

2 Revisão Bibliográfica

A modelagem de estabilidade de poços de petróleo em meios fraturados é convencionalmente realizada utilizando procedimentos que são baseados em tensões atuantes em um sistema contínuo, junto com um modelo constitutivo apropriado só para a presença de uma família de fraturas, suposições que muitas vezes não fornecem resultados satisfatórios. Na primeira parte deste capítulo será apresentada uma sucinta introdução da modelagem analítica convencional de estabilidade de poços tanto para meios contínuos quanto para meios fraturados; posteriormente, será apresentado um panorama geral tanto da modelagem analítica quanto da modelagem numérica de estabilidade de poços em formações fraturadas.

2.1.

Modelagem Analítica Convencional da Janela Operacional de Poços em Formações Intactas e Fraturadas

A principal ferramenta que possui o engenheiro para evitar os problemas de instabilidade de poços é a densidade do fluido de perfuração. Se a densidade é muito baixa as paredes do poço se derrubam ou colapsam produzindo uma ruptura por cisalhamento, este tipo de ruptura se conhece como *ruptura por colapso inferior*, e por o contrario, se a densidade é muito alta as paredes do poço se abrem ou fraturam produzindo uma ruptura por tração, este tipo de ruptura se conhece como *ruptura por colapso superior* conforme apresentado esquematicamente na Figura 2.1. Onde P_w é a pressão da lama de perfuração nas paredes do furo, σ_H é a tensão horizontal máxima, σ_h é a tensão horizontal mínima, σ'_1 é a tensão principal efetiva maior, σ'_3 é a tensão principal efetiva menor. Assim, para evitar problemas operacionais tão graves como: elevada produção de cascalhos (colapso inferior) e perda do fluido de perfuração (colapso superior) o peso da lama deve estar em um intervalo viável para que não ocorra nenhum dos dois tipos de ruptura (Figura 2.2) este intervalo é conhecido como “*janela operacional de perfuração*”.

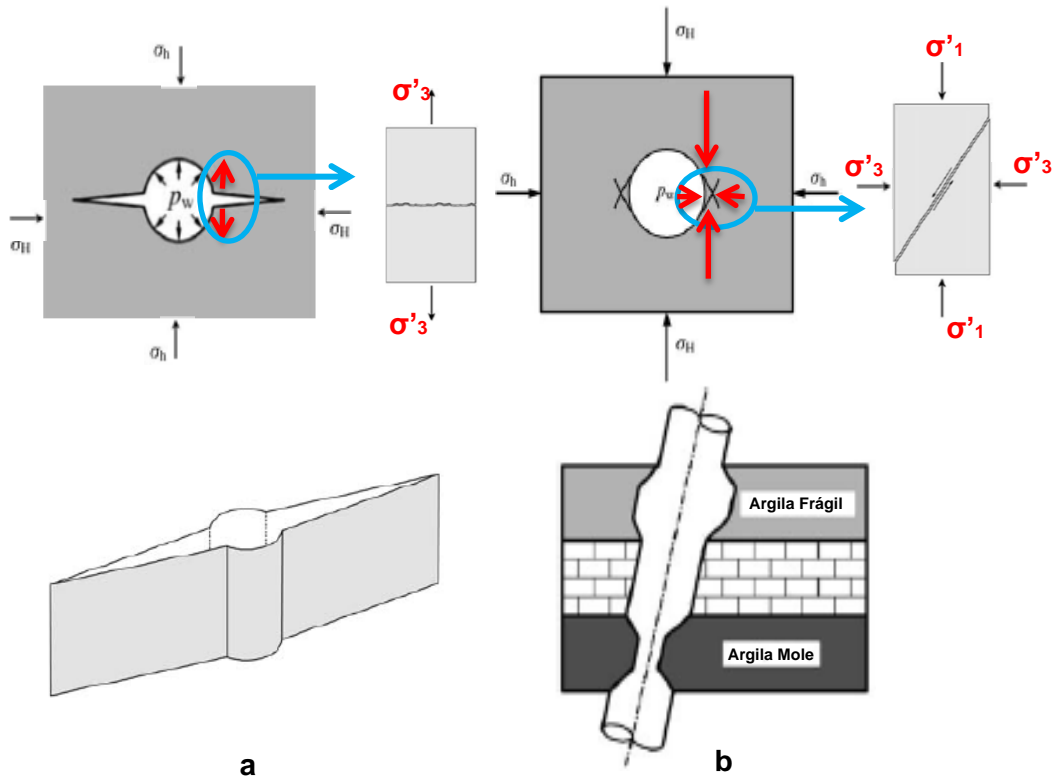


Figura 2. 1 – Ilustração dos tipos de ruptura na parede do Poço, a) por Tração e b) por Cisalhamento (Modificado, Fjaer, 2008).

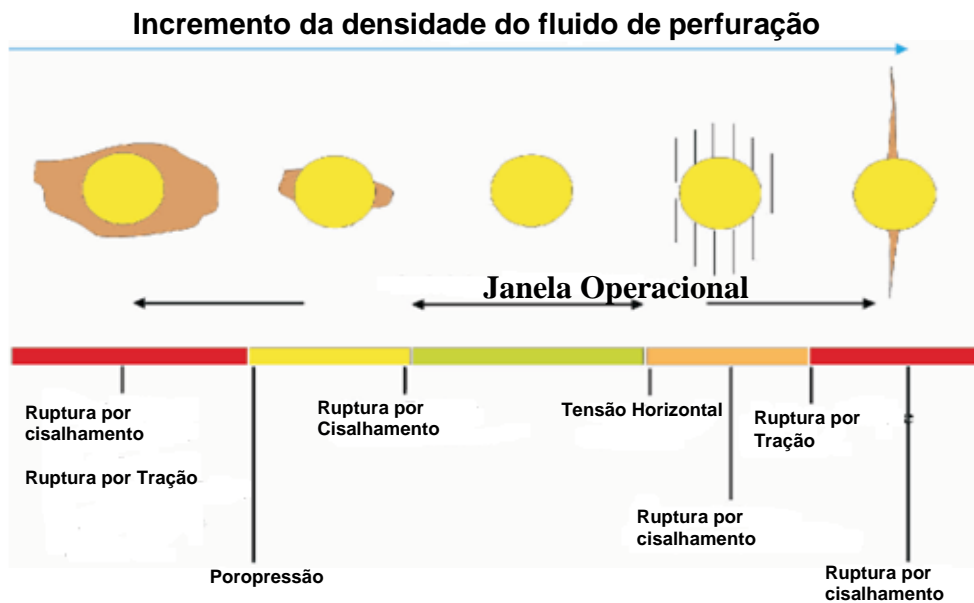


Figura 2. 2– Efeito do incremento do peso da lama na parede do poço (Pasic, 2007).

Para realizar o cálculo da janela operacional utilizando uma modelagem analítica convencional de estabilidade de poços, é realizado primeiro a determinação das tensões principais efetivas atuando na rocha ao redor do poço; posteriormente, é avaliado se a rocha é estável ou instável por meio de um modelo de falha da rocha (Mohr Coulomb) e, finalmente, são determinadas a pressões de colapso inferior (limite inferior da janela) e colapso superior (limite superior da janela). Portanto, a modelagem analítica irá depender das propriedades mecânicas da rocha, as quais, por sua vez, dependem do modelo constitutivo utilizado, da poropressão, das tensões *in situ* e da inclinação e o azimute do poço.

