trong tầng vỉa móng của mỏ X được sử dụng làm thông số đầu vào cho việc thiết lập mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan và các biểu đồ phân tích rủi ro qua phép biểu diễn bán cầu dưới liên quan đến các hư hỏng kéo và hư hỏng nén tại độ sâu khảo sát 2300 m của mỏ X.

Sử dụng chương trình phân tích rủi ro RAoWB dưới tác động các thành phần tensor 3D đầy đủ này tại độ sâu khảo sát, tiến hành phân tích ổn định giếng đối với các

giếng khoan bất kỳ có góc phương vị và góc nghiêng khác nhau tại độ sâu khảo sát của mỏ X, bồn trũng Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam.

Các kết quả đạt được từ chương trình RAoWB của các thành phần ứng suất xung quanh lỗ khoan tại độ sâu khảo sát 2300 m đối với giếng thăm dò thẳng đứng X1 của mỏ X được biểu diễn như trên Hình 6.

Từ Hình 6, ta có thể thấy:

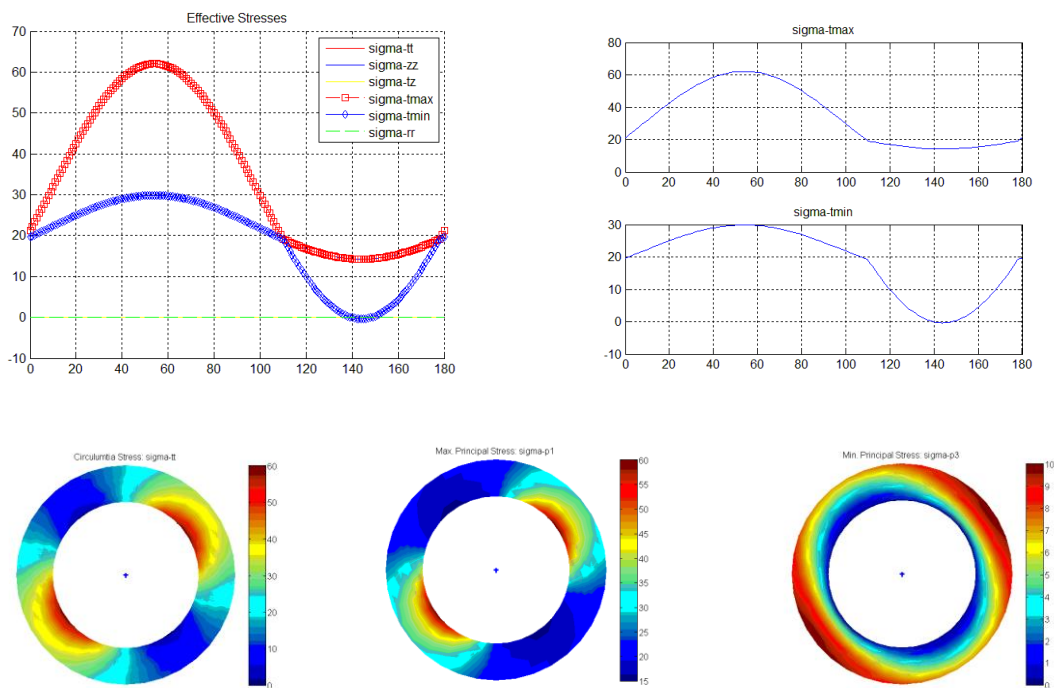
Sự phân bố của các thành phần ứng suất xung quanh lỗ khoan của giếng X1 tại độ sâu khảo sát 2300 m, chịu

tensor 3D đầy đủ của ứng suất tại chỗ trong phạm vi từ bán kính giếng 1.0 R đến bán kính $r = 1.5R$ (R là bán kính giếng).

Nếu BOs có thể xuất hiện thì vị trí rủi ro nhất là dọc theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{Hmin} do sự tập trung của ứng suất nén. Để ngăn cản sự rủi ro nhất của việc xuất hiện các sạt lở BOs thì độ bền đất đá đòi hỏi chỉ cần lớn hơn 60 MPa. Do vậy, với chế độ khoan thông

thường trong thực tế là cân bằng khả năng xuất hiện các sạt lở BOs là không thể xảy ra do độ bền đất đá granite đo được lên đến 100 Mpa là rất cao.

