

PHÁT TRIỂN PHẦN MỀM PHÂN TÍCH TRẠNG THÁI ỨNG SUẤT XUNG QUANH THÀNH GIẾNG KHOAN TRONG ỨNG DỤNG BÀI TOÁN ĐỊA CƠ HỌC

Nguyễn Văn Hùng, Trịnh Quang Trung, Lương Hải Linh

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: hungnv@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả phân tích trạng thái ứng suất thay đổi khi có hoạt động khoan qua thành hệ trên cơ sở dữ liệu giả định và phân tích một số hiệu ứng ảnh hưởng của thông số đầu vào tới kết quả phân tích. Từ cơ sở lý thuyết và phương trình nghiệm giải tích về trạng thái ứng suất với tên gọi “phương trình Kirsch” cho trường hợp giếng khoan tiết diện tròn trong môi trường đất đá giả thiết là vật liệu đồng nhất, tuyến tính và đẳng hướng, nhóm tác giả đã xây dựng chương trình tính toán W3IPVU dựa trên ngôn ngữ lập trình chuyên dụng (mã nguồn mở, chạy trên hệ Linux) cho phép phân tích sự thay đổi trạng thái ứng suất với quỹ đạo giếng khoan bất kỳ. Đối tượng và áp dụng cho chương trình tuân theo giả thiết của Kirsch. Kết quả nghiên cứu ban đầu được nhóm tác giả giới thiệu trong bài báo này cho thấy sự thay đổi của trạng thái ứng suất trong quá trình khoan, đặc biệt phụ thuộc rất lớn vào hướng khoan. Ứng suất tiếp tuyến có thể tăng do tác động khoan và phụ thuộc vào đường kính giếng khoan.

Từ khóa: Địa cơ học, trạng thái ứng suất, ổn định thành giếng.

1. Giới thiệu

Hiện nay, xu hướng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại khu vực nước sâu ngày càng gia tăng với chi phí đầu tư cao hơn so với chi phí tìm kiếm, thăm dò, khai thác trên đất liền. Để giảm giá thành khoan, các công ty áp dụng công nghệ khoan định hướng, sử dụng một giếng trung tâm để khoan các giếng rẽ nhánh khác. Tuy nhiên, tính mất ổn định thành giếng khoan gây ra việc tăng thời gian khoan, thậm chí phải hủy giếng khoan. Ước tính mỗi năm trên thế giới phải chi tới gần 500 triệu USD liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp tới vấn đề mất ổn định thành giếng khoan. Do đó, để có thể áp dụng thành công trong kỹ thuật khoan định hướng, cần phân tích đầy đủ, chính xác trong giai đoạn lập kế hoạch cho một giếng khoan.

Ổn định thành giếng khoan là một trong những vấn đề quan trọng trong quá trình khoan và khai thác dầu khí. Nhiều vấn đề có thể nảy sinh liên quan tới ổn định thành giếng khoan như hiện tượng mất dung dịch trong quá trình khoan do tạo những vết nứt ở thành hệ. Hiện tượng này xảy ra khi áp suất cột dung dịch khoan lớn hơn áp suất nứt vỡ của thành hệ. Trong khi đó thành giếng khoan cũng có thể bị sụt lở khi áp suất cột dung dịch khoan nhỏ hơn áp suất tới hạn sụt lở của thành hệ, điều này khiến cho đường kính giếng khoan có thể bị co hẹp lại hoặc bị mở rộng ra và không tạo được tiết diện giếng khoan tròn như mong muốn. Trong nhiều trường

hợp, sự mất ổn định thành giếng khoan có thể gây ra sự cố kẹt bộ khoan cụ hoặc thậm chí sập lở toàn bộ thành hố khoan.

Bài toán phân tích ổn định thành giếng khoan là một trong những yêu cầu cấp thiết để đưa ra phương án tiết kiệm tối ưu chi phí trong công tác khoan - khai thác dầu khí, đặc biệt là những trường hợp giếng khoan nghiêng hoặc khoan ngang. Thông thường nguyên nhân gây ra vấn đề mất ổn định thành giếng khoan là do ảnh hưởng của hiệu ứng cơ học, hiệu ứng hóa học hoặc kết hợp cả hai.

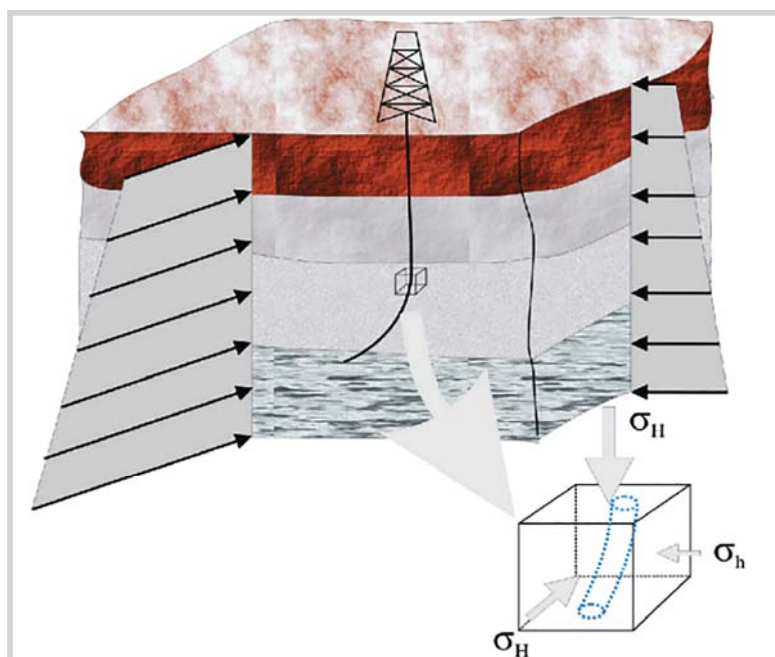
Thực chất bài toán phân tích ổn định thành giếng khoan là một trong những ứng dụng của vấn đề địa cơ học đã được nhiều tác giả quan tâm [1]. Thông thường một số mô hình về tiêu chuẩn phá hủy hay được sử dụng trong phân tích bài toán ổn định thành giếng như mô hình Lade hiệu chỉnh [2], Mogi-Coulomb [3], Mohr-Coulomb [1, 4]. Vì vậy, để có thể áp dụng các mô hình hoặc đề xuất mô hình mới dựa trên phương pháp hiệu chỉnh hệ số và sử dụng các dữ liệu sẵn có (từ nghiên cứu trước hoặc tiến hành thực nghiệm) cho môi trường vỉa coi là đồng nhất hoặc bất đồng nhất, trước tiên cần xem xét trường ứng suất trong vỉa. Bài toán đặt ra là xem xét và so sánh sự phân bố, phân bố lại của trường ứng suất xung quanh và lân cận khu vực giếng khoan.

2. Cơ sở lý thuyết

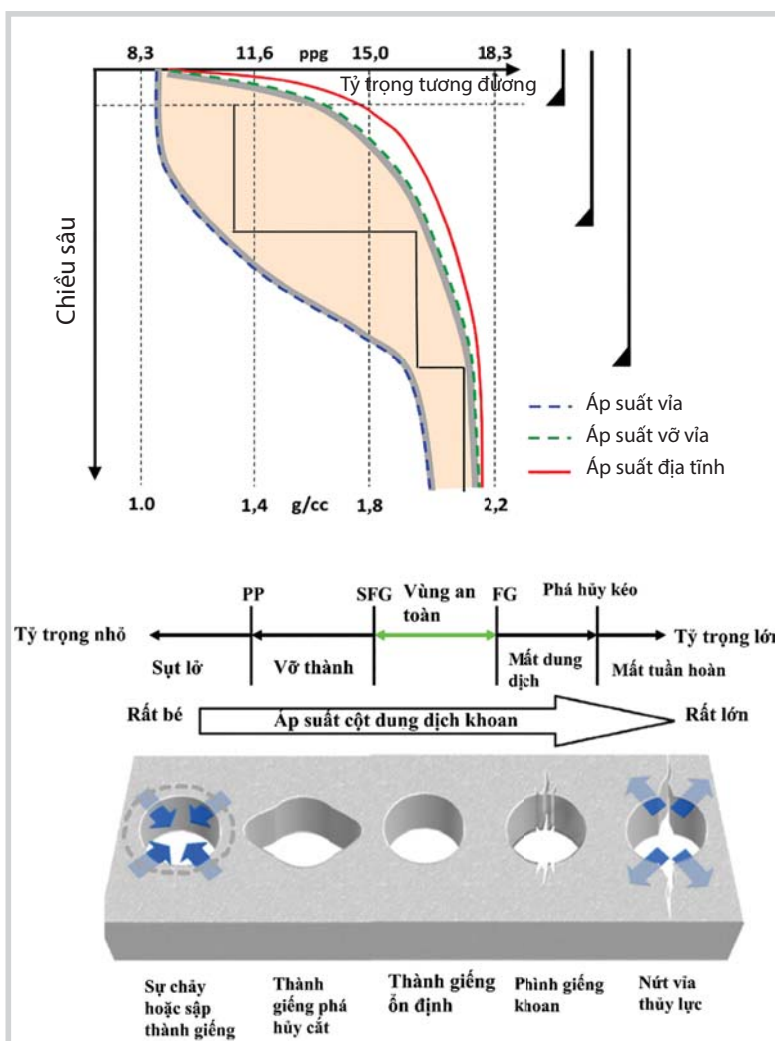
Trong trường hợp tổng quát 3 chiều, trạng thái ứng suất tại một điểm thường được biểu diễn bằng 9 thành phần ứng suất khác nhau dưới dạng ma trận. Tuy nhiên, nếu áp dụng nguyên lý cân bằng moment cho một hình hộp chữ nhật chứa điểm trạng thái ứng suất cân nghiên cứu với từng mặt, thì có thể nhận được ma trận ứng suất là đối xứng. Vậy trạng thái ứng suất tại một điểm có thể biểu diễn bởi 6 thành phần ứng suất khác nhau, với hệ trục tọa độ bất kỳ. Nếu các trục tọa độ trùng với các trục chính thì trạng thái ứng suất được biểu diễn bởi 3 thành phần do các ứng suất tiếp = 0. Từ 3 thành phần ứng suất chính này có thể tính toán được giá trị ứng suất theo phương bất kỳ.