Salienta-se que a diferença entre a modelagem analítica de meios contínuos e a modelagem analítica em meios fraturados radica no modelo constitutivo utilizado em cada caso. A figura 2.3 apresenta graficamente como é gerado o modelo mecânico convencional de estabilidade de poço.

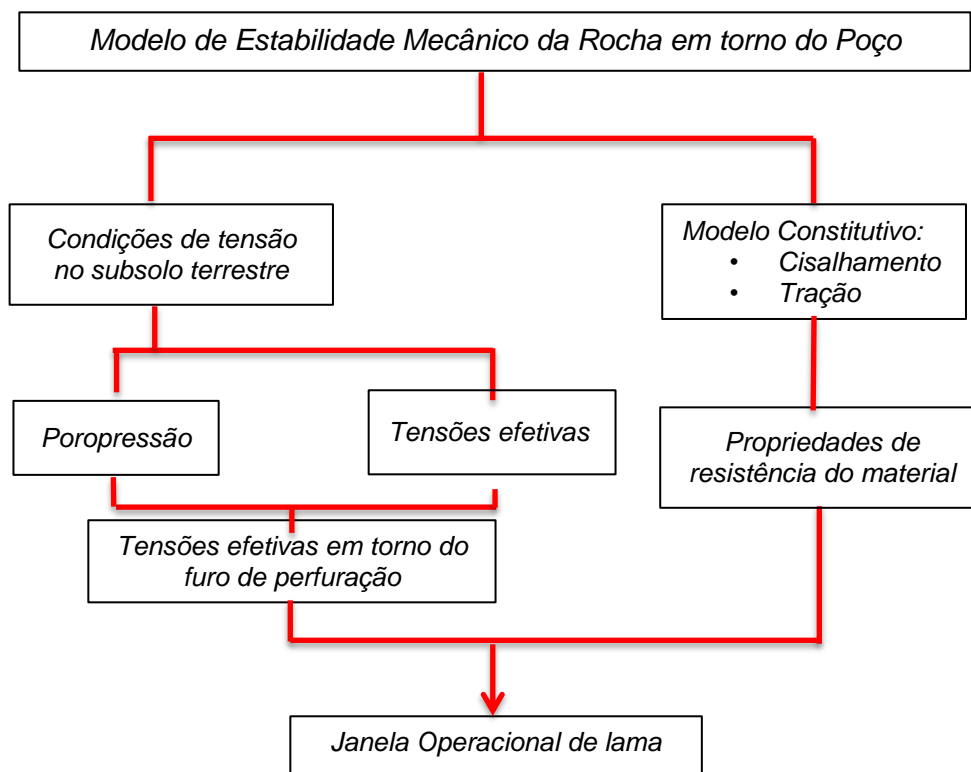


Figura 2. 3 – Modelo de estabilidade mecânica analítico da rocha em torno do poço.

Kirsch (1898) desenvolveu a solução analítica das tensões atuando ao redor de uma cavidade cilíndrica, que é a base para uma série de métodos de análise de estabilidade analítica, estas equações são apresentadas no apêndice A.

A seguir será apresentado um breve resumo dos principais modelos constitutivos utilizados na modelagem analítica convencional de meios fraturados.

2.1.1. Modelagem analítica de descontinuidades

Patton (1966) apresenta um modelo em que o aumento da resistência ao cisalhamento das descontinuidades se deve à existência das rugosidades nas superfícies. Este efeito foi levado em consideração em superfícies rugosas idênticas de forma triangular, e somente após a ruptura destas rugosidades ocorreria deslizamento pela superfície da descontinuidade.

O modelo de Ladanyi e Archambault (1970) leva em consideração as contribuições da superfície que é cisalhada (a_s), do atrito (Φ) e da dilatação (v), na resistência ao cisalhamento das descontinuidades. Em geral os parâmetros de a_s , Φ e v não são de fácil determinação; Ladanyi e Archambault, com a experiência obtida em grande número de ensaios de cisalhamento de superfícies rugosas, propõem relações empíricas para o cálculo desses parâmetros.

Jaeger (1971) apresenta um modelo de uma rocha que possui uma família de planos de fraqueza inclinados um ângulo β com a horizontal. Este modelo constitutivo é baseado no critério de Mohr Coulomb, sendo possível assinar umas propriedades diferentes de coesão (C_w) e ângulo de atrito (ϕ_w), a cada família de planos. Por conseguinte, para determinadas inclinações da família de planos de fraqueza haverá uma determinada resistência ao cisalhamento da rocha. No caso de haver mais de uma descontinuidade, os efeitos delas se superpõem. Deste modo a faixa de valores do ângulo β para os quais pode ocorrer deslizamento aumenta.

Hoek e Brown (1980) com base em resultados experimentais de uma série de ensaios sobre rochas publicados na literatura propuseram uma função potência para a condição de ruptura, que pode também ser aplicada a rochas anisotrópicas e fraturadas. Dentro dos critérios de ruptura disponíveis, o de Hoek e Brown é o único que leva em consideração a resistência da rocha intacta e do maciço rochoso.

O critério de Barton Bandis (1983) foi desenvolvido com base em inúmeros estudos experimentais em juntas naturais e artificiais, estes trabalhos iniciais foram aperfeiçoados

ate chegar a uma equação empírica para a resistência ao cisalhamento de pico das juntas, conhecida como critério de Barton-Bandis. Este critério não admite tração e é função de quatro parâmetros de caracterização das juntas que podem ser medidos em laboratório ou campo.

2.2.

Panorama da Modelagem Analítica de Estabilidade de Poços em Formações Fraturadas

A seguir são apresentados os principais trabalhos aplicados a casos reais na modelagem analítica de estabilidade de poços em formações fraturadas.

Last *et al.* (1995) apresentam um caso estudo de problemas de instabilidade de poço no campo Cusiana (Colômbia) localizado em uma região com tectonismo em atividade. Last *et al.* (1995) sugerem que o bolo do fluido de perfuração na parede do poço atrasa a invasão do fluido através da fratura, além da difusão da poropressão dentro das fraturas reduzindo os problemas de instabilidade. Last *et al.* (1995) também indicam que em uma situação geológica complexa de instabilidade de poço que não responde a tratamentos convencionais é necessário integrar dados de campo, modelos e experiências multidisciplinares para obter uma solução prática.

McLellan *et al.* (1996) baseados em estudos de laboratório, campo e modelagem surgirem que só a densidade do fluido de perfuração não pode reduzir os problemas de colapso em argilas. O modelo constitutivo utilizado em seus estudos foi o de Hoek e Brown. McLellan *et al.* (1996) estipulam que entre maior seja a densidade do fluido de perfuração especialmente em argilas laminadas, fraturadas ou moles, poderá resultar em uma elevada poropressão causando uma redução nas tensões efetivas na parede do poço e assim uma redução da resistência. McLellan *et al.* (1996) também indicam que uma maior eficácia do fluido de perfuração base óleo poderia estar limitada em formações fraturadas de argila e carvão.

Willson *et al.* (1999) analisam o efeito da presença de planos de fraqueza na perfuração de poços de petróleo no campo Pedernales (Venezuela) e no campo Cusiana (Colômbia). Esta análise foi realizada em uma profundidade específica, utilizando o critério de Jaeger (1971). Willson *et al.* (1999) verificaram que a janela operacional nestes

campos é afetada pela rotação de tensões que pode existir devido à presença das fraturas. A partir dos resultados obtidos na anterior modelagem com relação à pressão de colapso, foi verificado que existem direções preferenciais nas quais as pressões do fluido de perfuração necessárias para garantir a estabilidade do poço são menores. Destaca-se que essas direções são perpendiculares à orientação da família de fraturas.