Tuy nhiên, việc xuất hiện các khe nứt sinh ra trong khoan DITFs dọc theo hướng ứng suất ngang lớn nhất S_{Hmax} là khá rõ ràng do ứng suất chính nhỏ nhất đạt đến giá trị âm tại thành giếng.



Hình 6. Phân bố ứng suất xung quanh giếng khoan X1 ở độ sâu 2300 m, mỏ X, bồn trũng Cửu Long.

Như vậy, chúng không chỉ cho phép biểu diễn một cách chi tiết các thành phần ứng suất xung quanh lỗ khoan mà còn cho phép kiểm tra lại các thông tin về hư hỏng của giếng thăm dò thẳng đứng X1 từ biểu đồ FMI với sự xuất hiện của các khe nứt kéo sinh ra trong khoan DITFs mà hoàn toàn không có các sạt lở BOs tại độ sâu khảo sát 2300 m.

Kế tiếp, các kết quả đạt được của các biểu đồ rủi ro liên quan đến các khe nứt sinh ra trong khi khoan DITFs ứng với hư hỏng kéo và các sạt lở BOs ứng với hư hỏng nén đối với các giếng có quỹ đạo khác nhau chịu cùng

tensor 3D đầy đủ của ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát 2300 m của mỏ X được biểu diễn như trên Hình 7.

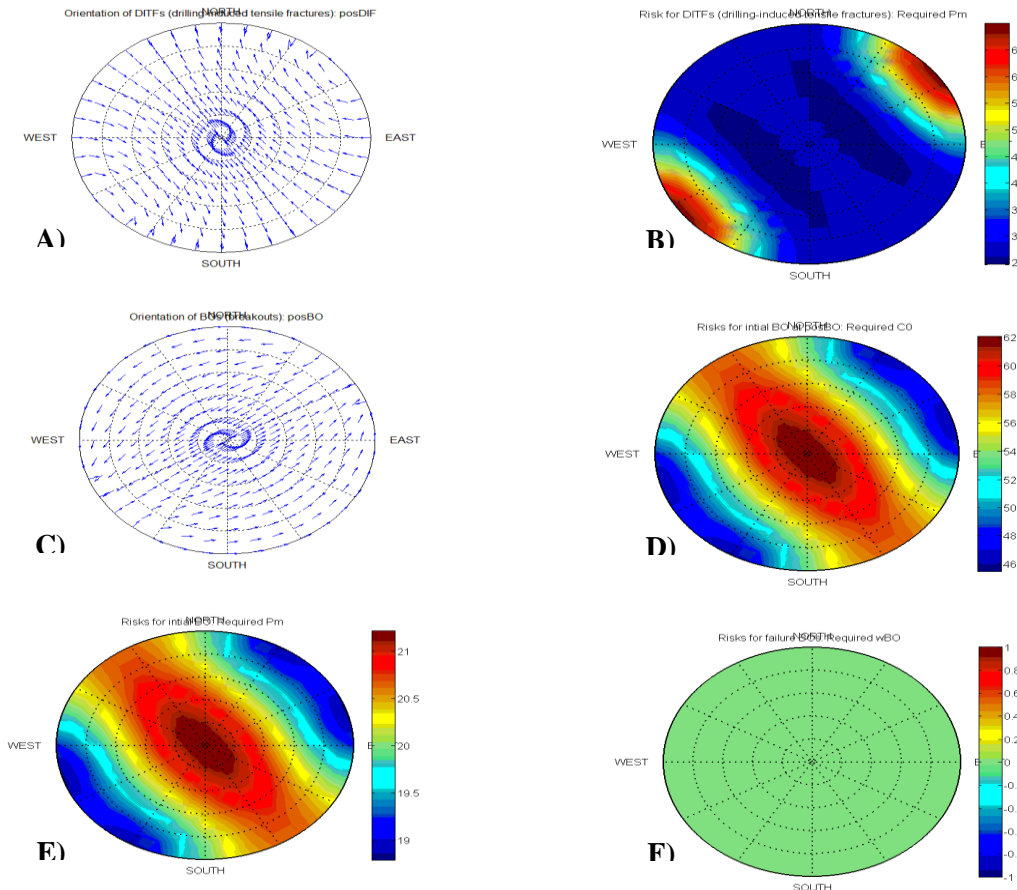
Từ Hình 7, có thể phân tích các rủi ro của việc xuất hiện DITFs và/hay BOs đối với các giếng có quỹ đạo khác nhau chịu cùng một tensor ứng suất tại chỗ ở độ sâu khảo sát nhằm dự đoán và ngăn ngừa sự mất ổn định giếng trong khi khoan cũng như chọn lựa quỹ đạo giếng tối ưu trong lập kế hoạch giếng.

