2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica dos principais aspectos geológicos e geomecânicos a serem levados em consideração no estudo das implicações da presença de estruturas salinas sobre a estabilidade de poços de petróleo. Adicionalmente, são abordados nesse capitulo alguns trabalhos realizados na indústria do petróleo sobre modelagem numérica com elementos finitos em torno de estruturas de sal através do uso de um *modelo global*, bem como alguns casos onde foram empregadas técnicas de *submodelagem* para o estudo de um modelo local de interesse dentro de um determinado *modelo global*.

2.1.Conceitos Básicos Relativos à Estabilidade de Poços

2.1.1. Tensões *in situ* no Subsolo

As tensões *in situ* que atuam sob uma amostra de rocha no subsolo são frequentemente representadas através de um sistema cartesiano X'- Y'-Z', como apresentado na Figura 2.1 e na Figura 2.2.



Figura 2.1 – Tensões *in-situ* em um elemento de rocha no subsolo (Adaptado de Rocha & Azevedo, 2007).



Figura 2.2 – Representação das tensões principais no sistema cartesiano (X' - Y' - Z') (Adaptado de Rocha & Azevedo, 2007).

O estado de tensões que atua no anterior elemento de rocha corresponde a um estado de tensão compressivo, o qual se encontra definido por três tensões principais. Uma dessas tensões principais atua na direção vertical (σ_V ou tensão vertical, geralmente assumida igual à tensão de sobrecarga), enquanto que as outras duas atuam na direção horizontal, as quais correspondem à tensão horizontal máxima (σ_H) e à tensão horizontal mínima (σ_h).

2.1.2. Determinação das Tensões *in situ* na Parede de um Poço de Petróleo

De modo a obter uma solução geral em relação à inclinação e ao azimute do eixo do poço, faz-se necessário definir o estado de tensões *in situ* não mais pelas tensões σ_V , σ_H e σ_h da Figura 2.2, mas pelas tensões associadas a três outros eixos perpendiculares entre si, escolhidos convenientemente. Neste novo sistema de eixos (X - Y - Z) o eixo Z aponta na direção axial do poço, o eixo Y é horizontal e perpendicular ao eixo Z, enquanto que eixo X obedece à condição de ortogonalidade com os eixos Y e Z, como apresentado na Figura 2.3.



Figura 2.3 – A geometria de transformação: a_w corresponde ao azimute do poço com relação à tensão horizontal máxima σ_H , enquanto que i_w corresponde à inclinação do poço com respeito ao eixo Z' (Pasic *et al.*, 2007).

A fim de analisar o campo de tensões no entorno do poço nesse novo sistema de eixos (X - Y - Z) da Figura 2.3, é conveniente expressar as tensões e deformações ao redor do poço em coordenadas cilíndricas. Portanto, as tensões em um ponto P, identificadas pelas coordenadas cilíndricas $r, \theta \in z$ (Figura 2.4) são denotadas σ_r , σ_θ , σ_Z , $\tau_{r\theta}$, $\tau_{rZ} \in \tau_{\theta Z}$.



Figura 2.4 – Tensões em coordenadas cilíndricas (Fjaer et al., 2008).

Na anterior Figura 2.4, as tensões normais atuantes na parede de um determinado poço de petróleo correspondem às tensões radial (σ_r), tangencial (σ_{θ}) (ou também chamada comumente de *hoop stress*) e axial (σ_z ou σ_a). Tal como afirmado por Rocha & Azevedo (2007), o principal motivo de estabelecer o estado de tensões *in situ* na parede de um poço de petróleo é poder empregar o anterior estado de tensões em um determinado critério de falha, a fim de determinar posteriormente as condições de tensão a partir das quais se produz a ruptura da rocha no subsolo. Portanto, para utilizar os diferentes critérios de ruptura da rocha disponíveis na literatura, é necessário determinar previamente as tensões principais presentes em cada ponto no perímetro da parede do poço (Figura 2.5) e, uma vez é aplicada uma pressão na parede do poço exercida por um fluido de perfuração (σ_r), estabelecer para cada um desses pontos se existe ou não a falha ou ruptura da rocha.



Figura 2.5 – Representação de um estado de tensões em coordenadas cilíndricas. Nota-se que as tensões normais atuando na parede do poço correspondem a tensões principais, dado que as tensões cisalhantes são iguais a zero (Adaptado de Rocha & Azevedo, 2007).

2.1.3. Tipos de Falhas da Rocha na Parede do Poço

Os tipos de falha que podem acontecer na rocha da parede do poço correspondem a falhas produzidas por estados de tensões de cisalhamento ou de tração. Durante a perfuração de um poço de petróleo, é utilizado um fluido de perfuração, o qual exerce uma determinada pressão sobre as paredes do poço a fim de manter sua estabilidade durante a perfuração.

De acordo com Rocha & Azevedo (2007), as pressões do fluido de perfuração que levam à falha da rocha na parede do poço correspondem às pressões de colapso (falha da rocha por cisalhamento causada por tensões compressivas) e de fratura (falha da rocha por tensões de tração), como detalhado a seguir.

2.1.4. Pressão de Colapso e Pressão de Fratura

Rocha & Azevedo (2007) afirmam o seguinte:

Pressão de Colapso:

"A pressão de colapso é a pressão que leva à falha da rocha por cisalhamento, ou seja, sob tensões de compressão. A ruptura por cisalhamento poderá ocorrer tanto devido a um baixo peso de fluido de perfuração, levando a uma falha por colapso inferior, quanto devido a um peso de fluido excessivo, ocorrendo uma falha por colapso superior. As consequências dessas falhas em termos operacionais irão variar de acordo com o tipo de rocha. Um caso típico se dá quando a falha da rocha por cisalhamento causa uma deformação no diâmetro do poço, aumentando o torque na coluna de perfuração, levando ao seu aprisionamento por acunhamento. Em outros tipos de formação, a falha por cisalhamento pode levar ao desmoronamento total ou parcial do poço, com possível aprisionamento da coluna devido aos cascalhos desmoronados"

Pressão de Fratura:

"A pressão de fratura é a pressão que leva à falha da rocha por tração. Da mesma forma que ocorre para o colapso da formação, a fratura pode ocorrer tanto em função da utilização de um baixo peso de fluido de perfuração, levando a uma falha devido à fratura inferior, quanto por alto peso de fluido de perfuração, ocorrendo uma falha por fratura superior. As consequências operacionais são desmoronamentos ou a perda de fluido de perfuração para a formação, conhecida por perda de circulação". Portanto, pode ser definida para o fluido de perfuração uma faixa de densidades tal (comumente expressada em lb/gal) que permita evitar problemas de instabilidade de poços durante a perfuração. Salienta-se dizer que tal faixa de é tradicionalmente denominada na indústria do petróleo como a *janela operacional do poço*. Rocha & Azevedo (2007) defendem que o limite inferior de uma janela operacional de um poço de petróleo é aquele que corresponde ao maior valor entre as curvas de pressão de colapso inferior e de pressão de poros, enquanto que o limite superior é dado pela curva de pressão de fratura superior, como apresentado esquematicamente na Figura 2.6.



Figura 2.6 – Exemplo típico de *Janela Operacional* de um poço de petróleo (Rocha & Azevedo, 2007).

2.1.5. Estimativa do Gradiente de Fratura

Dada a importância na indústria do petróleo de evitar as perdas de circulação de fluido durante a perfuração de poços, as quais por sua vez acrescentam os tempos não produtivos e os custos de perfuração, surgem vários mecanismos tradicionalmente utilizados para estimar o valor do gradiente de fratura das formações no subsolo. Tal estimativa pode ser realizada através de métodos diretos e indiretos, como apresentado a seguir:

A) Métodos Diretos

De acordo com Rocha & Azevedo (2007), os métodos diretos para determinar o gradiente de fratura são os seguintes:

- <u>Teste de Absorção Clássico (LOT)</u>: Este teste, conhecido comumente na indústria do petróleo como Leak Off Test (LOT), tem como objetivo determinar a pressão de absorção, a qual corresponde ao valor de pressão do fluido de perfuração a partir do qual as fissuras preexistentes ou criadas ao redor do poço durante a perfuração se começam a abrir (Figura 2.7).