Edwards *et al.* (2002) apresentam um caso estudo de instabilidade de poço no golfo de México. Neste trabalho não foi realizado nenhuma avaliação numérica, mas sim identificados os principais mecanismos de instabilidade através do análise com perfis de imagem e monitoramento de cascalhos. As principais recomendações deste trabalho foram: duas formas de instabilidade podem ocorrer no mesmo poço devido à falha da rocha intacta ou ao deslizamento dos planos de fraqueza, incrementar o peso do fluido de perfuração evita a o colapso inferior, mas agrava o modo de colapso superior. O monitoramento com perfis de imagem e cascalhos melhora o entendimento da instabilidade de poço.

Gallant *et al.* (2007) analisam a estabilidade de poço a elevadas inclinações através de argilas fraturadas no campo Terra Nova. Um modelo de planos de fraqueza utilizando o modelo de Jaeger foi implementado com o objetivo de levar em consideração a laminação da argila. O modelo utiliza parâmetros que são obtidos por testes triaxiais a vários ângulos com respeito ao mergulho. Monitoramento em tempo real assim como dados de perfilagem foram as ferramentas utilizadas para identificar as seções instáveis e assim a causa raiz das instabilidades. As principais recomendações deste estudo foram: 1) a densidade do fluido de perfuração deve-se manter baixa para evitar a pressurização das fraturas, 2) Mudanças na inclinação e azimute do poço podem produzir estados desfavoráveis de tensão ao redor do poço afetando a resistência da rocha fraturada.

Nguyen *et al.* (2009) apresentam um estudo de instabilidade de poço em formações fraturadas e ativas quimicamente no golfo de Arábia. O modelo constitutivo utilizado foi o de Jaeger junto com um modelo poroelástico de dupla porosidade e dupla permeabilidade. Neste estudo uma solução poro mecânica de poço inclinado tem sido derivada para incluir a dependência com o tempo. Na modelagem conclui-se que os problemas de estabilidade de fraturas agravam-se com o tempo de poço aberto, exposto ao fluido de perfuração.

Nguyen *et al.* (2010) analisa em tempo real a instabilidade de poço em formações fraturadas no campo Phu Horm na Tailândia. O modelo utilizado foi o de Jaeger e Mohr Coulomb, junto com uma análise poroelástica de dupla porosidade e dupla

permeabilidade. Através do análise é revelado que a análise convencional elástico de Mohr Coulomb não é conveniente na modelagem prevendo um peso maior do fluido de perfuração na operação. A análise de dupla porosidade foi mais conservativo ao calcular o peso do fluido de perfuração, pela incorporação das fraturas. A análise esteve de acordo com as observações no campo. Portanto esta solução é útil na predição da alteração das tensões efetivas dependendo do tempo e os efeitos na janela operacional ao ser comparado com os valores para rochas intactas.

Ottesen (2010) analisam um incidente relacionado à instabilidade de poço em formações fraturadas. Um testemunho de rocha foi obtido em um intervalo de argila fraturada. Este intervalo foi identificado utilizando o scanner CAT e perfil de imagem. Uma serie de testes triaxiais foram realizados para caracterizar as propriedades mecânicas e resistência ao cisalhamento da argila. O modelo de Hoek e Brown foi utilizado. Os resultados sugeriram que a capacidade de selo da fratura deve ser aumentada para diminuir a invasão de fluidos na rede de fraturas. A resistência residual determinada com os testes de laboratório é a medida mais representativa da resistência da rocha fraturada. Se na pratica o peso do fluido de perfuração é insuficiente para melhorar a estabilidade do poço em uma família de fraturas, o ângulo de ataque deve ser incrementado através de outra orientação do poço.

Lang *et al.* (2011) realizaram um estudo sobre perfuração em tempo real em formações fraturadas e reservatórios esgotados. Eles surgirem que a solução dos problemas de instabilidade não só esta em melhorar o modelamento de estabilidade de poço associado às fraturas, anisotropia da rocha e o esgotamento da pressão, mas também tendo em conta seu impacto sobre as tensões horizontais. Os anteriores fatores foram considerados no modelamento em um caso estudo no golfo de México. Foram realizados testes de laboratório para a determinação das propriedades mecânicas, para assim utilizar o modelo de Jaeger. As tensões atuando ao redor do poço foram calculadas utilizando as equações de Kirsch. Baseado no modelamento realizado se recomenda na perfuração da rocha fraturada um determinado peso do fluido de perfuração, atingido o objetivo com segurança. Monitoramento em tempo real foi aplicado para atualizar o modelo de estabilidade.

Hemphill (2012) analisa o comportamento de argilas fraturadas durante a perfuração de poços. Para realizar a modelagem foi utilizado o modelo de Jaeger e as tensões de Kirsch. As principias recomendações foram: 1) as instabilidades são o resultado de flutuações na pressão no poço sendo resultado das pressões diferenciais entre a

densidade estática e a densidade de circulação, 2) Qualquer modelamento de estabilidade devesse utilizar a resistência residual das argilas e não a resistência intacta e 3) Uma efetiva gestão da pressão do poço reduziria o risco associado à perfuração de zonas fraturadas.

2.3.

Panorama da Modelagem Numérica de Estabilidade de Poços em Formações Fraturadas

A seguir são apresentados os principais trabalhos aplicados na modelagem numérica de estabilidade de poços em formações fraturadas utilizando o método dos elementos discretos, método que será discutido com mais detalhe no capítulo 3.

Santarelli *et al.* (1992) apresentam uma avaliação de instabilidade de poço em um caso real. A perfuração deste poço foi realizada em três tentativas baseadas na escolha de três parâmetros do fluido de perfuração: a densidade, a viscosidade marsh e o filtrado. A solução ótima de perfuração foi diminuir a densidade do fluido de perfuração, aumentar a viscosidade e a diminuir o filtrado. A figura 2.4 apresenta os perfis destes parâmetros na profundidade.

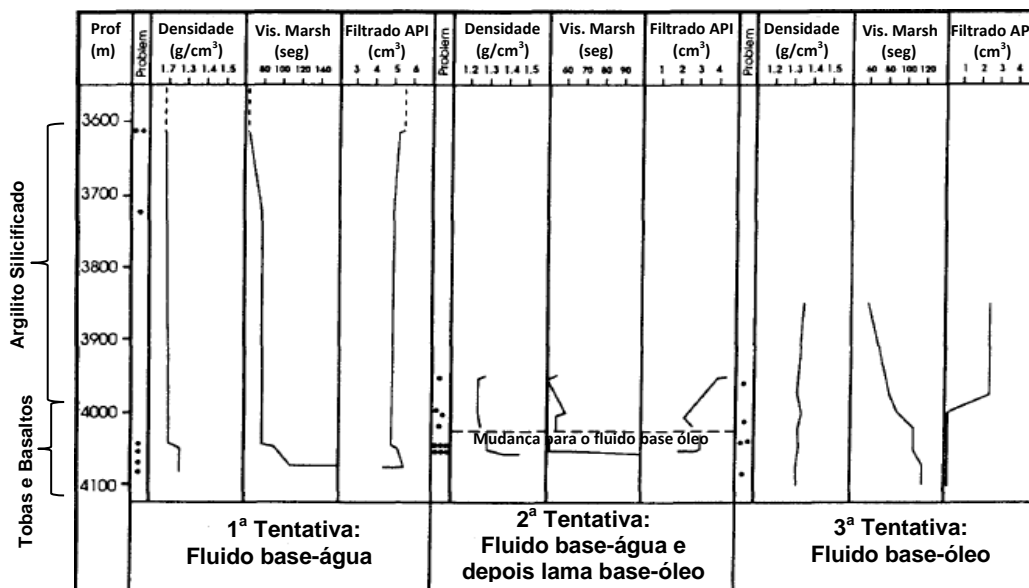


Figura 2. 4 – Parâmetros de perfuração durante as três tentativas de perfuração em um poço de petróleo em camadas fraturadas vulcânicas (Santarelli *et al*, 1992).