Trạng thái ứng suất trong vỉa trong hệ tọa độ theo hướng 3 trục chính (Hình 1) được đặc trưng bởi ứng suất thẳng đứng (vertical stress) σ_v , ứng suất ngang lớn nhất (maximum horizontal stress) σ_H , ứng suất ngang nhỏ nhất (minimum horizontal stress) σ_h [5]. Do giếng khoan có thể theo một hướng nghiêng, vì vậy để tiện tính toán thường chuyển trạng thái ứng suất trong hệ tọa độ địa phương với các trục liên quan tới trục giếng khoan, góc phương vị và tiếp tuyến vòng tròn tiết diện giếng khoan [6, 7]. Chi tiết về chuyển trục tọa độ sẽ được giới thiệu trong phần tiếp theo. Trong quá trình khoan hoặc khai thác, trạng thái ứng suất xung quanh giếng khoan được phân bố lại, ví dụ trường hợp phần thành hệ được khoan và thay thế bằng dung dịch khoan hoặc trong quá trình khai thác hiện tượng suy giảm áp suất vỉa thường gặp khi chất lưu trong vỉa bị thu hồi qua các giai đoạn khai thác. Theo thống kê, có hơn 70% mỏ khai thác chuyển sang chế độ khai thác thứ cấp và tam cấp [8], do vậy cần phải nghiên cứu ảnh hưởng của suy giảm áp suất vỉa lên tính ổn định của thành giếng khoan khi tiến hành khoan qua các vỉa có áp suất suy giảm.

Thông thường khi thiết kế lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan cần đảm bảo áp suất cột dung dịch khoan nằm trong khoảng áp suất vỉa (pore pressure - PP) hoặc ứng suất phá hủy cắt (shear failure - SF hoặc shear



Hình 1. Trạng thái ứng suất [5]



Hình 2. Nguyên tắc lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan để đảm bảo ổn định thành hệ và các dạng mất ổn định thành giếng khoan [9]

failure gradient) và áp suất nứt vỉa (fracture pressure - FP hoặc fracture gradient - FG) (Hình 2). Ngoài ra hình vẽ cũng đưa ra một số kịch bản về các dạng có thể bị phá hủy nếu không lựa chọn tốt tỷ trọng dung dịch khoan. Nếu tỷ trọng dung dịch khoan lựa chọn tạo ra áp suất giữ thành giếng nhỏ hơn áp suất vỉa thì có thể gây ra thành giếng bị vỡ hoặc thậm chí bị sập. Trường hợp ngược lại áp suất giữ thành giếng gây ra do cột dung dịch khoan lớn hơn áp suất vỉa có thể gây cho thành giếng bị phình hoặc nứt vỉa và kết quả tương ứng gây ra là mất dung dịch hoặc mất tuần hoàn dung dịch.

Tuy nhiên, trong trường hợp có hiện tượng suy giảm áp suất thành hệ có thể làm thay đổi giá trị tới hạn áp suất sụt lở và áp suất vỡ vỉa của thành hệ. Theo Xiaorong Li [4] và Hubbert [10] giá trị áp suất vỡ vỉa sẽ suy giảm trong quá trình suy giảm áp suất vỉa đối với một số loại trầm tích,

nhưng cũng có một số loại vỉa thì giữ áp suất vỡ vỉa không thay đổi. Đây cũng chính là khó khăn trong quá trình điều chỉnh tỷ trọng của dung dịch khoan để đảm bảo tính ổn định của toàn bộ thành hệ khoan qua. Nghiên cứu của Steiger và Leung [11] chỉ ra rằng trường hợp khoan giếng từ thẳng tới ngang sẽ làm tăng việc khó khăn trong lựa chọn dung dịch khoan có tỷ trọng phù hợp vì phạm vi giới hạn lựa chọn khung an toàn tỷ trọng dung dịch khoan bị giảm, do vậy rất dễ xảy ra sự cố gây kẹt cần khoan (Hình 3). Việc lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan khó khăn hơn đối với giếng khoan định hướng (Hình 3a). Hình 3b đưa ra trường hợp giếng khoan một hướng khoan định hướng 55°. Chương trình thủy lực khoan đảm bảo an toàn trong quá trình khoan khi tỷ trọng lựa chọn nằm trong vùng an toàn. Trường hợp lựa chọn tỷ trọng nằm trong vùng sập lở sẽ gây hiện tượng kẹt cần khoan trong quá trình khoan.

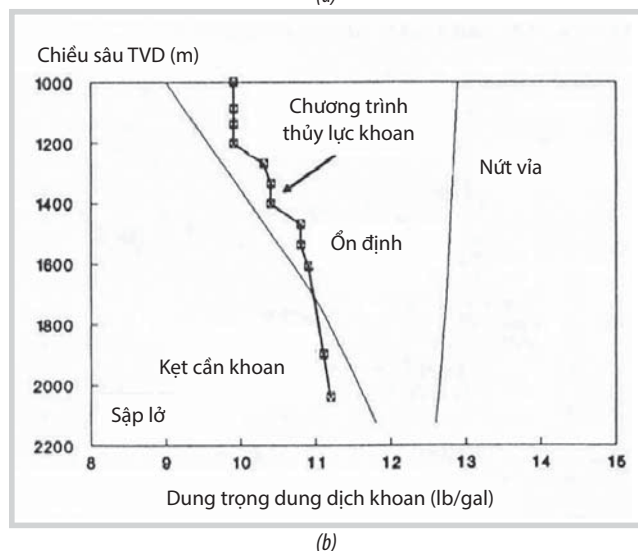
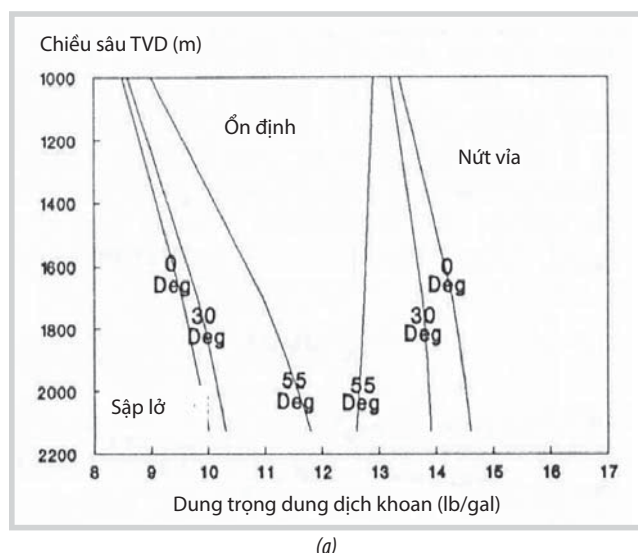
Thông thường để tiến hành bài toán phân tích ổn định thành giếng khoan, cần có các thông số đầu vào như sau:

- Ứng suất tại chỗ: $\sigma_H, \sigma_h, \sigma_v$;
- Áp suất vỉa P_o ;
- Thông số về giếng: TVD, góc phương vị;
- Thông số địa cơ học của thành hệ: Hệ số Poisson, lực dính, góc ma sát trong, hệ số Biot, cường độ chịu lực đơn trục UCS (Unconfined Compressive Strength), module đàn hồi Young E.

Bảng 1 thể hiện giới hạn thay đổi thông thường của các thông số trong việc phân tích bài toán ổn định thành giếng theo thống kê của Chen và các cộng sự [12]. Trong đó có các thông số không thay đổi và một số thông số thay đổi.

2.1. Hướng và độ lớn của ứng suất tại chỗ

Trạng thái ứng suất tại chỗ rất khó có thể thấy được là đẳng hướng và thông thường tỷ số ứng suất ngang lớn nhất và ứng suất ngang nhỏ nhất σ_H/σ_h thay đổi trong khoảng từ 1,0 - 2,0, trong khi tỷ số ứng suất ngang nhỏ nhất và ứng suất thẳng đứng, σ_h/σ_v thay đổi từ 0,3 - 1,5 đối với các loại vỉa hiện nay [12]. Quỹ đạo giếng khoan và trường ứng suất tại chỗ thay đổi theo hướng khác nhau và góc nghiêng theo yêu cầu thiết kế để tối đa sản phẩm khai thác từ một giàn khoan. Quỹ đạo khoan và ứng suất tại chỗ có ảnh hưởng lớn tới tính ổn định của giếng khoan. Theo định nghĩa về các loại đứt gãy thì mối tương quan giữa giá trị ứng suất thẳng đứng và 2 ứng suất ngang tạo ra các chế độ trạng thái ứng suất tại chỗ khác nhau: đứt gãy thuận, NF



Hình 3. Sơ đồ phân tích ổn định thành giếng khoan: (a) cho các giếng có góc nghiêng 0°, 30°, 55°, (b) trường hợp giếng có góc nghiêng 55° và vấn đề gặp phải với chương trình khoan [11]

Bảng 1. Yếu tố ảnh hưởng tới ổn định thành giếng khoan và giới hạn giá trị [12]