Figura 2.7 – Comportamento da pressão durante o *teste de microfaturamento* (Petrobras) (Apud Rocha & Azevedo, 2007).

- <u>Testes de Integridade da Formação (FIT)</u>: Este teste, conhecido comumente na indústria do petróleo como Formation Integrity Test (FIT), é similar ao teste de absorção clássico apresentando anteriormente. No entanto, neste teste não é atingido o valor de pressão de absorção e sim um valor de pressão inferior prefixado com antecedência (Figura 2.7).

 <u>Testes de Absorção Estendido</u>: O teste em questão segue o procedimento utilizado anteriormente no *teste de absorção clássico*. Porém, neste teste o bombeio do fluido é realizado até atingir a pressão de quebra da rocha, como ilustrado na Figura 2.7.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1021823/CA

- <u>Testes de Microfracturamento</u>: O teste em questão utiliza o mesmo procedimento empregado no *teste de absorção estendido*. No entanto, após o momento de atingir a pressão de quebra da rocha, o fluido de perfuração continua sendo bombeado induzindo assim a propagação da fratura na formação (Figura 2.7). O objetivo principal deste teste é determinar a pressão sob a qual a fratura previamente induzida no bombeio do fluido de perfuração fecha completamente, a qual é chamada de *pressão de fechamento*. Cabe destacar que esta *pressão de fechamento* representa a estimativa mais precisa do valor da tensão mínima da formação.

B) Métodos Indiretos

Alguns exemplos apresentados a seguir ilustram os métodos indiretos para determinar o gradiente de fratura (Rocha & Azevedo, 2007; Tang *et al.*, 2011):

- <u>Método das Tensões Tangenciais (Hoop Stress</u>): O anterior método se encontra baseado nas soluções analíticas das tensões que existem em torno do poço. Neste método é assumido que uma vez que a pressão do fluido de perfuração dentro do poço fizer com que o valor da tensão tangencial seja igual ao valor da resistência à tração da rocha haverá perda de circulação. Cabe destacar que o anterior método é mais adequado para ser utilizado em um poço intato ou que possua pequenas fissuras, dado que uma vez que as fraturas começam a crescer e se afastar do poço, são menos afetadas pelas tensões tangenciais em torno do poço.

 <u>Método da Tensão Mínima</u>: Este método leva em consideração o estado de tensões à frente da fratura, em vez de considerar o estado de tensões próximo à parede do poço.

 <u>Correlações Específicas</u>: Correspondem a correlações criadas a partir de dados disponíveis de gradiente de sobrecarga e/ou LOT.

- <u>Métodos Numéricos</u>: De acordo com Tang *et al.* (2011), os métodos numéricos fornecem uma alternativa para a obtenção de um perfil continuo do gradiente de fratura a partir da determinação do valor da *tensão principal mínima*, resultando especialmente útil em ambientes de perfuração com perturbação de tensões, onde o fenômeno de rotação de tensões pode acontecer.

2.1.6.

Considerações sobre os Métodos para a Determinação do Gradiente de Fratura

De acordo com Rocha & Azevedo (2007), cabe destacar as seguintes considerações com relação ao gradiente de fratura:

a) Ambas a pressão de absorção e a pressão de quebra da formação se encontram afetadas pela concentração de tensões que existe ao redor da parede do poço. Porém, no caso do valor da tensão mínima, esse parâmetro é representado pelas tensões *in situ* que atuam nas regiões mais afastadas da parede do poço de petróleo.

b) Durante a perfuração de poços de petróleo, se encontram com frequência fraturas que eventualmente podem se estender além da região perturbada próxima ao poço. No casso das anteriores fraturas terem um grande comprimento, as anteriores fraturas não estarão sobre a influência das tensões ao redor do poço e sim sobre a influência da tensão in situ mínima. Nesse caso em particular, o valor da tensão mínima da formação é o parâmetro que irá a determinar a possibilidade ocorrência de perdas de circulação. Portanto, nesse tipo de cenários, o limite superior de uma janela operacional de poço segura deverá ser definido a partir do valor da tensão in situ mínima, a fim de evitar que possíveis fraturas encontradas durante a perfuração possam se estender além da região ao redor do poço e causar assim as perdas de circulação (podendo ser perdas potenciais da ordem de 100 bbl/hr ou a perda total de circulação, segundo Power et al., 2003). Adicionalmente, tal como defendido por Dusseault et al. (2004b), podem surgir zonas no entorno das estruturas salinas mecanicamente enfraquecidas, as quais podem apresentar diferentes níveis de fraturamento a depender de diversos fatores, tais como o nível de deformação plástica da estrutura de sal encaixante, como também o nível de falhamento imposto nessas rochas adjacentes pela estrutura salina e a possibilidade de existência de uma zona de pressão de poros anormal.

c) Na indústria do petróleo costuma-se realizar os *testes de absorção* em vez dos *testes de microfraturamento*, a pesar do fato de que é possível obter uma melhor calibração do gradiente de fratura a partir do valor da tensão mínima da formação. Adicionalmente, Keaney *et al.* (2010) afirmam que a *pressão de absorção* (ou *Leakoff Pressure*, LOP), pode ter um valor qualquer entre a *pressão de quebra da formação* (ou *breakdown pressure*) e a tensão *in situ* mínima; porém, o valor da *pressão de absorção* tende a estar mais próximo do valor da tensão *in situ* mínima do que a *pressão de quebra da formação*.

Adicionalmente, Keaney *et al.* (2010) defendem que a *pressão de absorção* pode sobre-estimar o valor da tensão *in situ* mínima em até 15%. No entanto, tipicamente essa sobre estimativa está na faixa de 4-5 %, conforme observado na Figura 2.8.



Figura 2.8 – Comparação entre valores típicos de *pressão de absorção* (*Leak off Pressure*, LOP) e os valores de tensão *in situ* mínima no Golfo de México. O eixo horizontal corresponde à profundidade (a partir da linha de lama da torre de perfuração), enquanto que o eixo vertical corresponde à razão entre a *pressão de absorção* e a tensão *in-situ* mínima (Keaney *et al.*, 2010).

2.2. Aspectos Geológicos e Geomecânicos de Zonas de Sal

2.2.1. O Sal

De acordo com Mohriak *et al.* (2009), os sais fazem parte de um grupo de rochas de origem sedimentária denominados evaporitos. A sequência de formação dos evaporitos obedece a um processo de precipitação dos sais em ambientes sujeitos a um clima árido e com presença de influxos periódicos de água marinha. Os sais, nesses ambientes, se precipitam através de uma determinada ordem de precipitação, o qual vai do menos solúvel para o mais solúvel, conforme sequência abaixo:

- Calcita (CaCO3) (carbonato pouco solúvel);
- Anidrita (CaSO4) (Sulfato);

- Gipso (CaSO4.2H2O) (Sulfato);
- Halita (NaCl) (Cloreto);
- Silvita (KCI) (Cloreto);
- Carnalita (KMgCl2.6H2O) (Cloreto); e
- Taquidrita (CaCl2.2MgCl2.12H2O) (Cloreto).

2.2.2. O fenômeno de Fluência ou *Creep* no Sal

Segundo Mohriak *et al.* (2009), o sal é um material geológico que quando encontra-se submetido a uma tensão diferencial constante, reage se deformando como função de vários fatores, tais como suas propriedades físicas, o carregamento ao qual encontra-se submetido e o tempo de exposição. O anterior comportamento é chamado de *creep* ou fluência, e é a partir desse comportamento que são explicados o aparecimento de eventos indesejáveis durante a perfuração de poços de petróleo em zonas de sal, tais como o fechamento do poço em curto prazo (no instante em que o poço está sendo perfurado). O *creep* no sal é um fenômeno que deve ser considerado não apenas durante a perfuração de um poço de petróleo, mais também ao longo do seu tempo de vida útil, dado que o revestimento colocado no poço de petróleo pode ficar exposto a esforços adicionais impostos por esse fechamento do sal, podendo correr o risco de colapsá-lo.