Para reproduzir e entender porque as duas primeiras tentativas de solução foram mal sucedidas, foi realizado um modelo de estabilidade utilizando o método dos elementos discretos mediante o software UDEC. As propriedades mecânicas foram calculadas pelo análise de um testemunho de rocha na profundidade de 4040 m. O modelo constitutivo utilizado para a fratura foi o modelo de escorregamento de Coulomb e para a rocha intacta o modelo de Mohr Coulomb. As tensões *in situ* foram calculadas: $\sigma_H = 30.7$ MPa (Elasticidade lineal), $\sigma_h = 21.2$ MPa (Leak Off Test) e $\sigma_v = 45$ MPa (perfil de densidade). Foi assumido um modelo 2D de duas famílias de fraturas ortogonais para cinco mergulhos diferentes (0° , 20° , 45° , 70° e 90°) utilizado um espaçamento de 5 mm, este valor foi observado nos testemunhos. Os principais resultados na modelagem da parede de poço impermeável foram: Para baixas densidades da lama de perfuração ($1.2 \text{ g/cm}^3 = 8 \text{ MPa}$) as direções das tensões principais em torno do poço tendem a coincidir com a direção da família de fraturas e não com as direções das tensões de Kirsch. Na medida em que o peso do fluido de perfuração aumenta (figura 2.5) os problemas de instabilidade diminuem, coisa que não acontece com as observações realizadas no campo, pelo que a infiltração do fluido de perfuração deve ser levada em consideração.

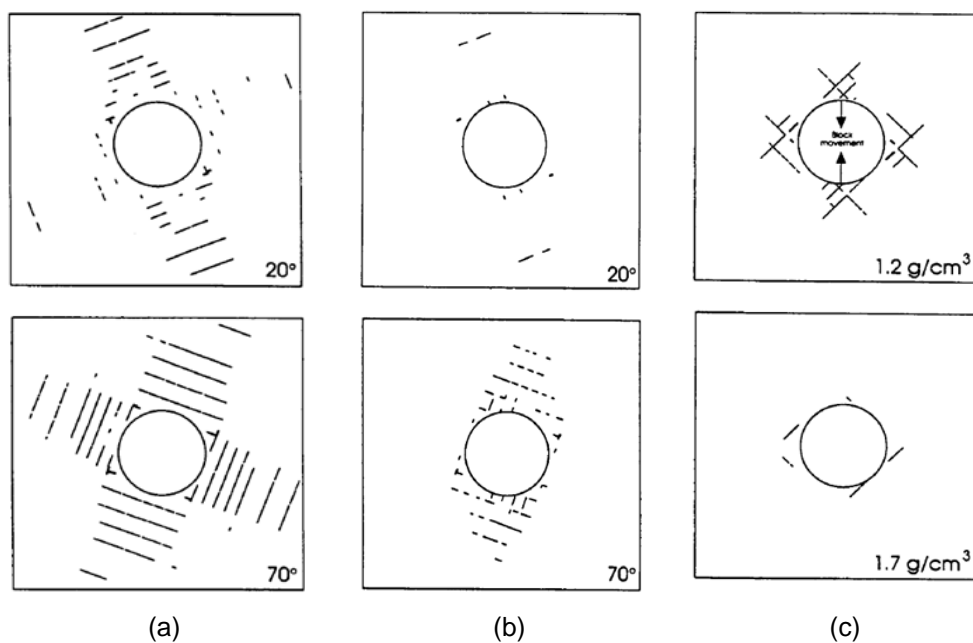


Figura 2. 5 – Comportamentos das fraturas na modelagem, a) Aberturas das fraturas para uma densidade do fluido de perfuração de 1.2 g/cm^3 , b) Aberturas das fraturas para uma densidade do fluido de perfuração de 1.7 g/cm^3 , c) Deslocamento cisalhante ao longo das fraturas para um mergulho de 45° e 1.7 g/cm^3 . (Santarelli *et al*, 1992).

No caso da modelagem da parede de poço permeável foi observado que quando a densidade da lama aumenta a taxa de fluxo nas fraturas é maior (figura 2.6a). Para uma densidade de 1.3 g/cm^3 a taxa de fluxo pela rede fraturas é quatro vezes maior que para uma densidade de 1.2 g/cm^3 . Outra consequência da penetração do fluido na rede de fraturas é que a tensão normal efetiva sobre as fraturas é muito menor e que as aberturas das fraturas tornam-se consideravelmente menores quando o reboco é perfeitamente impermeável (figura 2.6b). O atrito aplicado sobre os blocos começa a diminuir e os blocos começam a se perder o que os torna mais propensos a ser erodidos da parede do poço pela circulação.

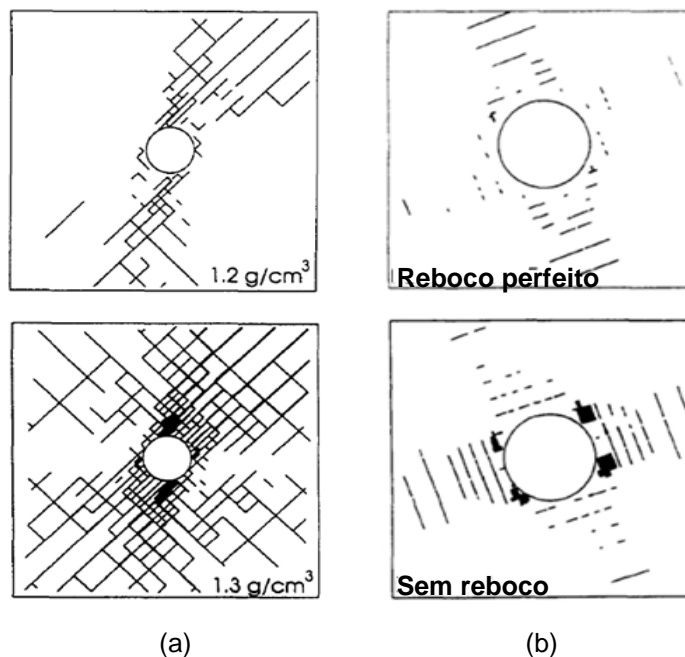


Figura 2. 6 – Fluxo de fluido nas fraturas, a) Taxa de fluxo através das fraturas com mergulho de 45° e densidade do fluido de 1.2 g/cm^3 e 1.3 g/cm^3 , b) abertura das Fraturas quando o mergulho é 20° e a densidade 1.2 g/cm^3 . (Santarelli, 1992).

Os mecanismos anteriores podem ser utilizados para explicar os dados de campo, como o aumento de densidade do fluido de perfuração sendo nesse caso, o fator desestabilizante. De um ponto de vista pratico a estratégia usada com sucesso para perfurar um poço consiste em especificar o fluido e adaptar a taxa de circulação a uma menor de velocidade de fluido na parede do poço e ainda assegurar a lubrificação e resfriamento da broca.