TT	Yếu tố ảnh hưởng	Giá trị
1	Gradient ứng suất thẳng đứng, σ_v (kPa/m)	22,6 - 29,0
2	Tỷ số của ứng suất ngang nhỏ nhất, σ_h/σ_v	0,3 - 1,5
3	Tỷ số của ứng suất ngang, σ_H/σ_h	1,0 - 2,0
4	Góc nghiêng của giếng so với phương thẳng đứng α (°)	0 - 90
5	Lực dính hiệu dụng của khối đá, c'	3,0 - 16,5
6	Góc ma sát trong hiệu dụng của khối đá, ϕ (°)	22,0 - 33,0
7	Độ bền chịu kéo của khối đá, σ_t (MPa)	1,3 - 3,0
8	Module đàn hồi Young của khối đá, E (GPa)	5,0 - 15,0
9	Hệ số Poisson của khối đá, ν	0,1 - 0,4
10	E_1/E_2^*	1,0 - 1,5
11	ν_{12}/ν_{13}^{**}	1,0 - 1,4
12	c'_b/c'_i^{***}	0,53 - 1,0
13	$\tan \phi'_b/\tan \phi'_i^{***}$	0,67 - 1,0
14	$\sigma_{t1}/\sigma_{t2}^*$	0,65 - 1,0
15	UCS_2/UCS_1^*	1,0 - 1,6
16	Gradient áp suất vỉa, Δp_p (kPa/m)	10,4 - 20,4
17	Tỷ trọng dung dịch khoan (SG)	1,0 - 2,0

* 1 và 3 đặc trưng cho phương song song với thớ lớp trầm tích;

** 2 đặc trưng cho phương vuông góc với thớ lớp trầm tích;

*** i và b đặc trưng cho khối đá và thớ lớp trầm tích.

Bảng 2. Các phương pháp xác định giá trị và phương ứng suất tại chỗ [15]

Kiểu xác định	Ứng suất/áp suất	Kỹ thuật đo	Phương pháp tính
Giá trị ứng suất	σ_v	Log mật độ	
	σ_H		Vết vỡ
			Trọng lượng dung dịch khoan
			Quan sát phá hủy của thành giếng
	σ_h	Nút vỉa thủy lực	LOT
			Từ các thí nghiệm trung gian
			FIT
Phương ứng suất	σ_H hoặc σ_h	Thiết bị lưỡng cực	Phương đứt gãy
		Tạo nút nhỏ	Phương vết nứt tự nhiên
		Nút vỉa thủy lực	
		Nút thành giếng do khoan	
		Vết vỡ	
Áp suất vỉa	P_o	DST	Log mật độ
		Độ nén động	Log âm thanh
		LWD	Địa chấn
		MDT	Trọng lượng dung dịch khoan

($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$), đứt gãy do nén ép hay đứt gãy nghịch, RF ($\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$), đứt gãy trượt ngang, SS ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$).

Để xác định các giá trị ứng suất tại chỗ cần sử dụng kết hợp phương trình nghiệm giải tích và phương trình thực

nghiệm. Bài báo giới thiệu phương pháp tính toán được tổng hợp bởi Li và Purdy [13], trong đó ứng suất thẳng đứng được xác định bằng cách tích phân khối lượng riêng của các tầng địa chất trong kết quả đo log theo phương trình 1.

$$\sigma_v = \rho_w g Z_w + \int_{Z_w}^Z \rho_b(z) g dz \quad (1)$$

Trong đó:

Z_w : Chiều sâu mực nước;

ρ_w : Khối lượng riêng của nước biển;

ρ_b : Khối lượng riêng của lớp trầm tích và phụ thuộc vào chiều sâu;

Z : Chiều sâu thực theo phương thẳng đứng của giếng khoan.

Thông thường trong phạm vi chiều sâu của mỏ dầu khí truyền thống, gradient ứng suất thẳng đứng thay đổi trong khoảng 18,1 - 22,6 kPa/m (tương đương 0,8 - 1,0 psi/ft) [14].

Ứng suất ngang nhỏ nhất có thể được xác định từ phương pháp đo trực tiếp qua thí nghiệm LOT, XLOT và tạo vết nứt nhỏ (minifracure test) hoặc qua phương trình giải tích và phương trình thực nghiệm (2) [15, 16].

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha_p P_o) + \alpha_p P_o \quad (2)$$

Trong đó: ν là hệ số Poisson và α_p là hệ số Biot.

Đối với ứng suất ngang lớn nhất hiện nay chưa có phương pháp đo trực tiếp mà vẫn cần sử dụng các thông số khác để tính toán gián tiếp. Các phương pháp xác định được tổng hợp trong Bảng 2 [15].

2.2. Trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng khoan

2.2.1. Trạng thái ứng suất tại một điểm

Trạng thái ứng suất tại một điểm thuộc trầm tích thường được đặc trưng bởi ma trận có 9 phần tử và có thể được tách thành tổng của ứng suất trung bình và ứng suất lệch. Tuy nhiên, trạng thái ứng suất tại một điểm có thể được xác định thông qua trạng thái ứng suất chính gồm 3 thành phần chính trên 3 mặt chính vuông góc đi qua điểm đó. Thông thường 3 ứng suất chính được ký hiệu và thứ tự độ lớn như sau: $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ [15], với σ_1 được gọi là ứng suất chính lớn nhất, σ_2 ứng suất chính trung gian, σ_3 ứng suất chính nhỏ nhất. Để phục vụ việc sử dụng các tiêu chuẩn phá hủy, trạng thái ứng suất thường được xác định thông qua các ứng suất chính.

2.2.2. Trạng thái ứng suất sau khi khoan

Việc can thiệp tạo một giếng khoan làm mất đi vùng đất đá mà trước đó đang chịu một phần ứng suất tạo ra sự phân bố lại ứng suất so với trạng thái ban đầu, vì vậy cần hiểu rõ về sự phân bố lại này. Nếu sự xác định lại về sự phân bố ứng suất khi có giếng khoan là chính xác sẽ giúp kỹ sư khoan lựa chọn hoặc đưa ra khuyến cáo về quỹ đạo giếng khoan phù hợp để đảm bảo cho thành giếng khoan ổn định. Đồng thời có thể lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan phù hợp với quỹ đạo lựa chọn.

Kết quả xây dựng và ứng dụng phương trình Kirsch (1898) về các thành phần ứng suất được thể hiện trong các nghiên cứu [17 - 19]. Gần đây, có một số nghiên cứu ứng dụng trên thế giới sử dụng phương trình Kirsch để áp dụng và xây dựng mô hình tiêu chuẩn phá hủy phù hợp trong bài toán phân tích ổn định thành giếng [3, 20]. Trong nước cũng có một số nghiên cứu như [21, 22]. Tuy nhiên, việc sử dụng và ứng dụng trên thường sử dụng các chương trình tính toán như excel, phần mềm thương mại GMI hoặc những ngôn ngữ lập trình như Fortran, Matlab và cho kết quả là một số trường hợp đặc biệt của giếng khoan hay một thông số thay đổi còn các thông số khác cố định. Để đưa ra một bức tranh đầy đủ hơn về phân bố trạng thái ứng suất, nhóm tác giả đã phát triển chương trình ứng dụng viết trên ngôn ngữ lập trình chuyên dụng chạy trên hệ điều hành Linux với việc sử dụng các công thức trong phương trình Kirsch mà kết quả sẽ được giới thiệu trong phần tiếp theo. Đây cũng là giai đoạn đầu tiên trong dự án xây dựng bộ phần mềm ứng dụng phân tích ổn định thành giếng khoan, quá trình sinh cát khi khoan và khai thác đối với 2 trường hợp vĩa coi là đồng nhất và các vấn đề khác trong bài toán ứng dụng mô hình địa cơ học vào khoan - khai thác dầu khí. Tổng hợp các tài liệu [17 - 22] cho tóm tắt sau:

- Trạng thái ứng suất khi chưa khoan (hệ phương trình 3)

$$\begin{aligned}\sigma_x^0 &= (\sigma_H \cos^2 \alpha + \sigma_h \sin^2 \alpha) \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i \\ \sigma_y^0 &= \sigma_H \sin^2 \alpha + \sigma_h \cos^2 \alpha \\ \sigma_z^0 &= (\sigma_H \cos^2 \alpha + \sigma_h \sin^2 \alpha) \sin^2 i + \sigma_v \cos^2 i \\ \tau_{xy}^0 &= \frac{1}{2}(\sigma_h - \sigma_H) \sin 2\alpha \cos i \\ \tau_{yz}^0 &= \frac{1}{2}(\sigma_h - \sigma_H) \sin 2\alpha \sin i \\ \tau_{zx}^0 &= \frac{1}{2}(\sigma_H \cos^2 \alpha + \sigma_h \sin^2 \alpha - \sigma_v) \sin 2i\end{aligned}\quad (3)$$

• Trạng thái ứng suất sau khi khoan (hệ phương trình 4)

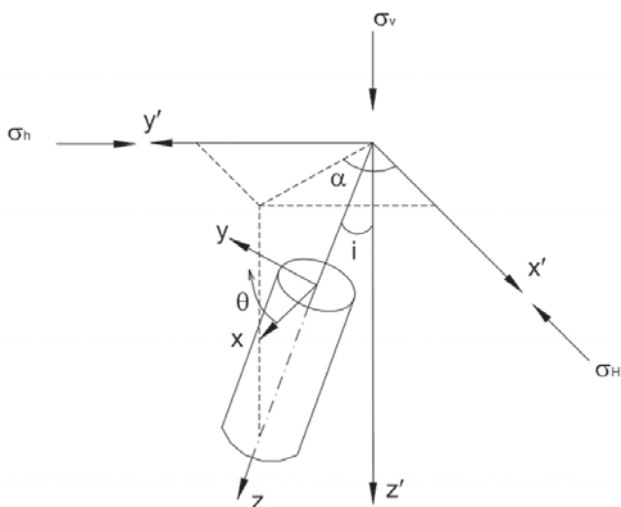
$$\begin{aligned}\sigma_r &= \left(\frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2} \right) \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \left(\frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} - 4 \frac{a^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ &+ \tau_{xy}^0 \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} - 4 \frac{a^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + P_w \frac{a^2}{r^2} - \alpha_p P_p \\ \sigma_\theta &= \frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \tau_{xy}^0 \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \sin 2\theta - P_w \frac{a^2}{r^2} - \alpha_p P_p \\ \sigma_z &= \sigma_z^0 - \nu \left[2 \left(\sigma_x^0 - \sigma_y^0 \right) \frac{a^2}{r^2} \cos 2\theta + 4 \tau_{xy}^0 \frac{a^2}{r^2} \sin 2\theta \right] - \alpha_p P_p \\ \tau_{r\theta} &= \frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} - 2 \frac{a^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + \tau_{xy}^0 \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} - 2 \frac{a^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ \tau_{\theta z} &= \left(-\tau_{xz}^0 \sin \theta + \tau_{yz}^0 \cos \theta \right) \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) \\ \tau_{rz} &= \left(\tau_{xz}^0 \cos \theta + \tau_{yz}^0 \sin \theta \right) \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right)\end{aligned}\quad (4)$$