O sal é um material que possui a característica de ser móvel, todavia, o grau de mobilidade do sal varia dependendo do tipo de evaporito, conforme descrito a seguir:

 <u>Evaporitos de baixa mobilidade</u>: Esse tipo de evaporito constitui formações ideais para a perfuração de poços de petróleo pelo fato de serem materiais geológicos homogêneos que possuem uma baixa porosidade, assim como um elevado gradiente de fratura, entre outros fatores. Um exemplo típico desse tipo de evaporitos é a halita.

 Evaporitos de mobilidade maior. Esse tipo de evaporito pode fazer com que apareçam eventos indesejáveis durante a perfuração de poços de petróleo como o fechamento do poço, fazendo com que seja necessário definir diversas estratégias de perfuração, como, por exemplo, o aumento da densidade do fluido de perfuração para conter o fechamento do poço mencionado anteriormente. Exemplos típicos desses evaporitos são a carnalita, a bishofita e a taquidrita.

Os evaporitos são materiais geológicos que apresentam, em geral, diferentes taxas de fluência, tal como apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Taxa de fluência (pol/h) por tipo de sal e pela densidade do fluido de perfuração para uma mesma condição de pressão e temperatura (Costa *et al.*, 2005; apud Mohriak *et al.*, 2009)

Tipo de Sal	Densidade do fluido (lb/gl)				
	10,5	12	13	14	
Taquidrita	0,2345	0,0879	0,0433	0,0196	
Carnalita	0,0417	0,0149	0,0067	0,0026	
Halita	0,0052	0,0018	0,0008	0,0004	

2.2.3. Propriedades Físicas do Sal

De acordo com Mohriak *et al.* (2009), os sais são matérias geológicos que apresentam características especiais, as quais fazem com que eles sejam diferentes com respeito a outro tipo de sedimentos. Dentro dessas principais características (além da mobilidade, mencionada anteriormente) podem ser citadas as seguintes:

- Os evaporitos são materiais solúveis em água.

- São materiais que possuem uma baixa permeabilidade (considerados na prática como impermeáveis).

- São praticamente incompressíveis e, portanto, o seu peso específico permanece praticamente constante com a profundidade.

 Possuem uma alta condutividade térmica, a qual é de duas a três vezes maior que em outros sedimentos..

 Esses materiais, diferentemente de outro tipo de sedimentos, não seguem os modelos tradicionalmente empregados para a determinação das geopressões no subsolo (geopressões tais como a resistência à fratura).

2.2.4.

Mecânica do Movimento do Sal e Formação de Diápiros

De acordo com Mohriak *et al.* (2009), o sal possui a capacidade de fluir e formar estruturas de geometrias irregulares; esse movimento do sal é

denominado *halocinese*, conforme definida por Trusheim (1960) (apud Mohriak *et al.*, 2009). Segundo Mohriak *et al.* (2009) a formação de estruturas halocinéticas de sal se deve ao regime de esforços atuantes, o qual apresenta na direção vertical um esforço principal em função da força da gravidade, resultando em diversos tipos de estruturas de sal com formatos variados, como domos salinos, falhas de crescimento, jangadas e muralhas de sal.

Sanz & Dasari (2010) afirmam que quando o sal se encontra submetido a tensões desviadoras, o mesmo flui produzindo geometrias altamente complexas e irregulares.

Alguns exemplos reportados na literatura sobre formatos típicos de estruturas de sal no subsolo são apresentados na Figura 2.9 a seguir.



Figura 2.9 – Estruturas de sal típicas no subsolo (A) Sweatman *et al* 1999; (B) Modificado de Jackson & Talbot, 1991 (apud Mohriak *et al.,* 2009).

Com relação ao formato das estruturas de sal, De Loczy & Ladeira (1976) defendem que as estruturas salinas estão classificadas em intrusões e domos de sal. Adicionalmente, De Loczy defende que em muitas regiões do mundo são encontradas essas estruturas de sal constituindo corpos intrusivos que possuem formatos diversos e complexos, como por exemplo, formatos circulares, elípticos, irregulares ou alongados, os quais tipicamente penetram os estratos circunjacentes. Similarmente, Koupriantchik & Hunt (2005) afirmam que as estruturas diapíricas possuem uma ampla variedade de tamanhos e formatos devido à diversidade dos mecanismos de movimento do sal, os quais envolvem diferentes maneiras de iniciação do movimento, de dinâmica de crescimento e da terminação eventual desse crescimento.

2.2.5.

Perturbação de Tensões *In Situ* causada pelo Movimento de Estruturas de Sal

A perturbação das tensões *in situ* em torno de estruturas de sal é um fato amplamente pesquisado e documentado na indústria do petróleo (Fredrich *et al.*, 2003 e 2007; Dusseault *et al.*, 2004b; Koupriantchik *et al.*, 2004; Koupriantchik & *et al.*, 2005; Wilson & Fredrich, 2005; Rehman, 2006; Shutjens *et al.*, 2010; Cullen *et al.*, 2010; Shen *et al.*, 2011a; Sanz & Dasari, 2010; Van der Zee *et al.*, 2011).

A seguir serão apresentados alguns aspectos importantes a serem levados em consideração com relação à perturbação das tensões *in situ* pelo movimento de estruturas de sal.

a) Mudanças na Magnitude e Rotação das Tensões Principais

Segundo Sanz & Dasari (2010), a perturbação de tensões em torno de estruturas de sal inclui tanto mudanças na magnitude das tensões *in situ* quanto a rotação das tensões principais.

b) Fatores ou Variáveis que Influenciam o Estado de Tensões *In Situ* em torno de Estruturas de Sal

Sanz & Dasari (2010) afirmam que o estado de tensões *in situ* dentro e em torno de estruturas de sal está influenciado por um grande número de variáveis incluindo, por exemplo, a geometria da estrutura de sal, o ambiente tectônico, e o contraste de densidades do sal com o seu entorno.

c) Estado Isotrópico de Tensões dentro de Estruturas de Sal

Com relação ao estado de tensões isotrópico de tensões dentro de estruturas de sal, Fredrich *et al.* (2003) afirmam o seguinte:

"Em bacias sedimentares passivas, o estado de tensões é controlado pelo carregamento gravitacional, de tal modo que a tensão vertical σ_V é causada pelo peso das camadas do 'overburden', enquanto que a tensão horizontal σ_H é igual a uma fração da tensão vertical σ_V . No entanto, as estruturas de sal no subsolo não conseguem suportar esse estado de tensões, desta forma as tensões dentro dessas estruturas de sal se relaxam até atingir um estado de tensões isotrópico, onde $\sigma_V = \sigma_H$ (é importante distinguir entre um estado de tensões litoestático e um estado de tensões isotrópico. Um estado de tensões litoestático é um caso especial de um estado isotrópico de tensões onde tanto a tensão horizontal quanto a tensão vertical são iguais ao carregamento gravitacional. Embora comumente assumido na indústria do petróleo que o campo de tensões dentro de estruturas salinas é litoestático, na realidade o único requerimento sobre o estado de tensões dentro do sal é que o mesmo seja isotrópico)."

Salienta-se que Fredrich *et al.* (2003) apresentam certas geometrias de estruturas idealizadas de sal onde o campo de tensões resultante não é litoestático. Adicionalmente, Fredrich *et al.* (2003) defendem o seguinte:

"O estado de tensões isotrópico que existe dentro de uma estrutura de sal é contrário ao estado de tensão nos materiais adjacentes à estrutura, dado que esses materiais conseguem suportar um estado de tensões desviadoras tal que $\sigma_V \neq \sigma_H$. O requerimento dessa estrutura de sal para estar em equilíbrio e manter continuidade com as formações adjacentes determina, por tanto, que o estado de tensões em torno da interface dessa estrutura com os sedimentos adjacentes seja altamente complexo e perturbado com respeito ao estado não perturbado de tensões longe da estrutura de sal (ou "far field stress state", em inglês)."

d) Determinação do Estado de Tensões *in situ* em torno de Estruturas de Sal

De acordo com Shen & Bai (2011a), Cullen *et al.* (2010) e Fredrich *et al.* (2003), a única maneira de determinar o estado de tensões perturbado em torno das estruturas de sal é através da modelagem numérica, como é o caso do método dos elementos finitos.