Zhang *et al.* (1999) descrevem os resultados de uma serie de analises numéricos na estabilidade de poço utilizando o software UDEC. Foram utilizados duas geometrias, a primeira em um domínio quadrado de $2.5 \times 2.5 \text{ m}$ contendo duas famílias de fraturas ortogonais e inclinadas 15° com a horizontal, a segunda num domínio circular de raio 1.25 m com fraturas aleatoriamente espaçadas. O modelo constitutivo utilizado para as fraturas foi o modelo de atrito de Coulomb e para a rocha intacta o modelo de Mohr Coulomb. As propriedades mecânicas e tensões *in situ* foram tomadas como valores típicos de uma rocha fraturada tipo arenito, em uma profundidade de 3000 m .

Zhang *et al* (1999), bem como Santarelli *et al* (1992), analisa a estabilidade quando a parede do poço é impermeável ou permeável. Para o caso da parede impermeável se

pode observar que quando a diferença entre as tensões *in situ* horizontais é maior, mais elementos são cisalhados na direção da tensão horizontal mínima (figura 2.7). Ocasionalmente fraturas conectadas na face do poço resultaram em blocos instáveis que caem na direção da tensão horizontal máxima.

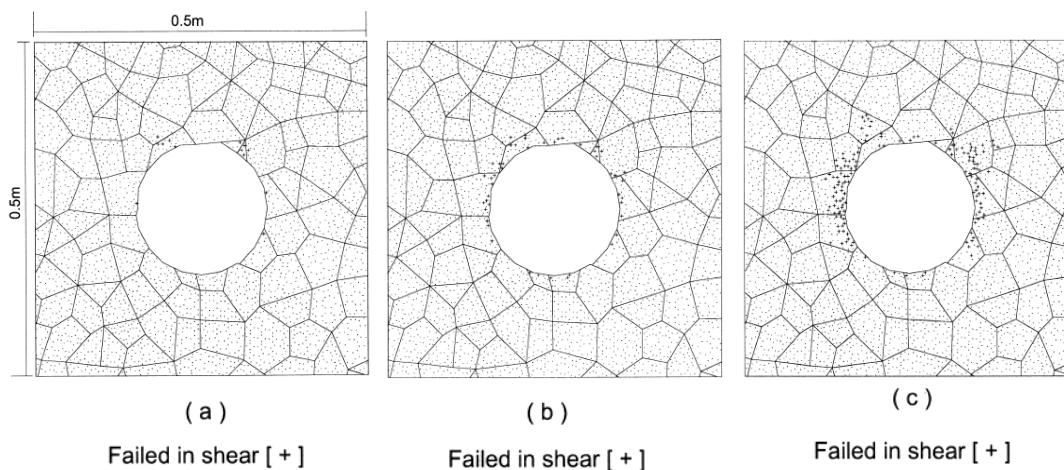


Figura 2. 7 – Contornos de cisalhamento depois da escavação para a geometria circular e uma pressão do fluido de perfuração de 10 MPa, a) $\sigma_h = 45$ MPa, $\sigma_H = 45$ MPa, b) $\sigma_h = 45$ MPa, $\sigma_H = 67.5$ MPa, c) $\sigma_h = 45$ MPa, $\sigma_H = 90$ MPa, (Zhang *et al* ,1999).

Quando são comparadas as tensões *in situ* no modelo numérico com as tensões do meio contínuo de Kirsch, pode se observar que na parede do poço a tensão radial apresenta resultados semelhantes, mas a tangencial não, devido ao efeito da livre movimentação dos blocos de rocha sendo muito maior nestas zonas. A figura 2.8 apresentam os resultados destas tensões analíticas e numéricas longe da face do poço para um caso da geometria quadrada.

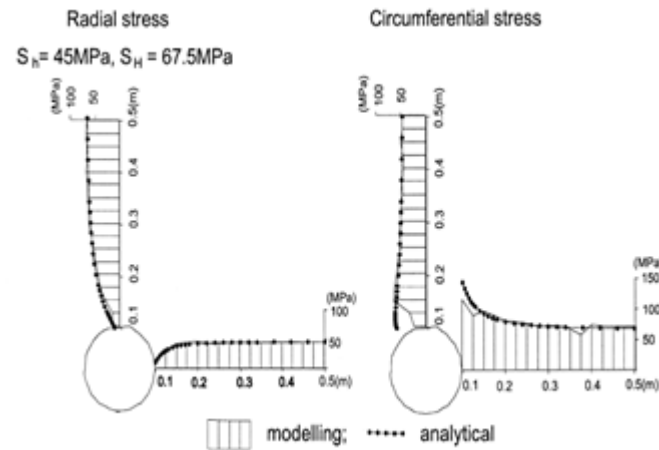


Figura 2. 8 – Comparação dos resultados do modelamento analítico e numérico para $\sigma_h = 45$ MPa, $\sigma_H = 67.5$ MPa (Zhang *et al*, 1999).

No caso da parede do poço permeável é observado que quando uma tensão diferencial é aplicada, as fraturas alinhadas com a tensão horizontal mínima estão mais fechadas, comparadas com as mesmas na tensão horizontal mínima. Isto resulta em um grande fluxo de fluidos anisotrópico em torno da área da face do poço como consequência da abertura da fratura e a taxa de fluxo (figura 2.9).

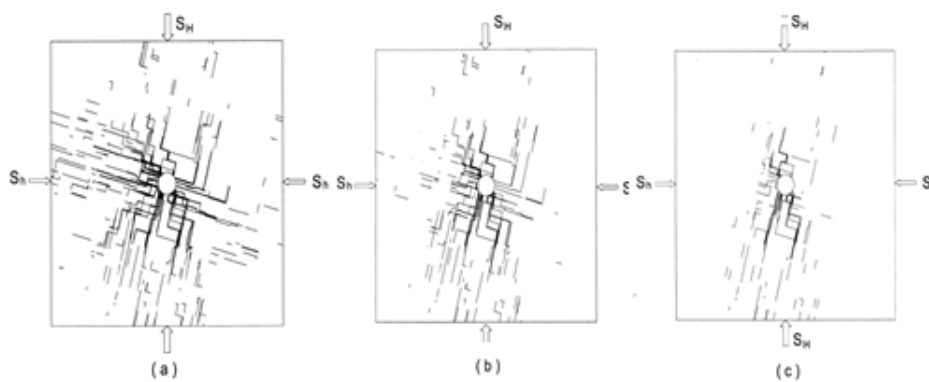


Figura 2. 9 – Taxas de fluxo através das fraturas para uma pressão do fluido de perfuração de 10 MPa a) $\sigma_h = 45$ MPa, $\sigma_H = 45$ MPa; a máxima taxa de fluxo é 0.04 m²/s b) $\sigma_h = 45$ MPa, $\sigma_H = 67.5$ MPa; a máxima taxa de fluxo é 0.033 m²/s c) $\sigma_h = 45$ MPa, $\sigma_H = 90$ MPa; a máxima taxa de fluxo é 0.032 m²/s (Zhang *et al*, 1999).

Chen *et al.* (2003) teve como objetivo pesquisar a influencia das fraturas no maciço rochoso, em particular o impacto da infiltração do fluido de perfuração nas fraturas e as tensões *in situ* sobre a estabilidade de poço. Uma geometria quadrada de 3X3 m contendo duas famílias de fraturas a diferentes orientações e diferentes valores de tensões *in situ* foram analisadas. O modelo constitutivo utilizado para as fraturas foi o modelo de escorregamento de Coulomb e para a rocha intacta o modelo de Mohr Coulomb. As propriedades mecânicas e tensões *in situ* foram tomadas como valores típicos de uma rocha fraturada tipo argila, em uma profundidade de 2000 m.