Trong đó:

- i, α : Góc nghiêng và góc phương vị của giếng (Hình 4);
- a : Bán kính giếng khoan;
- r : Khoảng cách từ trục giếng khoan tới điểm bất kỳ xung quanh giếng khoan;
- $\sigma_x^0, \sigma_y^0, \sigma_z^0$: Các giá trị ứng suất pháp tuyến ban đầu khi chưa khoan trong hệ tọa độ Descartes (x', y', z');
- $\tau_{xy}^0, \tau_{yz}^0, \tau_{zx}^0$: Các giá trị ứng suất tiếp tuyến ban đầu khi chưa khoan trong hệ tọa độ Descartes (x', y', z');
- $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$: Các ứng suất theo các trục bán kính, trục tiếp tuyến mặt tròn tiết diện giếng khoan tại vị trí góc θ và trục z trong hệ tọa độ địa phương (x, y, z);
- $\tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}, \tau_{rz}$: Các giá trị ứng suất tiếp tuyến trên các mặt r_θ, θ_z, r_z trong hệ tọa độ địa phương (x, y, z).

3. Kết quả nghiên cứu và trao đổi

Kết quả nghiên cứu phục vụ phân tích ban đầu trong bài toán ứng dụng mô hình địa cơ học trong khoan - khai thác dầu khí đối với vĩa đồng nhất hoặc không đồng nhất, với các thông số đầu vào như



Hình 4. Chuyển trục tọa độ trạng thái ứng suất đối với giếng khoan nghiêng bất kỳ

Bảng 3. Tổng hợp công thức xác định trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng khoan [14]

Trường hợp khoan	Thành phần ứng suất	
Khoan xiên Tại thành giếng khoan ($r = a$)	$\sigma_r = P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_\theta = (\sigma_x^0 + \sigma_y^0) - 2(\sigma_x^0 - \sigma_y^0) \cos 2\theta - 4\tau_{xy}^0 \sin 2\theta - P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_z = \sigma_z^0 - \nu [2(\sigma_x^0 - \sigma_y^0) \cos 2\theta + 4\tau_{xy}^0 \sin 2\theta] - \alpha_p P_p$ $\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz}^0 \sin \theta + \tau_{yz}^0 \cos \theta)$ $\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$	
Khoan đứng ($i = 0$, ngang được định hướng sao cho song song với σ_H , $\alpha = 0$)	$\sigma_r = P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - \alpha_p P_p$ $\tau_{\theta z} = \tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$	
	$\sigma_x^0 = \sigma_H$ $\sigma_y^0 = \sigma_h$ $\sigma_z^0 = \sigma_v$ $\tau_{xy}^0 = 0; \tau_{yz}^0 = 0; \tau_{xz}^0 = 0$	$P_w \text{ giảm thì } \sigma_\theta \text{ tăng, vật liệu bị nén,}$ $(\theta = \pm \pi/2 \text{ nguy cơ bị phá hủy nén}):$ $\sigma_r = P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_\theta = (3\sigma_H - \sigma_h) - P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_z = \sigma_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) - \alpha_p P_p$
Khoan ngang ($i = \pi/2$)	Trường hợp: $\alpha = 0$ $\sigma_r = P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_\theta = (\sigma_v + \sigma_h) - 2(\sigma_v - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_z = \sigma_H - 2\nu(\sigma_v - \sigma_h) \cos 2\theta - \alpha_p P_p$ $\tau_{\theta z} = \tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$	Trường hợp: $\alpha = \pi/2$ $\sigma_r = P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_\theta = (\sigma_v + \sigma_H) - 2(\sigma_v - \sigma_H) \cos 2\theta - P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_z = \sigma_h - 2\nu(\sigma_v - \sigma_H) \cos 2\theta - \alpha_p P_p$ $\tau_{\theta z} = \tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$
Khoan trong mặt phẳng ($\sigma_h - \sigma_v$) hay $\alpha = \pi/2$	$\sigma_r = P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_\theta = (\sigma_h \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i + \sigma_H) - 2(\sigma_h \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i - \sigma_H) \cos 2\theta - P_w - \alpha_p P_p$ $\sigma_z = \sigma_h \sin^2 i + \sigma_v \cos^2 i - \nu [2(\sigma_h \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i - \sigma_H) \cos 2\theta] - \alpha_p P_p$ $\tau_{\theta z} = (\sigma_h - \sigma_v) \sin 2i \cos \theta - (\sigma_h - \sigma_v) \sin 2i \sin \theta$ $\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$	

Bảng 4. Dữ liệu này được giả định, nhưng trong trường hợp cần thiết áp dụng thực tế thì các thông số này được xác định theo phương pháp được nêu trong Bảng 2. Tuy nhiên, trong đa số các trường hợp xác định các thông số đầu vào này đều có sai số, vì vậy việc xem xét sự ảnh hưởng của thông số đầu vào tới kết quả phân tích khá quan trọng. Kỹ sư tính toán cần thận trọng khi phân tích kết quả với bộ dữ liệu đầu vào đã xác định để tránh đưa ra nhận định sai lầm.

Các bước xây dựng bài toán phân tích trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng khoan được thực hiện theo trình tự sau:

- Thông số đầu vào: hệ số Biot, góc nghiêng của giếng khoan (độ), góc phương vị (độ), ứng suất tại chỗ

ngang lớn nhất (σ_H), ứng suất ngang nhỏ nhất (σ_h), ứng suất thẳng đứng (σ_v), áp suất trong giếng khoan (P_{wf}), áp suất vỉa (P_p), bán kính giếng khoan (r), hệ số Poisson;

Hình 5. Giao diện chương trình W3IPVU xác định phân bố trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng khoan

- Tính toán trạng thái ứng suất khi chưa khoan theo hệ phương trình (3) trong hệ tọa độ lựa chọn;
- Tính toán trạng thái ứng suất tại mỗi điểm trong không gian tương ứng với thông số và điều kiện giếng khoan;
- Phân tích sự ảnh hưởng của các thông số đầu vào tới kết quả.

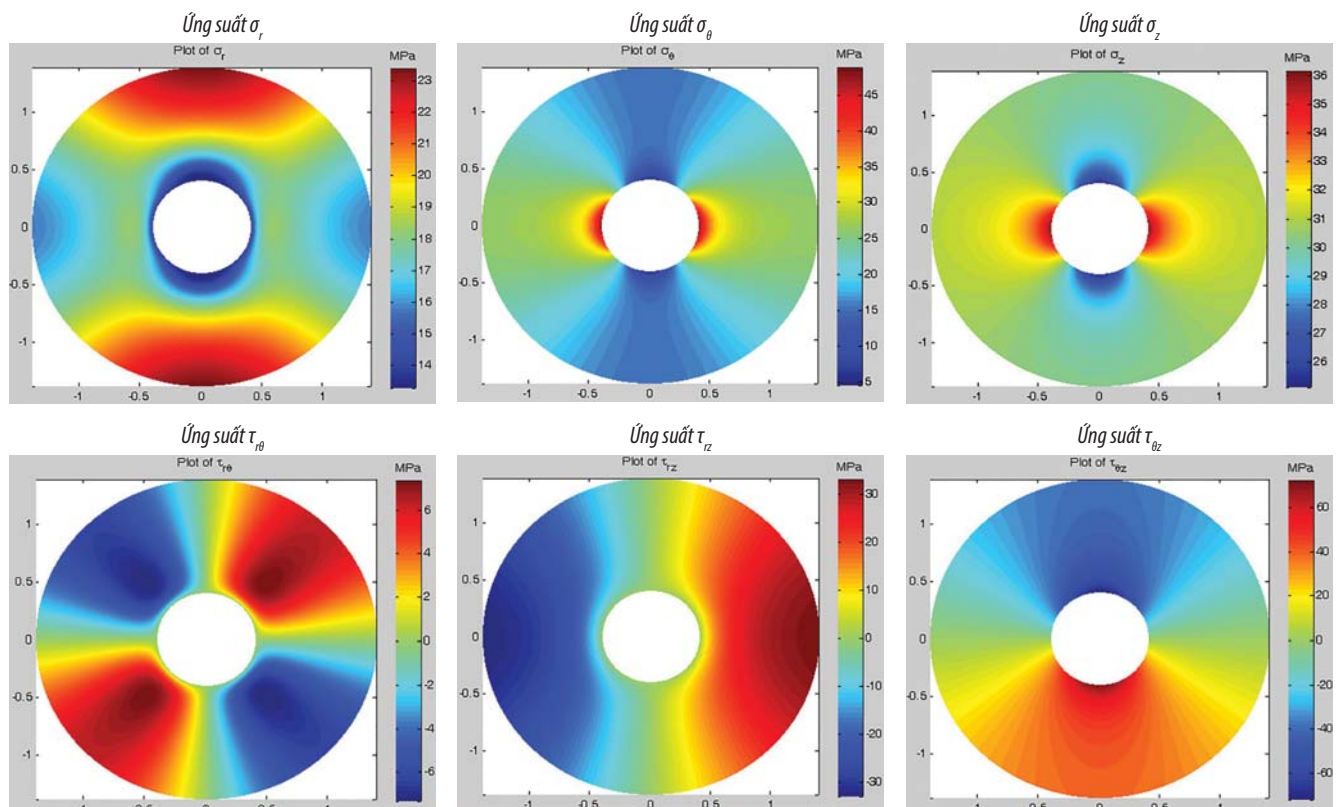
Việc tính toán thường sẽ cho mỗi giá trị tại vị trí lựa chọn. Để có hình ảnh tổng thể về sự phân bố trạng thái ứng suất biểu diễn bằng sự phân biệt màu, từ đó chỉ ra vùng phân bố ứng suất tập trung có thể sử dụng phương pháp số hoặc phương pháp phần tử hữu hạn. Trong nghiên cứu này, một chương trình tự động (giao diện như Hình 5) được thiết lập trên ngôn ngữ lập trình chuyên dụng cho phép người dùng nhập các thông số đầu vào và lựa chọn xuất kết quả là các biểu đồ phân bố ứng suất.