Frederich *et al.* (2003) realizaram diferentes análises numéricas através da técnica de elementos finitos com o objetivo de estabelecer o campo de tensões *in situ* entorno de estruturas de sal empregando geometrias idealizadas de estruturas de sal. A partir dos resultados obtidos, Fredrich *et al.* (2003) concluíram que, para certas geometrias específicas de corpos de sal, acontece o seguinte:

 As tensões cisalhantes ao redor de estruturas de sal podem estar altamente amplificadas em relação com o valor dessas tensões na região onde não existe a perturbação de tensões longe da estrutura de sal.

 As tensões horizontal e vertical em torno e dentro dessas estruturas podem estar significativamente perturbadas com relação aos valores dessas tensões longe dos corpos de sal.

 As tensões principais podem não ser verticais e horizontais em torno das interfaces das estruturas de sal com os sedimentos adjacentes.

- Para algumas geometrias, foi verificado por Fredrich *et al.* (2003) que a tensão vertical dentro e em torno da estrutura de sal não é igual ao carregamento gravitacional. Neste caso em particular, ocorre um efeito conhecido como o efeito do arqueamento de tensões (ou *stress-arching effect,* em inglês).

Para ilustrar qualitativamente o fenômeno de mudança da magnitude das tensões *in situ* devido a presença de estruturas de sal, Fredrich *et al.* (2003) utilizaram uma malha em elementos finitos que possui no seu interior uma esfera de sal, a qual representa uma geometria idealizada de uma estrutura de sal, como mostrado na Figura 2.10:



Figura 2.10 – Malha em elementos finitos com esfera de sal no seu interior (Fredrich *et al.*, 2003)

Depois de acontecer um processo de *fluência* ou *creep* na esfera de sal, a estrutura salina consegue chegar ao estado de equilíbrio de tensões isotrópicas, perturbando as tensões nos seus arredores. Para visualizar a perturbação das tensões *in situ* no entorno da esfera de sal, Fredrich *et al.* (2003) estabeleceram três linhas verticais entre o topo da malha de elementos finitos da Figura 2.10 e a profundidade de 10000 m, medido a partir do topo da malha. A trajetória 1 corresponde a uma linha que passa pelo centro da esfera de sal; a trajetória 2 corresponde a uma linha que passa pela zona localizada em torno da esfera de sal, enquanto que a trajetória 3 corresponde a uma linha que passa por uma inha que passa pela zona localizada em torno da esfera de sal, enquanto que a trajetória 4 corresponde a uma linha que passa pela zona localizada em torno da esfera de sal, enquanto que a trajetória 3 corresponde a uma linha que passa por uma zona localizada longe da esfera de sal, onde o estado de tensões *in situ* não foi afetado pela perturbação de tensões criada durante o processo de equilíbrio de tensões na esfera de sal. As três linhas mencionadas anteriormente são apresentadas na Figura 2.11.



Figura 2.11 – Trajetórias usadas na malha de elementos finitos para visualizar a perturbação de tensões devido ao processo de equilíbrio de tensões na esfera de sal: trajetória 1: linha vermelha; trajetória 2: linha azul; trajetória 3: linha verde (Adaptado de Fredrich *et al.*, 2003).

Os resultados obtidos por Fredrich *et al.* (2003) para o modelo que possui a esfera de sal são apresentados a seguir (Figura 2.12, Figura 2.13 e Figura 2.14)



Figura 2.12 – Distribuição da tensão vertical com profundidade na malha que contem a esfera de sal: trajetória 1: linha vermelha; trajetória 2: linha azul; trajetória 3: linha verde (Adaptado de Fredrich *et al.*, 2003).



Figura 2.13 – Distribuição da Tensão Horizontal com profundidade na malha que contem a esfera de sal: trajetória 1: linha vermelha; trajetória 2: linha azul; trajetória 3: linha verde (Adaptado de Fredrich *et al.*, 2003).



Figura 2.14 – Distribuição da Tensão de Von Mises com profundidade na malha que contem a esfera de sal: trajetória 1: linha vermelha; trajetória 2: linha azul; trajetória 3: linha verde (Adaptado de Fredrich *et al.,* 2003).

Com relação à Figura 2.14, o eixo horizontal corresponde à equação de Von Mises. Salienta-se que para um estado geral de tensões, a equação anterior corresponde à seguinte expressão (Boresi & Schmidt, 2003):

$$\sqrt[2]{\frac{1}{2}}[(\sigma_{11} - \sigma_{22})^2 + (\sigma_{22} - \sigma_{33})^2 + (\sigma_{33} - \sigma_{11})^2 + 6(\sigma_{12}^2 + \sigma_{23}^2 + \sigma_{31}^2)]$$
(2.1)

No caso em que as tensões cisalhantes sejam iguais a zero ($\sigma_{12} = \sigma_{23} = \sigma_{31} = 0$), a expressão anterior fica reduzida à seguinte expressão (Boresi & Schmidt, 2003):

$$S Von Mises = \sqrt[2]{\frac{1}{2}} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]$$
(2.2)

Cabe ressaltar que a tensão de Von Mises é um indicador conveniente do estado de tensões cisalhantes dentro de um maciço rochoso (Koupriantchik *et al.*, 2005). Similarmente, Fredrich *et al.* (2003) mencionam que a tensão de Von Mises é um indicador de tensões apropriado, dado que corresponde a uma medida invariante das tensões cisalhantes, enquanto Luo *et al.* (2012a), mencionam que a tensão de Von Mises corresponde a uma medida das tensões desviadoras ou das tensões cisalhantes em três dimensões.

Nota-se na Figura 2.14 que quanto maior for a condição de isotropia de tensões dentro do sal, mais próximo de zero será o valor da tensão de Von Mises pela redução gradual das tensões cisalhantes dentro do sal no processo do seu equilíbrio de tensões.

e) Fenômeno de Rotação de Tensões ao redor de Estruturas de Sal

De acordo com Shen & Bai (2011a) a rotação de tensões é um fato que tem sido amplamente reportado por vários pesquisadores na indústria do petróleo, em ambientes que possuem estruturas geológicas complexas. Fundamentalmente, os cenários geológicos que podem fazer com que aconteça a rotação de tensões são os seguintes:

- Regiões tectônicas ativas.
- Sistemas complexos de falhas geológicas e de fraturas.
- Estruturas de sal.
- Reservatórios depletados.

A rotação de tensões em torno de estruturas de sal causa problemas de instabilidade de poços durante a perfuração do poço de petróleo, bem como durante a sua completação e durante a vida útil do mesmo. Esses problemas mencionados anteriormente representam um grande desafio atual para a indústria do petróleo. Adicionalmente, Shen & Bai (2011a) afirmam que a perturbação de tensões ao redor de estruturas de sal pode ser significativa, e depende de fatores como a geometria da estrutura do sal. Essa perturbação de tensões cria mudanças no campo de tensões cisalhantes em torno do sal, o qual é suficiente para causar a reorientação das tensões principais.

Dusseault *et al.* (2004b) afirma que tanto a magnitude quanto a orientação das tensões *in-situ* em torno de um domo de sal são afetados pelo deslocamento criado pelo domo salino durante o processo de fluência do sal. A região afetada pelo deslocamento do domo de sal equivale a uma distância na direção radial de a várias vezes o diâmetro do domo em todas as direções. Adicionalmente, Dusseault *et al.* (2004b) defende que a grandes distâncias do domo de sal, aproximadamente equivalente a >6-10 diâmetros do domo de sal, as tensões *in situ* aparentemente revertem aos valores de tensões *in situ* regionais, como apresentado esquematicamente na Figura 2.15.



Figura 2.15 – Perturbação do Campo de Tensões *in situ* produzido pelo diapirismo de estruturas de sal (Dusseault *et al.*, 2004b).

f) Identificação do Fenômeno de Rotação de Tensões através da Modelagem Numérica em Elementos Finitos

Schutjens *et al.* (2010) apresentam resultados da simulação do estado de tensões *in situ* em torno de um domo de sal a partir de uma modelagem numérica realizada em elementos finitos, onde é evidenciada a rotação de tensões nos arredores dessa estrutura de sal, tal como apresentado a seguir na Figura 2.16.