Neste trabalho foi analisada a estabilidade da parede de poço impermeável e a parede permeável. No caso da análise na parede de poço impermeável foi observado que quando o mergulho era de 45° as máximas tensões de cisalhamento nas fraturas foram apresentadas, de modo que os deslocamentos na parede do poço foram maiores, e assim como consequência as maiores possibilidades de blocos de rocha caíam no poço. Este deslocamento é maior quando a diferença das tensões *in situ* aumenta. Portanto as tensões *in situ* e o padrão de fraturas são um fator dominante no comportamento do maciço rochoso. Neste tipo de análise foi admitida a geração da poropressão devido à compressibilidade do fluido. A mudança deste valor ocorreu só na parede de poço impermeável devido a que não foi permitida a dissipação da poropressão, valor que dependente do deslocamento do sistema de blocos. Na análise da parede de poço permeável foi considerada uma função de redução de ângulo de atrito à medida que a infiltração da lama ocorria nas fraturas. O efeito desta consideração teve um significativo impacto na estabilidade durante a perfuração. A influencia é maior quando as tensões *in situ* aumentam. Portanto é crítico incluir o mecanismo de redução de ângulo de atrito nas fraturas para tais rochas. A figura 2.10 apresenta os deslocamentos na parede de poço permeável e impermeável assim como as fraturas no limite de atrito com e sem a redução do ângulo de atrito, para um dos casos de estudo.

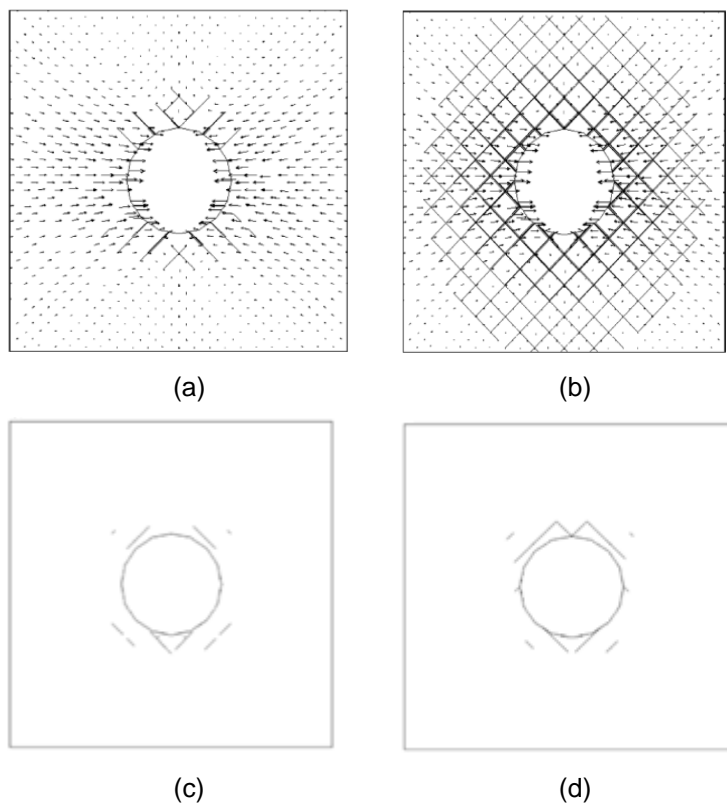


Figura 2. 10 – Resultados da modelagem para o caso 2, a) parede impermeável com vetores de deslocamento e mudanças na poropressão (linha espessa), b) parede permeável com vetores de deslocamento e mudanças na poropressão (linha espessa), c) parede permeável com ângulo de atrito constante e com as fraturas no limite de equilíbrio e d) parede permeável com redução do ângulo de atrito e com as fraturas no limite de equilíbrio (Chen et al, 2003).

Yamamoto *et al.* (2002) apresenta um estudo real de estabilidade de poço em um campo offshore no Japão, utilizando o software UDEC. Este estudo foi motivado pela não correta explicação dos análises convencionais de estabilidade em problemas como: grande quantidade de cascalho observado nas peneiras no retorno do fluido simultaneamente com perda de circulação, o incremento da densidade do fluido de perfuração não fornece resultados satisfatórios, e as direções do breakout com o perfil Caliper variam com a profundidade. A rocha problemática foi uma argila em uma profundidade de 2000 m. O modelo constitutivo utilizado para as fraturas foi o modelo de atrito de Coulomb e para a rocha intacta o modelo lineal elástico sem critério de ruptura. As propriedades mecânicas da fratura foram calculadas por testes de cisalhamento direto,

perfis de poço e análise cascalhos. A geometria do modelo foi quadrada em um domínio de 3.2x3.2 m contendo só uma família de fraturas a diferentes orientações.

Diferentes pesos de fluido de perfuração, diferentes condições de tensões *in situ* e diferentes mergulhos dos planos de fraqueza são considerados na modelagem. O efeito do mergulho das fraturas é aumentar ou diminuir a tensão de cisalhamento nas fraturas tal como é apresentado na figura 2.11 para a parede de poço permeável. O resultado de incrementar o peso do fluido de perfuração é incrementar a tensão de cisalhamento e o deslocamento (figura 2.12). Quando foi considerada a parede impermeável a poropressão na parede do poço é suprimida. O deslocamento de cisalhamento ao redor do poço é menor no caso impermeável que no caso permeável.

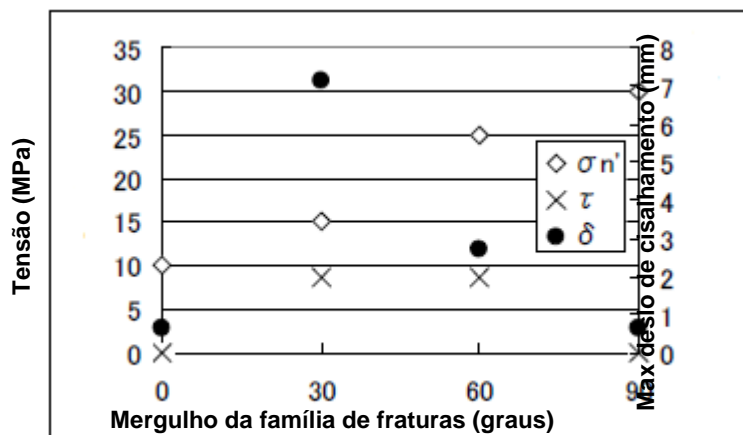


Figura 2. 11 – Máxima tensão e deslocamento de cisalhamento ao redor do poço versus mergulho da família de fraturas (Yamamoto *et al*, 2002).

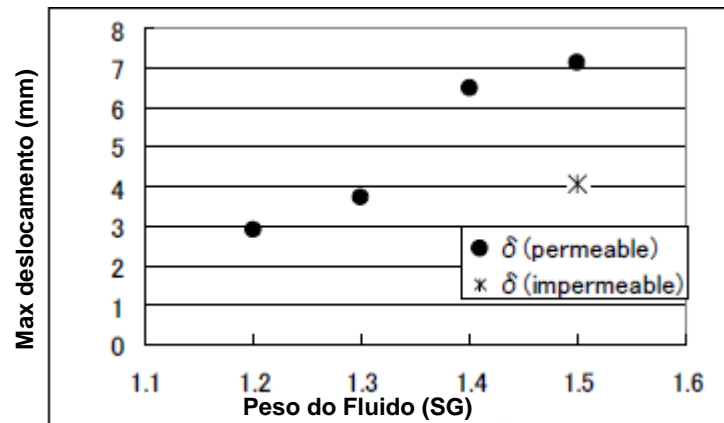


Figura 2. 12 – Máximo deslocamento de cisalhamento ao redor do poço *versus* peso do fluido de perfuração (Yamamoto *et al*, 2002).