Kết quả mô tả sự phân bố ứng suất xung quanh khu vực giếng khoan thể hiện trong Hình 6 - 9. Các sơ

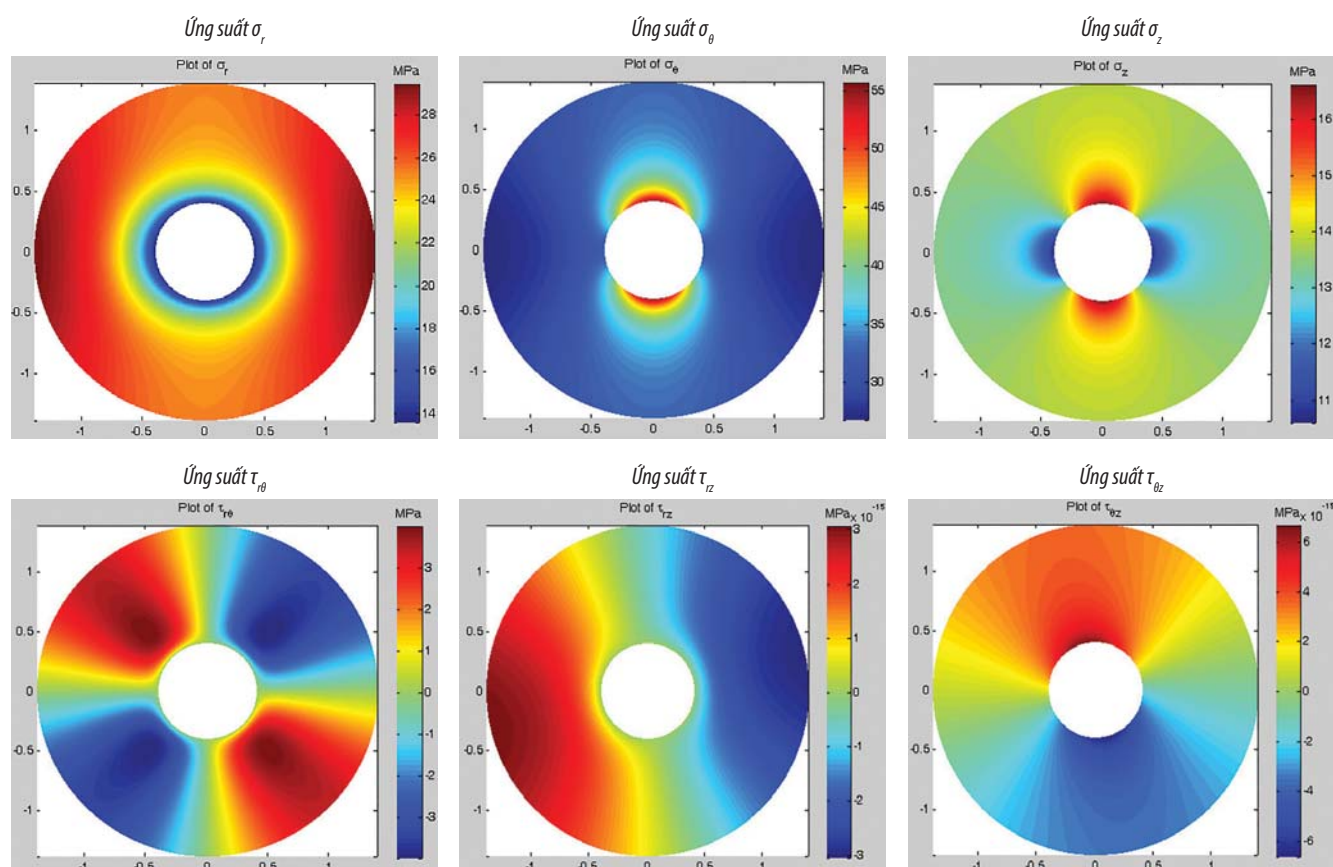
Bảng 4. Thông số đầu vào cho chương trình ứng dụng

σ_H (MPa)	σ_h (MPa)	σ_v (MPa)	P_{wf} (MPa)	P_p (MPa)	α_p	ν	r_w (m)	α°	i°
48,0	36,0	53,0	36,0	28,0	0,8	0,25	0,4	Tùy chọn	

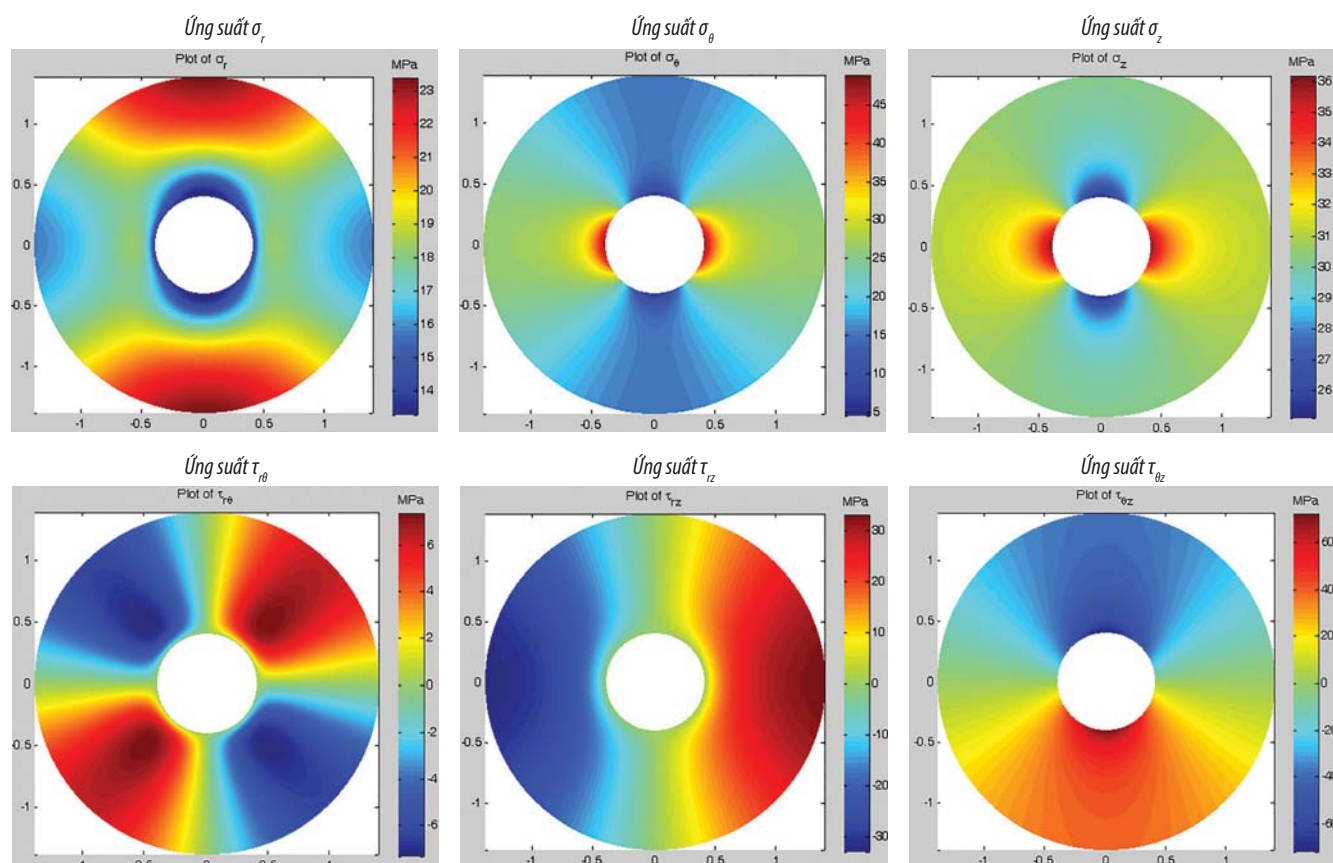
α° thay đổi trong khoảng 0 - 360°; i° thay đổi trong khoảng 0 - 90°