(a)



Figura 2.16 – Evidencia do fenômeno de rotação de tensões no entorno de estruturas de sal: (a) orientação da *Tensão Principal Máxima Total*; (b) orientação da *Tensão Principal Intermediária Total*; (c) orientação da *Tensão Principal Mínima Total* (Schutjens *et al.,* 2010).

Na literatura também é afirmado que uma das tensões principais fica perpendicular nas zonas de contato da estrutura de sal com as rochas adjacentes (Zoback, 2007; Cullen *et al.,* 2010; Sanz, 2010; Van der Zee *et al.,* 2011 e 2012), como observado a seguir na Figura 2.17.



Figura 2.17 – Orientação das tensões principais nas zonas de interface do sal com os sedimentos adjacentes (Adaptado de Van der Zee *et al.,* 2011).

g) Perturbação das Tensões de Cisalhamento e da Tensão Principal Mínima nos arredores de Estruturas de Sal

Fredrich *et al.* (2007) realizaram uma modelagem numérica baseada no método dos elementos finitos, com objetivo de determinar o estado de tensões *in situ* ao redor de uma determinada estrutura de sal. Nos resultados desta modelagem foram identificadas tensões de cisalhamento que possuíam um elevado valor em zonas de interface do sal com os sedimentos adjacentes. De acordo com *Fredrich et al.* (2007), esses pontos chamados de "*hot spots*", podem eventualmente ser fonte de problemas tais como a instabilidade de poços perfurados através dessas zonas (Figura 2.18).



Figura 2.18 – Distribuição da Tensão de Von Mises no modelo global e a identificação de "*hot spots*". Nota-se que as tensões de Von Mises estão dadas em MPa. A tensão de Von Mises é de aproximadamente 0 MPa na zona de sal, e ao mesmo tempo ocorrem zonas onde o valor da tensão de Von Mises é amplificado ou reduzido com relação ao valor da tensão de Von Mises longe da estrutura de sal (Fredrich *et al.*, 2007).

Segundo Luo *et al.* (2012a) o fenômeno do *creep* no sal, além de criar alterações na magnitude das tensões de cisalhamento nas vizinhanças de estruturas de sal, também pode criar mudanças significativas na magnitude da tensão principal mínima. Adicionalmente, Luo *et al.* (2012a) afirmam que os problemas de instabilidade de poços tendem a ocorrer em locações com baixa tensão principal mínima e alta tensão de cisalhamento, onde a janela operacional de poços é estreita. A partir de uma modelagem numérica utilizando uma esfera de sal, Luo *et al.* (2012a) concluíram que os problemas de instabilidade de poços nas vizinhanças dessa estrutura tendem a acontecer acima e abaixo da esfera devido a uma tensão principal mínima reduzida, enquanto nos contornos laterais da esfera esses problemas de instabilidades tendem a ocorrer pela presença de altas tensões cisalhantes. A partir da modelagem numérica, Luo *et al.* (2012a) verificaram um estreitamento da janela operacional do poço nessas regiões, tal como apresentado na Figura 2.19 e na Figura 2.20.



Figura 2.19 – Estreitamento da Janela Operacional do poço nas vizinhanças da esfera de sal: (a) janela operacional para um poço vertical perfurado através do centro da esfera de sal; (b) janela operacional para um poço vertical perfurado próximo da região lateral da esfera. Nota-se que a linha tracejada corresponde à pressão de poros, a qual possui um valor de zero dentro do sal (Luo *et al.*, 2012a). Nota-se que a unidade *ppg* corresponde a "*pounds per gallon*", termo inglês equivalente a lb/gal (libras por galão).



Figura 2.20 – Largura da janela operacional de poço calculada a partir de poços verticais perfurados nos arredores da esfera de sal. Nota-se o estreitamento da janela operacional do poço em torno da esfera de sal (em cor vermelho) com relação à largura da janela operacional do poço longe da esfera de sal (Luo *et al.*, 2012a).

h) Efeito da Movimentação do Sal sobre o Gradiente de Pressão de Poros

Segundo Mohriak *et al.* (2009), a movimentação do sal pode induzir pressões de poro nos sedimentos adjacentes à estrutura de sal e, ao mesmo tempo, essa movimentação pode criar anomalias no valor dessas pressões de poros. Adicionalmente, Mohriak *et al.* (2009) afirmam que existe a possibilidade de encontrar zonas de pressão de poros anormalmente alta, tanto acima quanto abaixo de uma estrutura de sal dada.

A seguir são apresentadas na Figura 2.21 as tendências típicas de distribuição de pressão de poros em torno de estruturas de sal, de acordo com alguns pesquisadores na literatura.



Figura 2.21 – Evidências na literatura de presença de zonas com pressão de poros anormalmente alta em torno de estruturas de sal (a) adaptado de Sweatman *et al.*, 1999; (b) adaptado de Romo *et al.* (2007).

Na Figura 2.21 foram verificados casos nos quais foram identificadas zonas de sobrepressão em torno de estruturas de sal. Todavia, na literatura também são reportados casos onde foram observadas zonas com um gradiente de pressão de poros anormalmente reduzido na base da estrutura de sal, tal como apresentado a seguir na Figura 2.22.



Figura 2.22 – Presença de zonas com pressão de poros anormalmente baixa em torno de estruturas de sal identificadas a partir de medições de MDT (Adaptado de Weatherl *et al.*, 2010). Com relação à figura, cabe destacar que o sal é um material impermeável que não possui poropressão, portanto, a distribuição de poropressão apresentada na figura é fictícia na camada do sal.

Na Figura 2.22, o termo MDT corresponde às iniciais do termo em inglês *Modular Formation Dynamics Tester*, que corresponde a uma ferramenta utilizada para medições de pressão de poros no subsolo, enquanto os termos *LOT* e *FIT* correspondem às iniciais dos termos em inglês *Leak Off Test* e *Formation Integrity Test*, respectivamente, os quais correspondem a testes realizados em campo para a estimativa da tensão principal mínima e, consequentemente, a determinação ou calibração do gradiente de fratura no poço.

i) Efeito da Movimentação do Sal no Gradiente de Fratura

De acordo com Mohriak *et al.* (2009), devido à movimentação das estruturas de sal no subsolo, esses corpos salinos podem causar a fragilização das rochas localizadas nas zonas de interface do sal com os sedimentos adjacentes. Essas zonas, caracterizadas por possuírem um notável nível de cisalhamento, são comumente referenciadas na indústria do petróleo como *Rubble Zones* (Fredrich *et al.*, 2003; apud Mohriak *et al.*, 2009). O material que existe nessas zonas de interface é caracterizado por ser um material que possui propriedades mecânicas alteradas. Portanto, esse material rochoso não possui resistência, dado que a sua coesão foi destruída pelo movimento do sal. Adicionalmente, nessas zonas de interface mecanicamente alteradas é possível a ocorrência de grandes perdas de circulação de fluido de perfuração durante a perfuração de um poço de petróleo tornando-se estas zonas, portanto, como um cenário potencial para o surgimento de problemas de instabilidade de poços.

Adicionalmente, Mohriak *et al.* (2009) defendem que a pressão de fratura dentro das estruturas de sal, em um determinado ponto, é sempre maior do que a tensão vertical aplicada naquele ponto, sempre que a seção do sal seja limpa e homogênea. Similarmente, Mohriak defende que de acordo com levantamentos que foram realizados na zona do Gulfo de Mexico (Baker & Meeks, 2003; apud Mohriak et al., 2009), foram identificados casos nos quais o gradiente de fratura é da ordem de 5% a 10% maior que o gradiente de sobrecarga (Wilson & Friedrich, 2005; apud Mohriak *et al.*, 2009).

Na Figura 2.23 a seguir são apresentados os perfis típicos de geopressões para um poço de águas profundas no Golfo do México, onde foi verificado um aumento do gradiente de fratura em frente da zona de sal.



Figura 2.23 – Alteração das geopressões acima e abaixo do sal no Golfo do México (Figura adaptada, originalmente modificado de Tomasi, 2005; apud Mohriak *et al.*, 2009).