Nicolson & Hunt (2004) apresentam um estudo de estabilidade de poço focado ao carregamento e descarregamento da pressão do fluido de perfuração nas paredes do poço, em um campo no mar do norte na Noruega. Este estudo foi realizado empregando-se o software UDEC. As propriedades mecânicas da rocha foram obtidas por testes triaxiais em um testemunho de argila calcária. O modelo constitutivo utilizado para as fraturas foi o modelo de atrito de Coulomb e para a rocha intacta o modelo de Mohr Coulomb. As tensões *in situ* foram calculadas mediante testes LOT (Leak off Test), ELOT (Extended Leak off Test), e perfil de densidade, utilizando uma técnica chamada de “inversão” (Aadnoy, 1990). A poropressão foi assumida a ser hidrostática. A geometria das fraturas foi obtida pelo método de Voronoi, que fornece uma geometria aleatória. A anterior suposição foi realizada pela falta de detalhe com os perfis de imagem.

Dois modelos de carregamento e descarregamento de pressão no poço foram realizados, o primeiro foi de 27.5 até 26 MPa e o segundo de 20.5 até 22.2 MPa. As recomendações para este trabalho foram: 1) o carregamento cíclico incrementa o dano no poço 2) Os sistemas do fluido e métodos de perfuração que minimizam a variação da pressão devem ser recomendados, 3) Outros efeitos da invasão do fluido no poço devem ser considerados, como o efeito termal cíclico que pode ter algum impacto na estabilidade, 4) O efeito químico é outro que deve ser considerado em particular para definir a relação dos efeitos de salinidade e osmose. A figura 2.13 apresenta o deslocamento no tempo na direção das tensões horizontais conforme o carregamento cíclico é aplicado. As zonas falhadas ao final do carregamento cíclico são apresentadas

em azul (figura 2.13c), estas zonas estão na direção da tensão horizontal mínima, zonas onde são apresentadas as máximas tensões tangenciais segundo as equações de Kirsch.

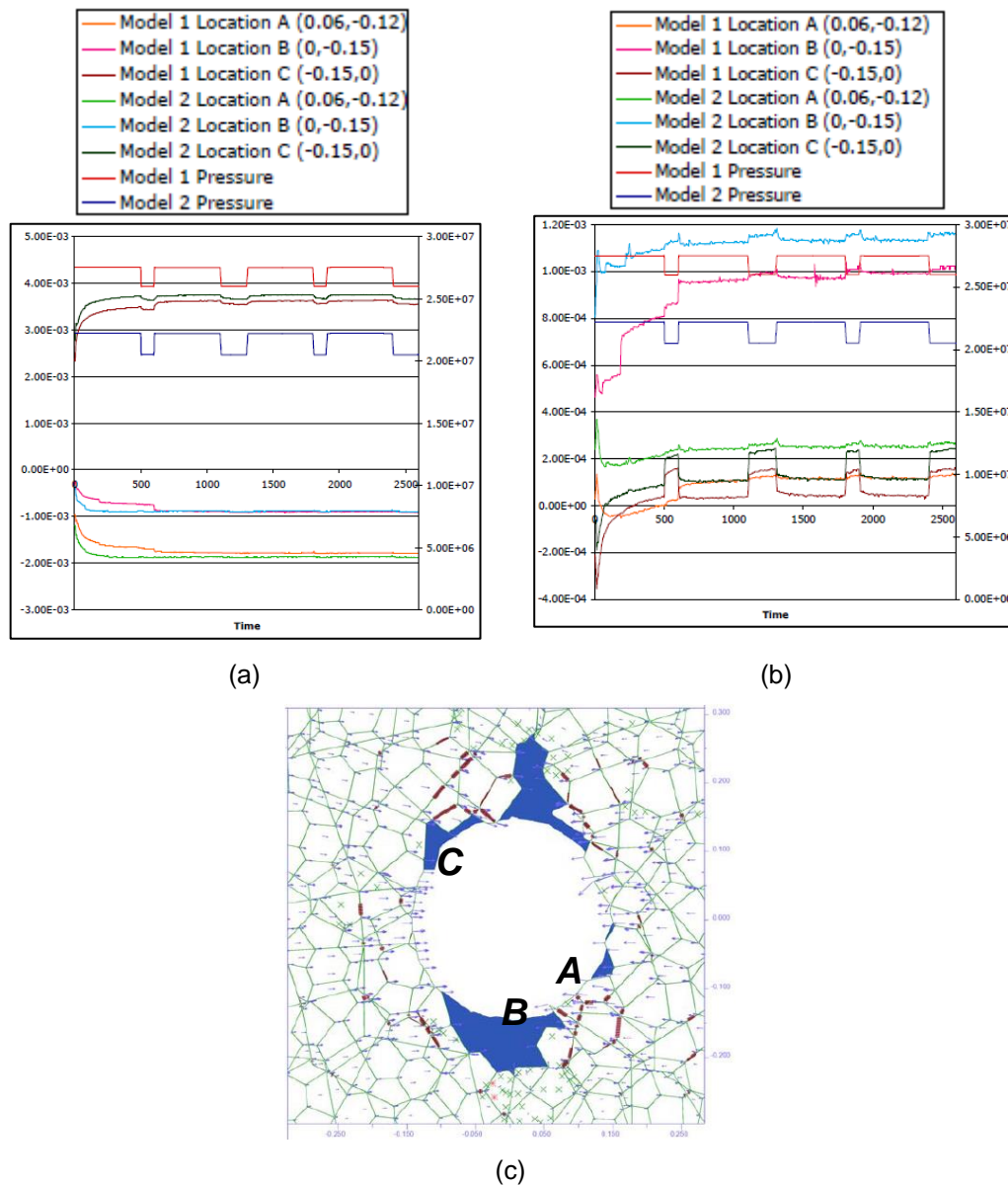


Figura 2. 13 – a) deslocamentos na direção x, b) deslocamentos na direção y, c) zonas colapsadas no poço (zonas em azul) (Nicolson & Hunt, 2004).

Willson *et al.* (2007), descrevem alguns novos desenvolvimentos no entendimento teórico e capacidade preditiva da falha da rocha ao redor de poços perfurados a elevados ângulos em camadas contendo uma família de planos de fraqueza. Este estudo foi realizado no campo Niakuk na Alaska. Uma comparação entre os métodos convencionais

de estabilidade de poço e o método dos elementos discretos mediante o uso do software Rockfiel foi realizada. A rocha problemática foi uma argila em uma profundidade de 2000 m. As propriedades mecânicas foram calculadas utilizando perfis de poço, testes de laboratório e dados em tempo real. O modelo constitutivo utilizado para as fraturas foi o modelo de atrito de Coulomb e para a rocha intacta o modelo de Mohr Coulomb. As tensões *in situ* foram assumidas como valores meios nessas profundidades. O estudo foi realizado em um poço horizontal paralelo ao mergulho dos planos de fraqueza.