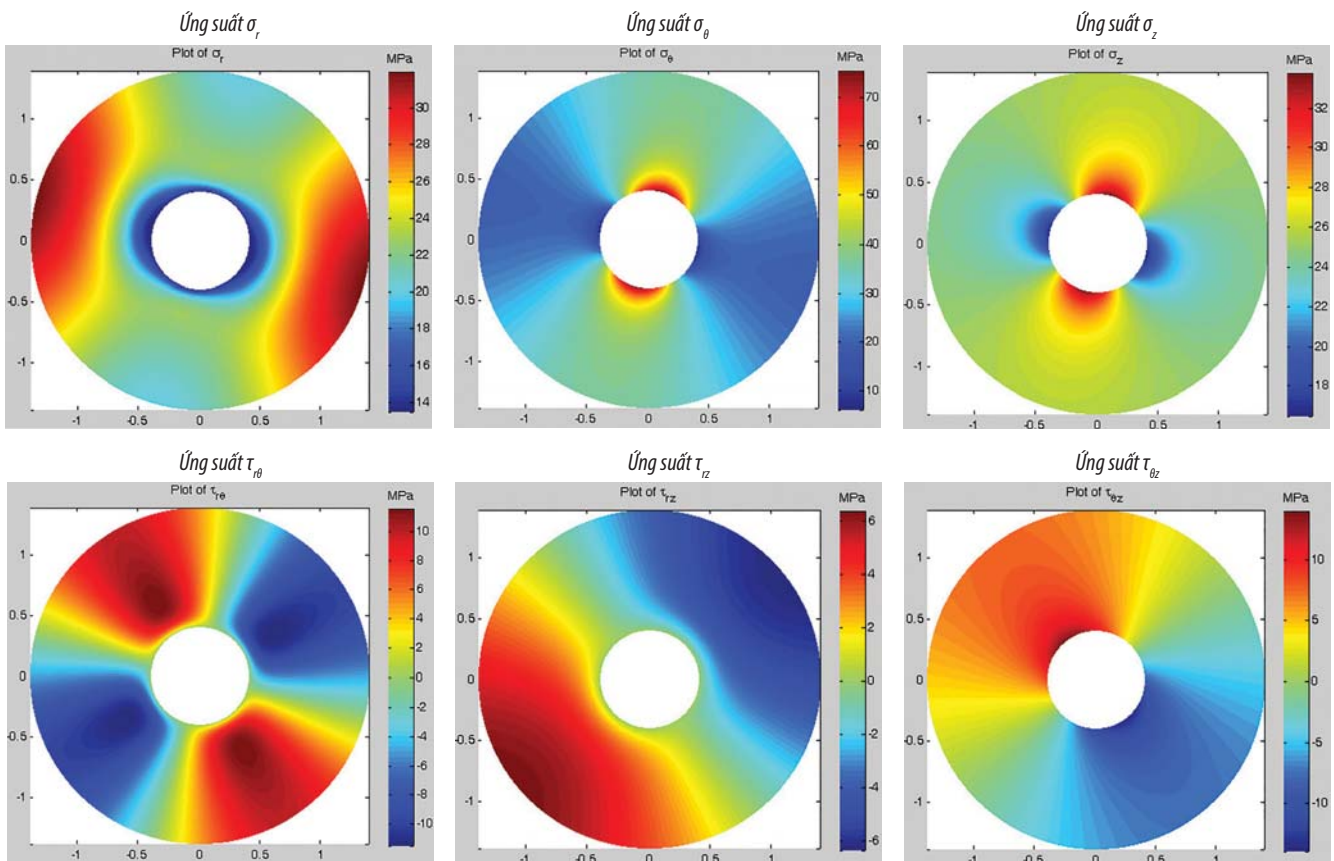
Hình 6. Trường hợp khoan ngang theo phương ứng suất ngang lớn nhất, $\alpha^\circ = 0$, $i^\circ = 90$



Hình 7. Trường hợp khoan ngang theo phương ứng suất ngang nhỏ nhất, $\alpha^\circ = 90$, $\beta^\circ = 90$



Hình 8. Trường hợp khoan đứng, $\alpha^\circ = 90$, $\beta^\circ = 0$



Hình 9. Trường hợp khoan theo phương bất kỳ, $\alpha^\circ = 45$, $\beta^\circ = 45$

đồ phân bố ứng suất (σ_r , σ_θ , σ_z , $\tau_{r\theta}$, τ_{rz} , $\tau_{\theta z}$) cho một số kích bản giếng khoan: trường hợp khoan ngang theo phương ứng suất ngang lớn nhất, theo phương ứng suất ngang nhỏ nhất, khoan thẳng đứng và khoan theo một phương lựa chọn bất kỳ. Các biểu đồ phân bố cho phép phân biệt các vùng ứng suất theo các màu riêng biệt. Việc tạo một giếng khoan đã làm thay đổi sự phân bố ứng suất từ trạng thái đồng đều lúc trước khi khoan sang trạng thái ứng suất phân bố cục bộ theo các vùng khác nhau. Những vùng có biểu thị màu đỏ càng đậm chứng tỏ ứng suất cục bộ ở khu vực đó càng lớn, ngược lại nếu vùng xung quanh giếng khoan sẽ nhỏ nhất nếu có màu xanh da trời.

Đối với giếng khoan ngang (Hình 6, 7), sự phân bố các vùng ứng suất của σ_z và $\tau_{\theta z}$ khá tương đồng khi khoan theo hướng ứng suất ngang lớn nhất và ứng suất ngang nhỏ nhất. Ngược lại, sự phân bố của σ_r và σ_θ giữa 2 kiểu khoan lại rất khác nhau. Cụ thể, khi khoan theo phương ứng suất ngang lớn nhất sẽ tạo ra các vùng phân bố ứng suất cục bộ khác nhau rõ rệt đối với σ_r , nhưng lại phân bố đồng đều theo phương bán kính khi khoan ngang theo phương ứng suất ngang nhỏ nhất. Có thể thấy rõ giá trị ứng suất tại các khu vực xa giếng khoan gần với giá trị ban đầu của dữ liệu nhập vào, nghĩa là khoan giếng không ảnh hưởng hoặc ảnh hưởng ít tới giá trị ứng suất ở khu vực

này. Đối với σ_θ thì khoan giếng ảnh hưởng rõ rệt khi khoan theo phương ứng suất ngang lớn nhất. Nhưng khi khoan theo phương ứng suất ngang nhỏ nhất thì chỉ gây ảnh hưởng cục bộ ứng suất xung quanh thành giếng khoan, còn lại ảnh hưởng ít.

Trường hợp khoan thẳng đứng (Hình 8), biểu đồ σ_r cho thấy phương ứng suất ngang lớn nhất theo chiều từ trên xuống dưới, được biểu diễn bằng màu đỏ thể hiện giá trị lớn nhất trong vùng thước đo và phương vuông góc 90° là ứng suất ngang nhỏ nhất, vùng này biểu diễn giá trị màu xanh. Đối với trường hợp σ_θ , khoảng thay đổi giá trị rất lớn 5 - 49MPa, trong khi đối với σ_z thì giá trị thay đổi trong khoảng nhỏ 25 - 36MPa. Tuy nhiên, sự phân bố của 2 giá trị này lớn đối với vùng theo phương ứng suất ngang nhỏ nhất và nhỏ theo phương ứng suất ngang lớn nhất. Còn lại đối với trường ứng suất cắt $\tau_{r\theta}$, τ_{rz} , $\tau_{\theta z}$ có thể thấy tồn tại vùng dương hoặc âm tương ứng sự thay đổi chiều theo trục tọa độ và xuất hiện vùng có giá trị = 0. Trường hợp khoan tổng quát (Hình 9) cho thấy nguyên tắc phân bố ứng suất tương tự nhưng xoay phụ thuộc vào phương của góc xác định giếng khoan.

Sau khi phân bố lại ứng suất có thể xác định được khu vực tập trung ứng suất xung quanh thành giếng khoan.

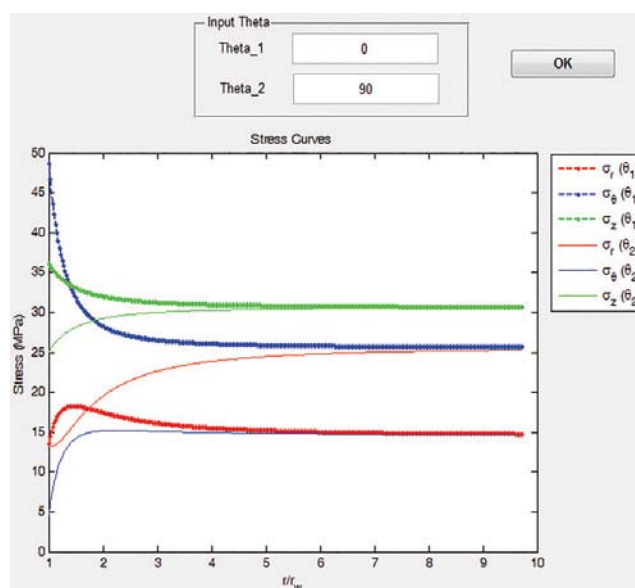
Nhóm tác giả tạo thêm module phần mềm cho phép xác định phân bố các giá trị dọc theo phương bán kính lựa chọn. Điều đó tương đương việc cố định góc θ trong hệ tọa độ trụ địa phương gắn với thành giếng khoan. Xem xét trường hợp giếng khoan thẳng đứng như trên Hình 8, lựa chọn 2 phương cắt bất kỳ ví dụ dọc theo phương ứng suất ngang nhỏ nhất và ứng suất ngang lớn nhất, tương ứng góc $\theta = 0^\circ$ và $\theta = 90^\circ$. Các giá trị σ_r , σ_θ , σ_z được biểu diễn trên Hình 10.

Hình 10 cho thấy bán kính ảnh hưởng tới sự phân bố lại ứng suất do việc khoan giếng nằm trong khoảng $7r_w$. Ngoài phạm vi ảnh hưởng này, khoan giếng không ảnh hưởng gì tới trường ứng suất của vỉa. Hơn nữa có thể thấy trường hợp theo phương ứng suất ngang nhỏ nhất giá trị σ_r có thể tăng gấp 2 lần so với trường hợp không khoan giếng.