A seguir na Figura 2.24, na Figura 2.25 e na Figura 2.26, são apresentados alguns outros casos reportados na literatura que põem em evidência a alteração do gradiente de fratura devido ao movimento do sal.

Weatherl *et al. (*2010), Barker *et al.* (2003) e Rohleder *et al.* (2003) apresentam casos nos quais foi identificado a partir de testes de absorção clássicos (ou *Leakoff tests,* LOT) e testes de Integridade da Formação (ou *Formation Integrity Test,* FIT), um aumento do gradiente de fratura na zona de sal, assim como também uma redução do gradiente de fratura em torno do sal. Esses testes, como mencionado anteriormente, são realizados em campo para a estimativa da tensão principal mínima.



Figura 2.24 – Evidência da redução do gradiente de fratura em torno de estruturas de sal a partir de medições de *Testes de Integridade da Formação* (FIT) e *Testes de Absorção Clássico* (LOT) (Adaptado de Weatherl *et al.*, 2010).



Figura 2.25 – Evidência da redução do gradiente de fratura em torno de estruturas de sal a partir de medições de *Testes de Integridade da Formação* (FIT) e *Testes de Absorção Clássico* (LOT) (Adaptado de Rohleder *et al.*, 2003).



Figura 2.26 – Evidência da redução do gradiente de fratura em torno de estruturas de sal a partir de medições de *Testes de Integridade da Formação* (FIT) (Adaptado de Barker & Meeks, 2003).

2.3. Aspectos de Engenharia de Perfuração associados com Estruturas de Sal

Em continuação serão apresentados alguns aspectos relevantes da engenharia de perfuração de poços de petróleo em zonas com presença de estruturas de sal, os quais evidenciam o impacto da perturbação das tensões *in situ* em torno de estruturas de sal sobre a estabilidade de poços.

2.3.1.

Tempo Não Produtivo e Aparição de Eventos Indesejáveis durante a Perfuração

De acordo com Seymour *et al.* (1993), várias companhias de petróleo têm gastado milhões de dólares enfrentando problemas de instabilidade de poços em regiões tectonicamente ativas (Colômbia, Argentina, Canadá, etc.), tais como ambientes geológicos com presença de diápiros de sal. A perfuração nesse tipo de ambientes tem sido tradicionalmente custosa em função da ocorrência de eventos inesperados durante o processo de perfuração, como, por exemplo, prisão da coluna de perfuração (*stuck pipe*) e perda de circulação de fluido de perfuração, os quais estão diretamente relacionados a problemas de instabilidade devidos às concentrações irregulares de tensões ao redor do poço. Similarmente, outros autores na literatura confirmam o fato de que a presença de estruturas salinas causa um aumento dos custos de perfuração por causa de problemas de instabilidade de poço (Cruz *et al.*, 2007; York *et al.*, 2009; Kunning *et al.*, 2010).

2.3.2. Zonas Sub-sal (*Subsalt Rubble Zones*)

Segundo Ferras *et al.* (2002) e Power *et al.* (2003), a perfuração de poços de petróleo através de formações de sal pode ser problemática por várias razões. Tipicamente, as formações imediatamente abaixo da base do sal são caracterizadas por serem formações fraturadas ou mecanicamente mais fracas introduzindo, portanto, um maior risco de perda de retorno de fluido de perfuração na superfície. Power *et al.* (2003) afirmam que a zona de perda de fluido de perfuração imediatamente abaixo da estrutura de sal pode ser uma zona de rocha altamente fraturada, usualmente representada por um folhelho (*shale*).

Em função de essas zonas mecanicamente enfraquecidas, pode surgir um incremento significativo do tempo não produtivo durante a perfuração por perda de tempo em procedimentos para controlar perdas severas de circulação na zona sub-sal, com altos custos de perfuração em águas profundas. Power *et al.* (2003) defendem que as perdas de fluido de perfuração nas formações diretamente abaixo do sal são tipicamente bastante severas, variando na faixa de 16 m3/hr (100 bbl/hr) até a perda total de circulação no poço.

Muitas vezes, existe uma grande incerteza sobre o valor do gradiente de fratura e da pressão de poros nesta zona rochosa, em especial no caso dos poços exploratórios.

Nos poços do Golfo do México, se encontram frequentemente pressões de poro anormalmente altas abaixo do sal, o qual faz com que apareçam grandes problemas de controle de poço (*well control*). Neste último caso, é necessário utilizar um peso de lama maior para equilibrar essas altas poropressões existentes nessa zona, o qual faz com que a formação sub-sal, mecanicamente enfraquecida, tenha que suportar uma tensão ainda maior.

2.3.3.

Variação de Tensões *In Situ* ao longo da Trajetória de um Poço de Petróleo em Ambientes com Presença de Diápiros de Sal

De acordo com Koupriantchik *et al.* (2005), para realizar uma analise de estabilidade de poço de petróleo é necessário estabelecer previamente o estado de tensões *in situ* ao longo da sua trajetória.

Adicionalmente, para ilustrar qualitativamente o efeito das estruturas salinas sobre as tensões ao redor de poços de petróleo, Koupriantchik *et al.* (2005) apresentam um gráfico onde é mostrada a variação da tensão de Von Mises ao longo da trajetória de três poços, localizados em dois cenários diferentes: o primeiro sem a presença de um diápiro de sal (Figura 2.27(a)) e o segundo com a presença de um diápiro de sal (Figura 2.27(b)), como apresentado a seguir:





A partir do observado na Figura 2.27 (b), pode ser deduzido que o diapirismo consegue alterar o estado de tensões ao longo da trajetória de um determinado poço de petróleo. A Figura 2.27 (b) mostra que os poços 1 e 3 experimentam altas tensões de cisalhamento justo antes de eles entrarem no diápiro de sal, seguido de intervalos de baixos valores de tensão de Von Mises dentro do sal, próximos de zero. No entanto, o nível de tensões cisalhantes experimentado pelo poço 2 é menor em comparação com as outras duas trajetórias. Cabe destacar que o poço 2 não intercepta o diápiro de sal e, adicionalmente, a magnitude da tensão de Von Misses na trajetória desse poço é menor que a esperada se o diápiro de sal não estivesse presente (Figura 2.27 (a)).

Os exemplos anteriormente apresentados na Figura 2.27 (a) e (b) indicam que a modelagem numérica pode fornecer informação útil e não intuitiva sobre os riscos associados a uma determinada trajetória de um poço de petróleo e, assim sendo, a modelagem numérica pode ajudar no planejamento de uma trajetória adequada para atingir o reservatório de petróleo. Portanto, um melhor entendimento do estado de tensões ao longo da trajetória de um determinado poço de petróleo pode informar sobre possíveis riscos geomecânicos e ajudar a antecipar problemas potenciais na perfuração do poço e, consequentemente, evitá-los ou mitigá-los pró-ativamente. Com o objetivo de superar esses problemas, as tensões em torno dessas estruturas salinas necessitam ser modeladas numericamente (Koupriantchi *et al.,* 2004 e 2005).

2.3.4. Perfuração através do Sal Vs. Perfuração em torno do Sal

De acordo com Seymour *et al.* (1993) e Koupriantchi *et al.* (2004), os diápiros de sal têm sido evitados historicamente através de diversas estratégias de perfuração, onde a trajetória do poço fica tão afastada do diápiro de sal quanto seja possível. Todavia, essa estratégia não pode ser utilizada se os reservatórios de petróleo se encontram em torno do diápiro de sal, pelo qual é necessário, em certas circunstâncias, considerar esse cenário de perfuração.

A decisão sobre qual trajetória do poço é a que apresenta o menor risco geomecânico durante a perfuração dentro das trajetórias possíveis, dependerá dos dados disponíveis para quantificar as tensões nas diferentes trajetórias dos poços a serem avaliados, assim como da estimativa das propriedades da rocha ao redor da estrutura salina e da experiência e conhecimento prévio na região (Dusseault *et al.,* 2004b), como também dos diferentes desafios operacionais apresentados dentro e em torno das estruturas salinas no subsolo (Seymour *et al.,* 1993, Whitson & McFadyen, 2001; Dusseault *et al.,* 2004b; Rehman, 2006; Cruz *et al.,* 2007; Shaughnessy *et al.,* 2007; Fredrich *et al.,* 2007; Israel *et al.,* 2008; Mohriak *et al.,* 2009; Kunning *et al.,* 2009; Cullen *et al.,* 2010; Srinivasan *et al.,* 2010).