Sự xuất hiện của DITFs và/hay BOs trong các giếng nghiêng sẽ phụ thuộc vào quỹ đạo giếng đối với tensor 3D đầy đủ của ứng suất tại chỗ bao gồm cả hướng và độ lớn, và độ bền đất đá ở độ sâu khảo sát. Ổn định giếng sẽ

thường được đánh giá theo sự rủi ro của việc mất tuần hoàn dung dịch do sự tạo thành các khe nứt kéo trong khi khoan DITFs ở thành giếng (được gọi là biểu đồ rủi ro DITF); và sự rủi ro của việc sạt lở giếng do sự tạo thành các sạt lở BOs (được gọi là biểu đồ rủi ro BO).

Hướng của các khe nứt kéo trong khi khoan DITFs (nếu xuất hiện) sẽ dọc trục giếng và hướng theo hướng

S_{Hmax} trong các giếng được khoan hướng gần $144^{\circ}N$ và $324^{\circ}N$ (song song với S_{Hmax}) như trong giếng đứng X1. Tại tất cả các hướng giếng khác các khe nứt kéo trong khi khoan DITFs nghiêng lệch đáng kể đối với trục của giếng (Hình 7A).



Hình 7. Các biểu đồ rủi ro đối với các giếng ở độ sâu 2300 m của mỏ X, bồn trũng Cửu Long.

Biểu đồ rủi ro DITF thường được biểu diễn theo áp suất giếng cho phép mà nếu lớn hơn giá trị này thì các khe nứt kéo trong khi khoan DITFs sẽ xảy ra (Hình 7B). Từ biểu đồ này có thể thấy:

Tại các giếng đứng khả năng rủi ro của sự thành tạo DITFs là cao nhất, nghĩa là giá trị áp suất giếng lớn nhất cho phép xảy ra DITFs là nhỏ nhất. Đối các giếng khoan

dọc theo hướng của ứng suất ngang lớn nhất S_{Hmax} thì giá trị của biểu đồ rủi ro DITF chỉ hơi giảm nhẹ. Tuy nhiên, đối các giếng khoan dọc theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{Hmin} thì giá trị của biểu đồ rủi ro DITF lại tăng đáng kể.

Đặc biệt, đối với các giếng ngang được khoan theo hướng S_{Hmin} việc xuất hiện của DITFs đòi hỏi áp suất

giếng cao hơn 65 MPa. Do vậy, khả năng rui ro của sự thành tạo DITFs là thấp nhất tại các giếng ngang được khoan theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} ($54^{\circ}N$ và $234^{\circ}N$).