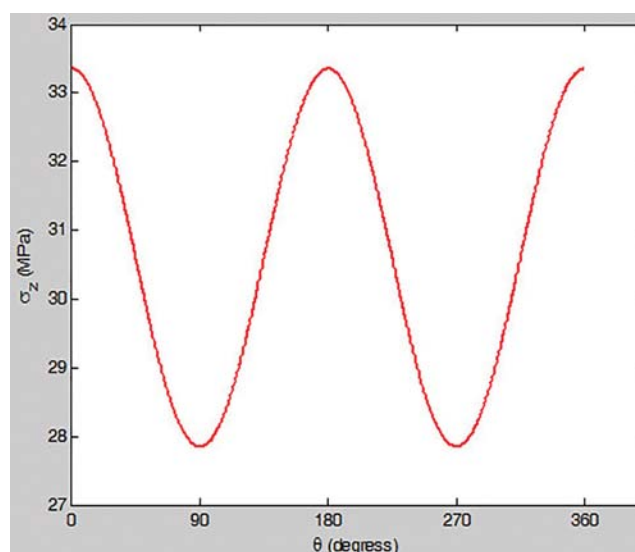
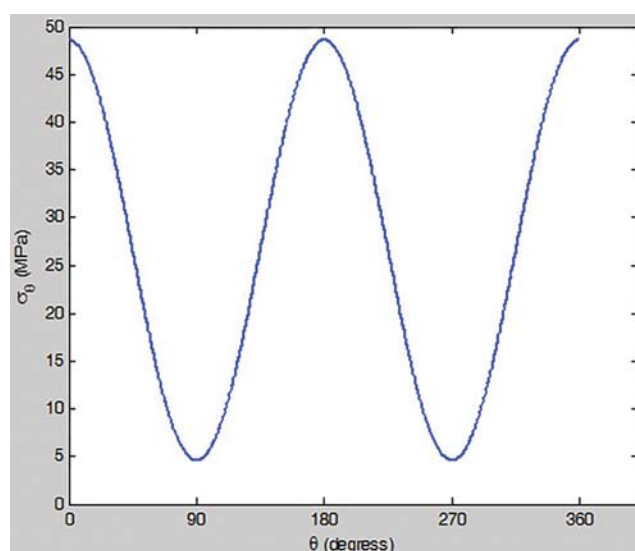
Thông thường khi xem xét bài toán ổn định thành giếng cần kiểm tra trạng thái ứng suất với tiêu chuẩn phá hủy đối với các điểm lựa chọn trên thành giếng khoan. Vì vậy, cần xác định cụ thể vị trí các điểm có giá trị ứng suất cục bộ lớn nhất hoặc nhỏ nhất tùy theo trạng thái ứng suất cần xét là tiêu chuẩn phá hủy nén hoặc kéo. Trường hợp các điểm trên thành giếng khoan khi khoan giếng thẳng đứng có thể thấy giá trị và sự thay đổi (Hình 11). Vị trí đạt cực đại của ứng suất tiếp tuyến và ứng suất dọc trục đều nằm ở vị trí giao giữa thành giếng khoan/phương ứng suất ngang nhỏ nhất, giá trị tương ứng là 49MPa và 33,1MPa. Ngược lại, các giá trị cực tiểu tương ứng là 4MPa và 27,9MPa tại vị trí giao của thành giếng khoan với phương ứng suất ngang lớn nhất. Kết quả này hoàn toàn phù hợp với kết quả phân bố trạng thái ứng suất trường hợp khoan giếng thẳng đứng (Hình 8). Tuy nhiên, vị trí và giá trị của các phân tích này phụ thuộc vào quỹ đạo giếng khoan và độ sâu xem xét mà có thể phân tích theo thông số đầu vào phù hợp. Trường hợp xem xét toàn bộ vị trí trên giếng khoan sẽ được giới thiệu trong bài báo tiếp theo.

4. Ảnh hưởng của các thông số tới sự phân bố ứng suất

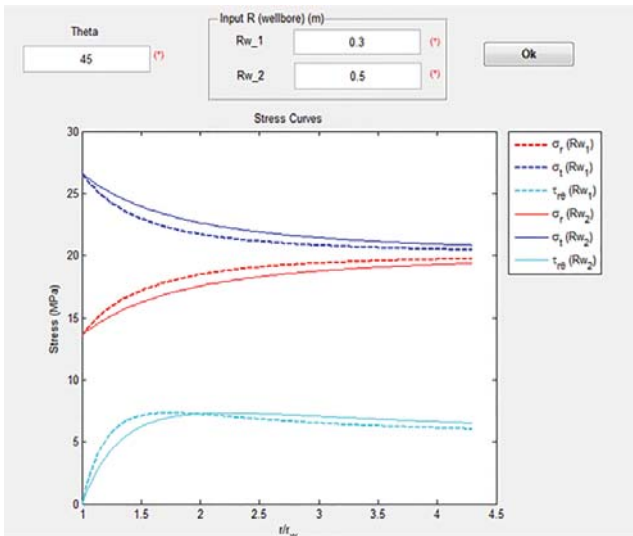
Để xác định chính xác sự phân bố ứng suất phụ thuộc nhiều vào thông số đầu vào (Bảng 4). Trong thực tế, việc xác định các dữ liệu như ứng suất ngang, ứng suất thẳng đứng hay áp suất vỉa có sử dụng kết quả giếng khoan thăm dò lân cận, kết quả đo địa vật lý giếng khoan không thể tránh khỏi sai lệch. Ngoài ra, kết quả phân tích cũng bị ảnh hưởng bởi hệ số Poisson, hệ số Biot, áp suất vỉa hay sự thay đổi điều kiện khoan như: đường kính giếng khoan, tỷ trọng dung dịch khoan...



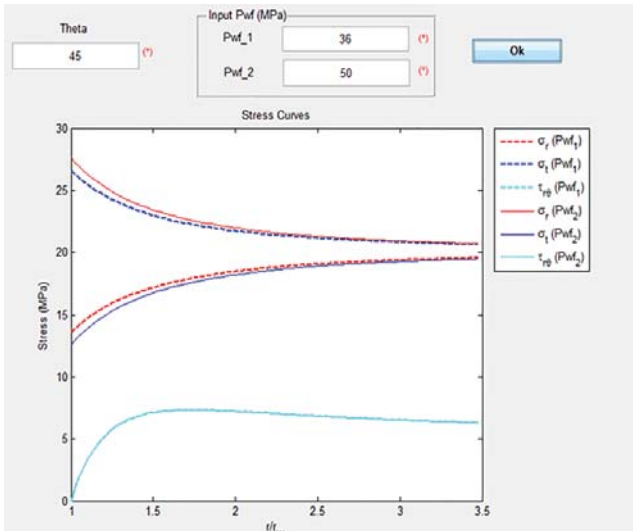
Hình 10. Phân bố giá trị ứng suất theo phương bán kính lựa chọn, trường hợp giếng khoan thẳng đứng



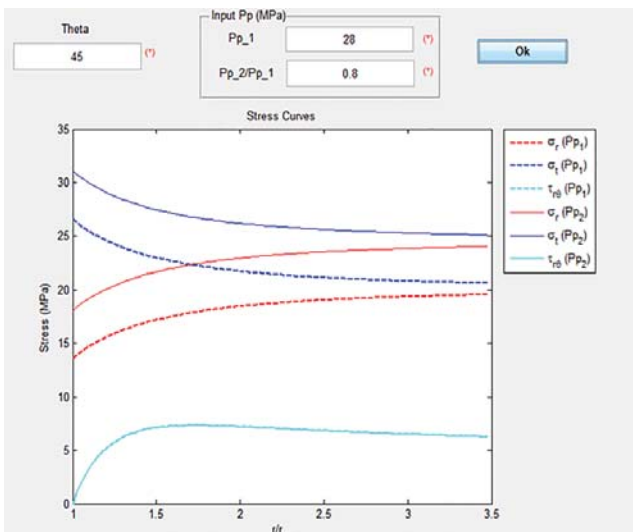
Hình 11. Phân bố ứng suất tiếp tuyến và ứng suất dọc trục xung quanh thành giếng khoan



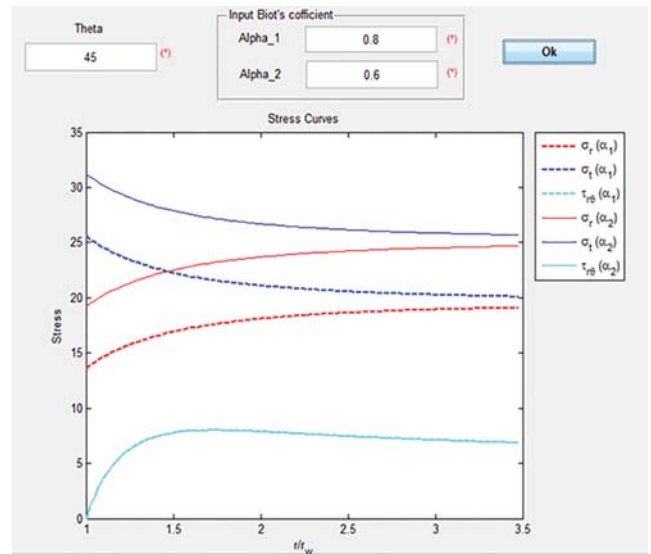
Hình 12. Ảnh hưởng bán kính giếng khoan tới sự phân bố ứng suất, trong trường hợp $\theta = 45^\circ$, $r_{w1} = 0,3m$, $r_{w2} = 0,5m$



Hình 13. Ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch khoan đến sự phân bố ứng suất, trong trường hợp $\theta = 45^\circ$, $P_{wf1} = 36MPa$, $P_{wf2} = 50MPa$



Hình 14. Ảnh hưởng của áp suất vỉa tới sự phân bố ứng suất trong trường hợp $\theta = 45^\circ$, $P_{p1} = 28MPa$, $P_{p2} = 22,4MPa$



Hình 15. Ảnh hưởng của hệ số Biot tới sự phân bố ứng suất trong trường hợp $\theta = 45^\circ$, $\alpha_1 = 0,8$ và $\alpha_2 = 0,6$

4.1. Bán kính giếng khoan

Hình 12 thể hiện sự phân bố ứng suất trong trường hợp giếng khoan có đường kính 0,3m và 0,5m. Sự ảnh hưởng của bán kính khoan tới phân bố ứng suất sẽ giảm dần đối với vùng xa giếng khoan. Trong trường hợp nghiên cứu này, phạm vi ảnh hưởng rõ rệt trong khoảng 4 lần bán kính giếng khoan.