A seguir, Dusseault *et al.* (2004b) apresentam um exemplo ilustrativo onde são apresentadas distribuições qualitativas de tensões para duas trajetórias de poços de petróleo. Nesses exemplos também são apresentados os diferentes riscos geomecânicos existentes nessas trajetórias tanto nos arredores quanto através da estrutura de sal (Figura 2.28).



Figura 2.28 – Exemplo ilustrativo da variação de tensões ao longo da trajetória de um poço na presença de diápiros de sal: (a) regimes generalizados de tensões ao redor de um domo de sal; (b) gráfico de tensões para diferentes trajetórias de poços (Dusseault *et al.*, 2004b).

Na Figura 2.28 (b), a *Trajetória A* possui um menor risco de perda de circulação na região superior do domo de sal, mas ao mesmo tempo possui um grande risco de instabilidade de poços no caso em que as tensões do regime de falha reversa - *thrust zones* - sejam suficientemente grandes (nota-se que as tensões do regime de falha reversa são apresentadas esquematicamente na Figura 2.28 (a)). No entanto, a *Trajetória B* evita passar pelas zonas de regime de falha reversa e pelas regiões com gradientes de tensões altos, mas encara outros riscos geomecânicos diferentes, tais como a possibilidade de ter perdas de circulação justo antes do poço entrar na estrutura de sal, o fechamento do poço devido ao *creep* no sal, e riscos de perda de circulação na região de saída dessa estrutura, onde acontece um incremento inesperado das tensões cisalhantes.

2.4.

Modelagem Convencional Vs. Modelagem Numérica de Estabilidade de Poços em torno de Estruturas de Sal

Segundo Shen *et al.* (2010c), tanto a magnitude quanto a orientação das componentes do tensor de tensões controlam a estabilidade de poços. Usualmente, existem certos cenários geológicos onde pode ser assumido que a tensão vertical é uma das tensões principais e, portanto, a orientação das

tensões horizontais são os únicos componentes direcionais do tensor de tensões que necessitam ser definidos. No entanto, a hipótese convencionalmente assumida de que a tensão vertical se deve ao peso do *overburden* e que a tensão horizontal corresponde a uma fração da tensão vertical, não é mais válida nos arredores das estruturas salinas (Sanz & Dasari, 2010). Por tanto, as tensões *in situ* não perturbadas localizadas a uma distância significativa de uma determinada estrutura de sal não podem ser utilizadas para uma análise de estabilidade de poços, e então se faz necessário estabelecer um método que permita determinar as tensões *in situ* em torno dessas estruturas.

Cullen *et al.* (2010) defendem que os modelos geomecânicos tradicionais assumem que a tensão vertical é uma direção de tensão principal, no entanto, como afirmado anteriormente por Sanz & Dasari (2010), nas vizinhanças da estrutura de sal o estado de tensões se encontra perturbado e esta hipótese não é mais válida. Cullen *et al.* (2010) afirmam que as simulações baseadas no método dos elementos finitos são a única maneira de estabelecer o estado de tensões *in situ* nas vizinhanças de um determinado corpo de sal. Salienta-se que afirmações similares confirmando esse fato já foram também realizadas por outros pesquisadores na literatura (Fredrich *et al.*, 2003; Tang *et al.*, 2011; e Shen *et al.*, 2011a).

Como conclusão, para determinar estado de tensões nos arredores de estruturas de sal, é necessário realizar uma modelagem numérica através do método dos elementos finitos para estabelecer o estado de tensões *in situ* em torno de uma determinada estrutura salina. Uma vez estabelecido esse estado de tensões *in situ*, a análise de estabilidade de poços pode ser realizada numericamente através de técnicas de submodelagem empregando malhas de elementos finitos (Shen *et al.*, 2010a, 2012; Poiate *et al.*, 2006;), ou através de uma modelagem *numérico-analitica*, através das tensões *in situ* fornecidas pela modelagem numérica aos modelos analíticos de estabilidade de poços baseados nas equações elásticas que descrevem a distribuição de tensões atuantes ao redor de um poço (Luo *et al.*, 2012a; Koupriantchik *et al.*, 2005).

2.5.

Resultados de Análises Numéricas que Evidenciam o Efeito da Perturbação de Tensões na Estabilidade de Poços

A seguir são apresentados alguns resultados reportados na literatura a partir de técnicas de modelagem numérica em elementos finitos, onde é

evidenciado o efeito da perturbação de tensões sobre a estabilidade de poços de petróleo.

Segundo Cullen *et al.* (2010), as tensões *in situ* na interface do sal com os sedimentos adjacentes podem estar eventualmente rotacionadas e, portanto, as magnitudes dessas tensões podem ser significativamente diferentes das tensões *in situ* não perturbadas, as quais se encontram localizadas a uma distância significativa da estrutura de sal. Esse fato pode fazer com que surjam pressões de fratura anormalmente baixas nessas zonas de interface da estrutura de sal com as rochas adjacentes, as quais correspondem às zonas através das quais o poço de petróleo abandona a estrutura de sal, tal como apresentado na Figura 2.29. O grau de redução na pressão de fratura dependerá de vários fatores, tais como, por exemplo, a geometria e a litologia na base da estrutura salina. Cullen *et al.* (2010) apresentam resultados de simulação em elementos finitos, onde é prevista a redução do gradiente de fratura na zona de saída do poço do corpo de sal (Figura 2.29).



Figura 2.29 – Simulação de tensões em 3D a partir de um modelo geomecânico para predizer o gradiente de fratura de um poço de petróleo na base do sal (Cullen *et al.,* 2010).

Fredrich *et al.* (2007) apresentam outro estudo baseado em elementos finitos, no qual foram construídos dois modelos denominados W-E e S-N. Nesses modelos foram estimados os gradiente de fratura na seção de saída do poço da zona de sal. Os resultados de simulação mostraram uma regressão do gradiente de fratura com respeito ao valor desse parâmetro na zona de sal, como apresentado a seguir na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Regressão do gradiente de fratura sub-sal estimado a partir da análise numérica utilizando o método dos elementos finitos (Fredrich *et al.,* 2007).

	Profundidade (ft)	Relação	Redução do	Redução do
Modelo		σ_{H}/σ_{V}	Gradiente de	Gradiente de
		longe do sal	Fratura (Ib/gal)	Fratura (psi)
W-E	10670	0,7	3,2	3302,0
	19070	0,85	1,5	1541,0
S-N	19338	0,7	3,6	3645,0
		0,85	1,6	1617,0

Adicionalmente, Wilson & Fredrich (2005) apresentam um estudo cujo objetivo é realizar uma comparação entre os pesos de lama requeridos para garantir a estabilidade do poço em dois estados de tensões de referência, em função do azimute e da inclinação do poço, como explicado a seguir:

- O primeiro corresponde a um estado de tensões em torno de uma estrutura de sal.

 O segundo corresponde a um estado de tensões longe dessa estrutura de sal, onde não existe a perturbação de tensões induzida pelo equilíbrio de tensões da estrutura de sal (esse estado é conhecido tradicionalmente na literatura como "far field stress state", em inglês).

Os parâmetros utilizados para a anterior análise de estabilidade de poços são apresentados na Tabela 2.3. Tanto a Tabela 2.3 quanto a Figura 2.30 a seguir põem em evidência que existe um efeito da perturbação de tensões em torno de uma estrutura de sal sobre a janela operacional de um poço de petróleo, para um poço com uma dada inclinação, azimute e profundidade. Em particular, foi observado na Tabela 2.3 uma redução do gradiente de fratura em torno da estrutura de sal em relação ao valor desse parâmetro longe da estrutura de sal.