Dưới trạng thái trường ứng suất này khi áp suất giếng gần với áp suất lỗ rỗng (26.67 MPa) thì các khe nứt kéo trong khi khoan DITFs xảy ra tại hầu hết các các giếng phù hợp như thực tế khoan giếng đứng X1, ngoại trừ các giếng nghiêng lệch cao có hướng giếng dọc theo hướng gần với hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} . Tại các giếng lệch lớn (góc nghiêng lệch $> 50^{\circ}$) được khoan dọc theo hướng gần $54^{\circ}N$ and $234^{\circ}N$ (tức song song với ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin}), sự khởi tạo các khe nứt kéo trong khi khoan DITFs chỉ xảy ra đòi hỏi áp suất giếng phải cao hơn 40MPa. Thật vậy, theo biểu đồ này khi tiến hành khoan cân bằng đối với giếng lệch cao X2 (góc nghiêng 51° , góc phương vị 226°) và giếng cận ngang X3 (góc nghiêng 88° , góc phương vị 231°) hoàn toàn không có sự xuất hiện các khe nứt kéo trong khi khoan DITFs giống hệt như trong thực tế khoan.

Hướng của các sạt lở BOs (nếu xuất hiện) được biểu diễn theo hướng nhìn xuống của lỗ khoan. Các giếng hướng dọc theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} ($54^{\circ}N$ và $234^{\circ}N$) có các sạt lở BOs trên phía trên và phía dưới của lỗ khoan, trong khi các giếng hướng dọc theo hướng của ứng suất ngang lớn nhất S_{Hmax} ($144^{\circ}N$ và $324^{\circ}N$) có các sạt lở BOs trên các cạnh bên của lỗ khoan (Hình 7C).

Biểu đồ rui ro BO thường được biểu diễn theo độ bền đất đá đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs mà nếu lớn hơn giá trị này các sạt lở BOs không xảy ra (Hình 7D). Từ biểu đồ này ta có thể thấy:

Tại các giếng đứng thì khả năng rui ro của sự thành tạo BOs là cao nhất, nghĩa là giá trị độ bền đất đá đòi hỏi ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs là cao nhất. Đối các giếng khoan dọc theo hướng của ứng suất ngang lớn nhất S_{Hmax} thì giá trị của biểu đồ rui ro BO theo độ bền đất đá chỉ hơi giảm nhẹ. Tuy nhiên, đối các giếng dọc theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} giá trị của biểu đồ rui ro BO theo độ bền đất đá lại giảm đáng kể.

Đặc biệt, đối với các giếng ngang được khoan theo hướng S_{hmin} việc ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs chỉ

đòi hỏi độ bền đất đá cao hơn 46 MPa. Do vậy, khả năng rui ro của sự thành tạo BOs là thấp nhất tại các giếng ngang được khoan theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} ($54^{\circ}N$ và $234^{\circ}N$).

Dưới trạng thái trường ứng suất này với độ bền đất đá đo được (100 MPa) các sạt lở BOs hoàn toàn không xảy ra với tất cả các giếng có quỹ đạo bất kỳ. Thật vậy, theo biểu đồ này khi tiến hành khoan cân bằng đối với giếng đứng X1 cũng như giếng lệch lớn X2 (góc nghiêng 51° , góc phương vị 226°) và giếng cận ngang X3 (góc nghiêng 88° , góc phương vị 231°) hoàn toàn không có sự xuất hiện các sạt lở BOs vì giá trị cao nhất của độ bền đất đá đòi hỏi ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs chỉ là 62 MPa đối với giếng đứng. Điều này phù hợp như trong thực tế khoan các giếng này.

Hơn nữa, biểu đồ rui ro BO cũng được biểu diễn theo độ rộng của các sạt lở BOs (Hình 7E). Từ biểu đồ này có thể thấy rằng dưới trạng thái trường ứng suất này với cùng độ bền đất đá đo được và các thông số khoan như khoan giếng đứng độ rộng của các sạt lở BOs trên biểu đồ là 0, nghĩa là các sạt lở BOs hoàn toàn không xảy ra với tất cả các giếng có quỹ đạo bất kỳ tại mỏ X.

Biểu đồ rui ro BO cũng có thể được biểu diễn theo áp suất giếng đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs mà nếu lớn hơn giá trị này thì các sạt lở BOs sẽ không xảy ra (Hình 7F). Từ biểu đồ này có thể thấy:

Tại các giếng đứng khả năng rui ro của sự thành tạo BOs là cao nhất, nghĩa là giá trị áp suất giếng đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs là cao nhất. Đối các giếng khoan dọc theo hướng của ứng suất ngang lớn nhất S_{Hmax} giá trị của biểu đồ rui ro BO theo áp suất giếng đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs chỉ hơi giảm nhẹ. Tuy nhiên, đối các giếng dọc theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} giá trị của biểu đồ rui ro BO theo áp suất giếng đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs lại giảm đáng kể.