As principais recomendações deste estudo foram: evitar atravessar falhas em um ângulo oblíquo, que vai deixar o plano de falha exposto por uma distancia significativa ao longo do caminho do poço. Considerar o potencial impacto da dependência do tempo e efeitos de fadiga cíclicos afetando gradativamente a estabilidade do poço. Deve-se considerar o possível impacto da profundidade da agua ou mudanças na elevação do terreno nos gradientes de poropressão e fratura. Predições 2D e 3D da poropressão e gradientes de fratura são necessárias nessas circunstancias. A figura 2. 14 e figura 2.15 apresentam alguns resultados do colapso para os modelos convencionais analíticos, e o modelo de fraturas de elementos discretos.

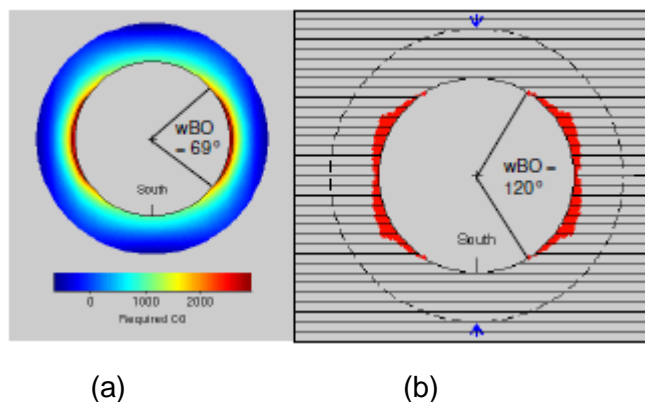


Figura 2. 14 – Predições analíticas de dano ao redor do poço, a) modelo homogêneo isotrópico, b) modelo transversalmente isotrópico (Willson *et al*, 2007).

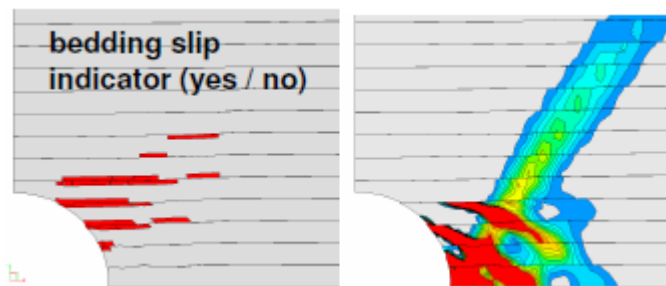


Figura 2. 15 – Predições numéricas de estabilidade de poço utilizando o modelo de elementos discretos (Willson *et al*, 2007).

Sagong *et al.* (2011) realizaram uma pesquisa numérica e experimental da influencia do mergulho de uma família de planos de fraqueza sob o comportamento de deslizamento ao redor de um furo. A rocha fraturada foi uma mistura de cimento e fraturas artificiais com mergulho de 30° , 45° e 60° . Foi utilizado o software PFC para modelar o comportamento do modelo de fraturas. Um carregamento biaxial de compressão foi aplicado. Durante a compressão foram geradas fraturas por tração as quais são visíveis e progressivas ao redor do poço. As fraturas propagaram na direção quase normal à superfície da fratura. Das observações foi postulado que a geração de fraturas por tração é afetada pela geometria não simétrica da rocha. Geração de blocos removíveis foi observada. A análise mostra que sobre um baixo ângulo de mergulho uma geração progressiva de fraturas por tração é observada em relação a mergulhos maiores. A interação entre fraturas por tração e cisalhamento no agente cimentante da rocha e na área das fraturas reflete o grau de carregamento que foi transferido da tensão normal à tensão de cisalhamento ao longo das fraturas. O modelo constitutivo de contato usado para os calculo foi o modelo de Hoek e Brown. A figura 2.16 e figura 2.17 apresentam a zonas de falha e assim como os deslocamentos no modelo experimental e o modelo numérico.

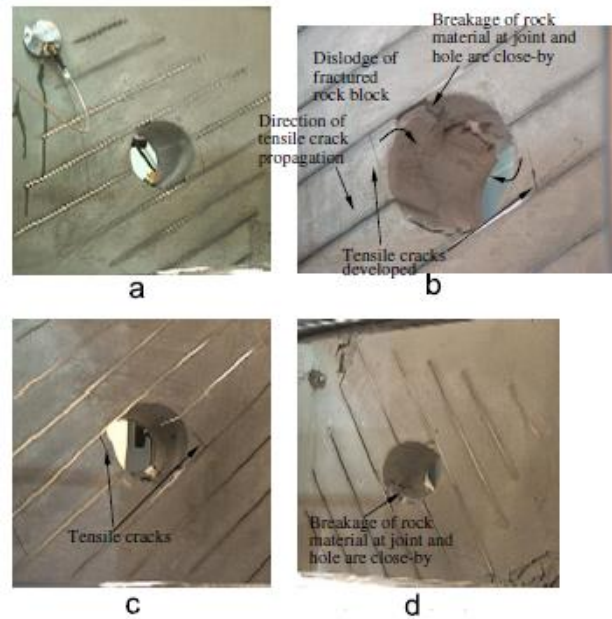


Figura 2. 16 – Comportamentos da rocha durante o carregamento biaxial, para mergulhos de a) 30° (foto ampliada), a) 30° (detalhe), a) 45° , a) 60° (Sagong *et al* ,2011).

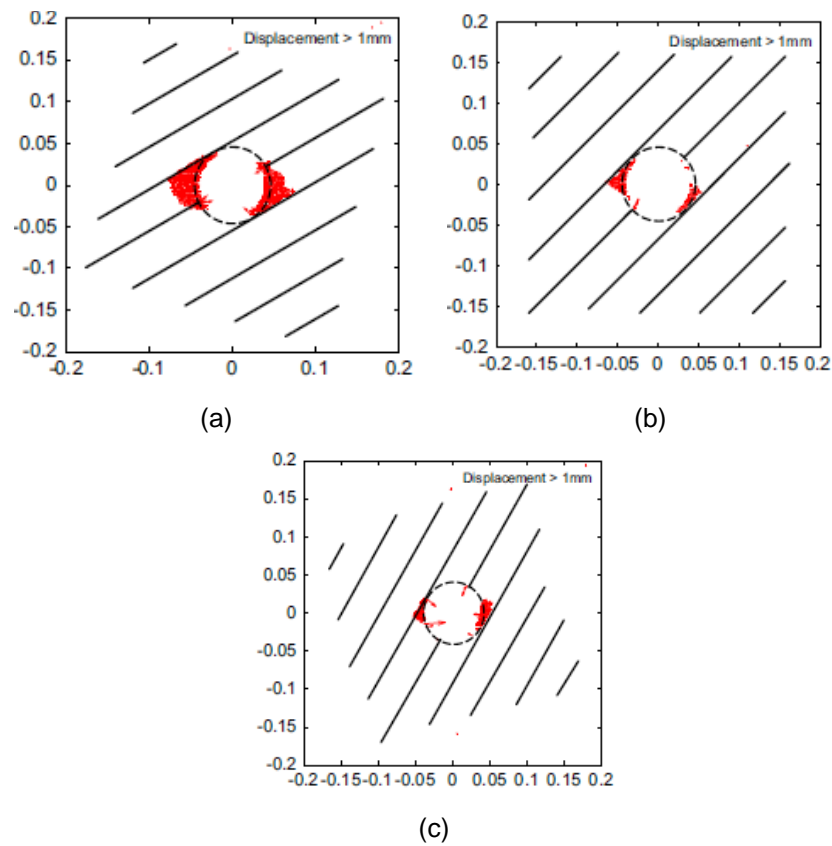


Figura 2. 17 – Orientação e magnitude dos deslocamentos das esferas ao redor do furo para um orientação de a) 30° , b) 45° e c) 60° (Sagong *et al* ,2011).