4.2. Tỷ trọng dung dịch khoan

Kết quả phân tích sự ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch khoan đến sự phân bố ứng suất trong trường hợp $\theta = 45^\circ$, áp suất dung dịch khoan 36MPa và 50MPa (Hình 13) cho thấy sự thay đổi của tỷ trọng dung dịch khoan trong 2 trường hợp này ảnh hưởng không lớn tới σ_r và σ_t . Sự thay đổi tỷ trọng dung dịch khoan ảnh hưởng rất ít trong phạm vi 2 lần bán kính giếng khoan, đồng thời không ảnh hưởng tới giá trị τ_{r0} .

4.3. Áp suất vỉa

Khi thay đổi áp suất vỉa $P_{p1} = 28MPa$, $P_{p2} = 22,4MPa$ ảnh hưởng lớn tới σ_r và σ_t nhưng không ảnh hưởng tới τ_{r0} (Hình 14). Khi áp suất vỉa giảm 5,6MPa thì σ_r và σ_t tăng 4,5MPa. Kết quả này phù hợp với hệ phương trình 4, tương ứng hệ số Biot là 0,8. Sự ảnh hưởng giảm áp suất vỉa dẫn tới thay đổi σ_r và σ_t xem như tịnh tiến lên (Hình 14).

4.4. Hệ số Biot

Hình 15 thể hiện sự ảnh hưởng của hệ số Biot tới sự phân bố ứng suất trong trường hợp $\alpha_1 = 0,8$ và $\alpha_2 = 0,6$. Hệ số Biot ảnh hưởng khá lớn tới σ_r và σ_t nhưng không ảnh hưởng tới τ_{r0} . Vì vậy, cần lựa chọn hệ số Biot phù hợp

với thành hệ đang xét để có được kết quả phân tích chính xác. Trong nhiều trường hợp, nếu giả thiết đơn thuần hệ số Biot = 1 có thể dẫn tới kết quả phân tích không sát thực tế hay nhận định sai.

5. Kết luận

Việc ứng dụng lý thuyết và phương trình nghiệm giải tích của trạng thái ứng suất, phân bố ứng suất xung quanh thành giếng khoan đối với trường hợp coi thành hệ là đàn hồi, đồng nhất, đẳng hướng. Nhóm tác giả đã phát triển chương trình tính toán "W3IPVU" dựa trên ngôn ngữ lập trình chuyên dụng chạy trên hệ điều hành Linux, giúp người dùng dễ dàng tiếp cận, sử dụng phục vụ công tác phân tích bài toán ổn định thành giếng khoan, sinh cát trong quá trình khoan và khai thác dầu khí. Qua phân tích trên có thể rút ra một số kết luận sau:

- Hoạt động khoan và khai thác dầu khí gây ra sự phân bố lại ứng suất của thành hệ, sự phân bố lại này là không đồng đều, phụ thuộc nhiều vào quỹ đạo giếng khoan;
- Vị trí đạt giá trị lớn nhất và nhỏ nhất của ứng suất tiếp tuyến và ứng suất dọc trục trên thành giếng khoan là như nhau (giếng khoan thẳng đứng);
- Giá trị ứng suất tiếp tuyến sau khi khoan có thể tăng gấp 2 lần trước khi khoan (giếng khoan thẳng đứng);
- Các thông số đầu vào của bài toán phân tích như: áp suất vỉa, tỷ trọng dung dịch khoan, bán kính giếng khoan, hệ số Biot... ảnh hưởng lớn tới kết quả phân bố ứng suất.

Tuy nhiên, trong quá trình khoan rất ít khi gặp thành hệ có tính đồng nhất, đẳng hướng vì đặc tính trầm tích, phong hóa hay hoạt động kiến tạo địa chất, do đó có sự xuất hiện của các lớp yếu xen kẽ trên toàn bộ chiều dài khoan qua thành hệ. Vì vậy, cần có phân tích đầy đủ hơn cho trường hợp khoan qua thành hệ không đồng nhất và không đẳng hướng.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi trường Đại học Dầu khí Việt Nam trong khuôn khổ đề tài mã số GV1703.

Tài liệu tham khảo

1. Phan Ngọc Trung, Nguyen The Duc, Nguyen Minh Quy. *Geomechanical stability analysis for selecting wellbore trajectory and predicting sand production*. UDC 52.47.19. Socar's Proceedings. 2010.
2. R.T.Ewy. *Wellbore - Stability predictions by use of a*

modified lade criterion. SPE Drilling & Completion. 1999; 14(2): p. 85 - 91.

3. A.M.Al-Ajmi, R.W.Zimmerman. *Stability analysis of vertical boreholes using the Mogi-Coulomb failure criterion*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science. 2006; 43(8): p. 1200 - 1211.

4. Xiaorong Li, K.E.Gray. *Wellbore stability of deviated wells in depletion reservoir*. SPE-174860-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA. 28 - 30 September, 2015.

5. Junliang Yuan, Jingen Deng, Yong Luo, Shisheng Guo, Haishan Zhang, Qiang Tan, Kai Zhao, Lianbo Hu. *The research on borehole stability in depleted reservoir and caprock: using the geophysics logging data*. The Scientific World Journal. 2013.

6. M.R.McLean, M.A.Addis. *Wellbore stability: the effect of strength criteria on mud weight recommendations*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA. 23 - 26 September, 1990.

7. Borivoje Pašić, Nediljka Gaurina-Međimurec, Matanović Davorin. *Wellbore instability: causes and consequences*. The Mining Geological Petroleum Engineering Bulletin. 2007; 19(1): p. 87 - 98.

8. Fanhong Meng, Giin Fa Fuh. *Reservoir depletion effect on in situ stresses and mud weight selection*. 44th U.S - Canada Rock Mechanics Symposium and 5th U.S - Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake city, Utah. 27 - 30 June, 2010.

9. Jincai Zhang. *Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2013; 60: p. 160 - 170.

10. M.King Hubbert, David G.Willis. *Mechanics of hydraulic fracturing*. Society of Petroleum Engineers. 1957; 210: p. 153 - 168.

11. R.P.Steiger, P.K.Leung. *Lecture: Predictions of wellbore stability in shale formations at great depth*. International Society for Rock Mechanics. 1989.

12. X.Chen, C.P.Tan, C.M.Haberfield. *Guidelines for efficient wellbore stability analysis*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 1997; 34(3 - 4): p. 50.e1 - 50.e14.

13. S.Li, Cary C.Purdy. *Maximum horizontal stress and wellbore stability while drilling: modelling and case study*.

SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru. 1 - 3 December, 2010.

14. Adel Al-Ajmi. *Wellbore stability analysis based on a new true-triaxial failure criterion*. Thesis, KTH Land and Water Resources Engineering. 2006.

15. Bernt S.Aadnoy, Reza Looyeh. *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design*. Gulf Professional Publishing. 2011.

16. Mark D.Zoback. *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press, New York. 2007.

17. J.B.Cheatham Jr. *Wellbore stability*. Journal of Petroleum Technology. 1984; 36(6); p. 889 - 896.

18. Erling Fjaer, R.M.Holt, A.M.Raaen, R.Risnes, P.Horsrud. *Petroleum related rock mechanics (2nd edition)*. Elsevier Science. 2008.

19. Nguyen The Duc, Phan Ngoc Trung, Nguyen Minh Quy. *Wellbore stability analysis for predicting*

sand production. International Symposium Hanoi Geoengineering 2013, Vietnam. 22 - 23 November, 2010.

20. Liangyang Zhang, Ping Cao, K.C.Radha. *Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2010;47(8): p. 1304 - 1316.

21. Tạ Quốc Dũng, Phạm Trí Dũng, Nguyễn Văn Thuận. *Xây dựng mô hình địa cơ học ứng dụng trong phân tích ổn định thành giếng khoan nghiêng Oligocene hạ - bồn trũng Cửu Long*. Hội nghị Khoa học Công nghệ lần thứ 14, Đại học Bách Khoa Tp. Hồ Chí Minh. 29/10 - 1/11/2015.

22. Tạ Quốc Dũng, Phạm Minh Khánh, Hồ Hoàng Phúc, Nguyễn Bình Phương. *Ứng dụng các tiêu chuẩn phá hủy trong xác định áp suất gây sập lở thành giếng khoan trong phân tích ổn định thành giếng khoan*. Hội nghị Khoa học Công nghệ lần thứ 14, Đại học Bách Khoa Tp. Hồ Chí Minh. 29/10 - 1/11/2015.

Software development for stress state analysis around wellbore applied in geomechanical model

Nguyen Van Hung, Trinh Quang Trung, Luong Hai Linh
Petrovietnam University
Email: hungnv@pvu.edu.vn

Summary

This paper presents the results of analysing the stress state changes during the drilling process on the basis of data assumptions and analysis of some influential effects of input parameters on the analysis results. Based on theoretical foundations and analytical solutions of stress state equation, named "Kirsch equation", for the case of wells drilled in rock and with the assumption that the material is elastic, linear and homogeneous, the authors have developed a "W3IPVU" calculation programme using specialised programming language (open source, runs on Linux) which allows analysis of the changes of stress state in any well trajectory given. The reservoir applied to this programme follows the Kirsch hypothesis. The initial results as presented in this paper show the change of the stress field while drilling, which mostly depends on the drilling direction. The increment in tangential stress may be affected by drilling and dependent on the well diameter.

Key words: Geomechanics, stress state, wellbore stability.