Đặc biệt, đối với các giếng ngang được khoan theo hướng S_{hmin} việc ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs chỉ đòi hỏi áp suất giếng đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs chỉ gần 19 MPa. Do vậy, khả năng rui ro của sự thành tạo BOs là thấp nhất tại các giếng ngang

được khoan theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} ($54^{\circ}N$ và $234^{\circ}N$).

Dưới trạng thái trường ứng suất này khi áp suất giếng gắn với áp suất lỗ rỗng (26.67 Mpa) các sạt lở BOs hoàn toàn không xảy ra với tất cả các giếng có quỹ đạo bất kỳ vì giá trị của áp suất giếng đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs chỉ là khoảng từ 19 MPa (đối với các giếng ngang được khoan theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin}) đến 22 MPa (đối với các giếng đứng). Thật vậy, theo biểu đồ này khi tiến hành khoan cân bằng đối với giếng đứng X1 cũng như giếng lệch lớn X2 (góc nghiêng 51° , góc phương vị 226°) và giếng cận ngang X3 (góc nghiêng 88° , góc phương vị 231°) hoàn toàn không có sự xuất hiện các sạt lở BOs vì giá trị cao nhất của áp suất giếng đòi hỏi để ngăn cản sự thành tạo các sạt lở BOs chỉ là khoảng 21 MPa đối với giếng đứng. Điều này phù hợp như trong thực tế khoan các giếng này và cũng cho phép đánh giá khả năng khoan áp dụng công nghệ khoan dưới cân bằng có áp suất giếng nhỏ hơn áp suất lỗ rỗng (26.67 Mpa) của mỏ X.

Tóm lại, từ các kết quả đạt được qua việc sử dụng chương trình phân tích rủi ro RAoWB đối với mỏ X, bồn trũng Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam để tiến hành phân tích ổn định giếng có thể thấy như sau:

Đối với sự khả năng xảy ra các hư hỏng của cả DITFs và BOs, các giếng đứng là các giếng không ổn định nhất và các giếng ngang được khoan theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} ($54^{\circ}N$ và $234^{\circ}N$) là các giếng ổn định nhất. Quỹ đạo khoan tối ưu sẽ là hướng khoan dọc theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} ($54^{\circ}N$ và $234^{\circ}N$).

Phân tích ổn định giếng tại mỏ X khá phù hợp như trong thực tế khoan giếng đứng X1 cũng như giếng lệch

lớn X2 (góc nghiêng 51° , góc phương vị 226°) và giếng cận ngang X3 (góc nghiêng 88° , góc phương vị 231°) có hướng khoan gắn với hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất S_{hmin} ($54^{\circ}N$ và $234^{\circ}N$) tại mỏ này. Điều này cho phép đánh giá khả năng khoan áp dụng công nghệ khoan dưới cân bằng có áp suất giếng nhỏ hơn áp suất lỗ rỗng (26.67 Mpa) của mỏ X.

KẾT LUẬN

Dựa trên mô hình ứng suất xung quanh lỗ khoan cùng các phép biểu diễn bán cầu dưới, phân tích ổn định giếng đối với giếng có quỹ đạo khoan bất kỳ có thể được thực hiện thông qua sự phân tích các hư hỏng kéo tương ứng với các khe nứt kéo sinh ra trong khoan DITFs và hư hỏng nén tương ứng với các sạt lở BOs thể hiện qua các biểu đồ DITF và các biểu đồ BO. Chương trình phân tích rủi ro của giếng khoan RAoWB được thiết kế và phát triển bởi ngôn ngữ lập trình tính toán Matlab đã được áp dụng để tiến hành phân tích ổn định giếng cho các trường hợp nghiên cứu. Chúng không chỉ dự đoán và đánh giá sự mất ổn định giếng mà còn cho phép chọn lựa quỹ đạo giếng tối ưu hay áp suất giếng thích hợp. Các kết quả đạt được đối với trường hợp nghiên cứu hiện trường tại mỏ X, bồn trũng Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam là khá phù hợp với các thực tế khoan của các giếng khoan tại mỏ này.

Lời cảm ơn: Nhóm tác giả chân thành cảm ơn Phòng Mô phỏng, khoa Kỹ Thuật Địa Chất và Dầu Khí, Trường Đại học Bách Khoa, Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh. Nghiên cứu này được tài trợ bởi trường Đại học Bách khoa-DHQG-HCM trong khuôn khổ đề tài mã số T-ĐCDK-2016-16.

Wellbore stability analysis based on the stress model around boreholes

- Do Quang Khanh
- Le Nguyen Hai Nam
- Hoang Trong Quang
- Nguyen Xuan Huy

University of Technology, VNU-HCM

ABSTRACT

Wellbore stability analysis plays an important role in the oil and gas drilling. Instability problems during the drilling phase are often the results of a combination of both mechanical and chemical effects. This study aims to assess the mechanical wellbore stability based on the stress model around boreholes. The development of the stress model around boreholes, which is associated with the in-situ stresses, rock properties as well as the wellbore pressure and configuration, are presented. It could visualize the stress distribution around an arbitrarily orientated wellbore. Next, lower hemisphere

Keywords: *wellbore stability analysis, stress model, boreholes*

diagrams are presented to demonstrate the wellbore pressure required to initiate borehole tensile and compressive failures. A program for the risk analysis of wellbore (RAoWB) is designed and developed by the Matlab programming language to describe and analyse the risk diagrams of the drilling induced tensile fractures (DITFs) and breakouts (BOs). They help to choice the optimum wellbore trajectories for well planning, as well as to predict the wellbore instabilities caused by inappropriate wellbore pressures.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. B.S. Aadnoy, M.E. Chenevert, Stability of highly inclined boreholes, *SPE Drilling Engineering*, 2, 364–374 (1987).
- [2]. C.A. Barton, D.A. Castillo, D. Moos, P. Peska, M.D. Zoback, Characterizing the full stress tensor based on observations of drilling -induced wellbore failures in vertical and inclined boreholes leading to improved wellbore stability and permeability prediction, *APPEA Journal* 38, 1, 466–487 (1998).
- [3]. E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes, Petroleum related rock mechanics. 2nd, Elsevier Ed., *Developments in Petroleum Science*, 53, 1–491 (2008).
- [4]. D.Q. Khanh, PhD's thesis, Characterizing the full in-situ stress tensor and its applications for petroleum activities, Dept. of Energy and Recourses Engineering, Chonnam National University, Korea (2013).
- [5]. D.Q. Khanh, L.N.H. Nam, N.X. Huy, H.T. Quang, N.T.T. Tam, B.T. An, Development of the stress model around boreholes, Proceedings of the 5th World Conference on Applied Sciences, Engineering and Technology 02-04 June, HCMUT, Vietnam, ISBN 13: 978-81-930222-2-1, 115–122 (2016).
- [6]. P. Peska, M.D. Zoback, Compressive and tensile failure of inclined wellbore and determination of in-situ stress and rock strength, *Journal of geophysical Research*, 791–812 (1995).
- [7]. J. Qing, K. Randy, S. Doug, Stress damage in borehole and rock cores; Developing new tools to update the stress map of Alberta, Geo convention: Intergration (2013).
- [8]. M.D. Zoback, Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, New York, 1–449 (2010).
- [9]. M.D. Zoback, C.A. Barton, M. Brudy, D.A. Castillo, T. Finkbeiner, B.R. Grollmund, D.B. Moos, P. Peska, C.D. Ward, D.J. Wiprut, Determination of stress orientation and magnitude in deep wells, *Int. Journal Rock Mechanic and Mining Science*, 40, 1049–1076 (2003).