Figura 2.30 – Gráficas do peso de lama mínimo requerido (em lb/gal) para os estados de tensões dados na Tabela 2.3: (a) a partir de estado de tensões longe da estrutura de sal; (b) a partir de estado de tensões no entorno do sal, ignorando a rotação de tensões; (c) a partir de estado de tensões em torno do sal, considerando a rotação de tensões (Wilson & Fredrich, 2005).

Tabela 2.3 – Parâmetros usados na análise de estabilidade de poços tanto nas vizinhanças da estrutura de sal quanto a uma distância significativa da estrutura de sal (Wilson & Fredrich, 2005).

	Em torno da	Longe da Estrutura	
Propriedade	Estrutura	de Sal	
	de Sal	("far field stress state")	
Tensão Vertical (Ib/gal)	19,53	22,01	
Tensão Principal Máxima (lb/gal)	19,75	22,01	
Tensão Horizontal Máxima (lb/gal)	17,13	15,40	
Tensão Principal Intermediaria	16.02	15.04	
(lb/gal)	10,95	13,04	
Tensão Horizontal Mínima (Ib/gal)	12,48	15,04	
Tensão Principal Mínima (lb/gal)	12,46	15,04	
Gradiente de Fratura Estimado	12.09	15,80	
(lb/gal)	10,00		
Gradiente de Pressão de Poros	10.24	10.34	
(lb/gal)	10,34	10,04	
Rotação das Tensões com respeito	150	0°	
à vertical	15		
Resistência à Compressão Uniaxial	3750	3750	
(psi)	0700	0700	
Ângulo de Atrito (graus)	34°	34°	

2.6.

Panorama da Modelagem Numérica com Elementos Finitos em Modelos Globais que possuem Estruturas de Sal

Em continuação será apresentado um panorama geral de algumas modelagens numéricas baseadas no método dos elementos finitos para a determinação das tensões *in situ* em torno de estruturas de sal.

Fredrich *et al.* (2003) apresentam uma modelagem numérica realizada no programa de elementos finitos denominado JAS3D. Nessa modelagem é avaliada a perturbação de tensões *in situ* em torno de diversas estruturas de sal criadas a partir de geometrias idealizadas. Fredrich *et al.* (2003) apresentam quatro *modelos globais* que possuem quatro geometrias idealizadas de corpos de sal, como apresentado a seguir na Figura 2.31, Figura 2.32 e Figura 2.33:



Figura 2.31 – *Modelo global 1* com uma esfera de sal (Fredrich *et al.,* 2003).



Figura 2.32 – *Modelo global 2* com uma folha de sal (*salt sheet*) (Fredrich *et al.*, 2003).



Figura 2.33 – (a) *Modelo global 3* com um diápiro de sal que possui um formato de coluna; (b) *Modelo global 4* que possui um diápiro de sal com formato de coluna e uma língua de sal na sua parte superior (Fredrich *et al.*, 2003).

Koupriantchik *et al.* (2004, 2005) apresentam resultados de uma modelagem numérica realizada no software FLAC-3D (Itasca), onde foram considerados vários *modelos globais*. O objetivo desta pesquisa foi estudar as anomalias de tensões em torno de estruturas de sal que causam problemas de instabilidade de poços de petróleo. O *modelo global 1* possui um diápiro de sal idealizado no seu interior (Figura 2.34 (a)); o *modelo global 2* possui a geometria de um diápiro de sal obtida a partir de dados sísmicos (Figura 2.34 (b)), enquanto que o *modelo global 3* possui uma esfera de sal no seu interior (Figura 2.35).



Figura 2.34 – (a) *Modelo global 1* com diápiro de sal idealizado (cor verde);
(b) *Modelo global 2* com diápiro de sal adotado a partir de uma geometria real (Koupriantchik *et al.*, 2004).



Figura 2.35 – *Modelo global 3* que possui no seu interior uma esfera de sal (Koupriantchik *et al.*, 2005).

Fredrich et al. (2007) apresentam resultados de uma modelagem numérica focada na estimativa do gradiente de fratura na base de uma estrutura de sal. Nesse trabalho foi construído um *modelo global* a partir de duas malhas de elementos finitos em 2D. A geometria das estruturas de sal em cada uma dessas malhas foi adotada a partir de duas linhas sísmicas perpendiculares, como apresentado na Figura 2.36.



Figura 2.36 – *Modelo global* construído a partir de duas malhas de elementos finitos em 2D utilizando a informação de linhas sísmicas (Fredrich *et al.,* 2007).

Mackay *et al.* (2008a, 2008b) apresentam resultados de uma modelagem numérica realizada no programa de elementos finitos denominado Abaqus. Nesse estudo foram construídos três *modelos globais* com geometrias idealizadas de estruturas de sal, correspondentes a uma esfera de sal, uma folha de sal (*salt sheet*) e um diápiro de sal com formato de coluna, o qual possui uma língua de sal na sua parte superior (Figura 2.37).



Figura 2.37 – (a) *Modelo global 1* com esfera de sal; (b) *modelo global 2* com folha de sal (*salt sheet*); (c) *modelo global 3* que possui um diápiro de sal com formato de coluna e uma língua de sal na sua parte superior (Mackay *et al.*, 2008a).

Salienta-se que neste estudo, as geometrias adotadas para essas estruturas de sal foram adotadas a partir do trabalho realizado por Fredrich *et al.* (2003). Adicionalmente cabe ressaltar que foram reproduzidos por Mackay *et al.* resultados de tensões qualitativamente similares aos resultados de tensões obtidos anteriormente por Fredrich *et al.* (2003).

Schutjens *et al.* (2010) apresentam uma modelagem numérica na qual é avaliada a mudança das tensões *in situ* devido à produção em um reservatório de petróleo, em um modelo global que possui dois domos de sal. A modelagem numérica é realizada no modelo global a partir da interação dos programas PETREL, GoCAD e GEOMEC, como apresentado esquematicamente na Figura 2.38:



Figura 2.38 – Esquema da modelagem numérica das tensões *in-situ* no *modelo global* (Schutjens et al., 2010).

Nikolinakou *et al.* (2011a, 2011b) apresentam uma modelagem numérica realizada no programa Abaqus, na qual são determinados os campos de tensões *in situ* e de poropressão em torno de uma geometria de sal idealizada correspondente a uma esfera de sal, utilizando um modelo axi-simétrico (Figura 2.39).



Figura 2.39 – Modelo global adotado por Nikolinakou et al. (2011a).

Van der Zee *et al.* (2011, 2012) apresentam resultados de uma modelagem numérica realizada no programa Abaqus, na qual são determinados os campos de tensões *in situ* em torno de estruturas de sal de geometria complexa, como apresentado esquematicamente na Figura 2.40.



Figura 2.40 – Modelo global adotado por Van der Zee et al. (2011a).

82

2.7. Panorama da Modelagem Numérico-Analítica de Estabilidade Poços

Luo *et al* (2012a) apresentam uma janela operacional de poço criada analiticamente a partir das equações elásticas que descrevem a distribuição de tensões atuantes ao redor de um poço (Fjaer *et al.*, 2008). Portanto, as tensões *in situ* requeridas pelas equações anteriores para o cálculo analítico da janela operacional citada anteriormente, foram fornecidas pela modelagem numérica no programa Abaqus a partir de dois *modelos globais* axi-simétricos. O primeiro deles possui a geometria idealizada de uma esfera de sal, enquanto o segundo possui uma estrutura de sal de formato irregular, como apresentado na Figura 2.41:



Figura 2.41 – *Modelos globais* usados por Luo *et al.*, 2012a; (a) esfera de sal; (b) estrutura de sal de formato irregular.

A partir dos resultados de tensões *in situ* fornecidos pelo programa Abaqus no anterior *modelo global*, Luo utiliza esses resultados para calcular a janela operacional para poços próximos a estruturas de sal, como apresentado esquematicamente na Figura 2.42.



Figura 2.42 – Janela Operacional de um poço de eptróleo criada a partir dos resultados de tensões *in situ* fornecidos pelo programa Abaqus (Luo *et al.*, 2012a).

2.8.

Panorama da Modelagem Numérica na Área da Engenharia de Petróleo Empregando Técnicas de Submodelagem no Programa Abaqus

A fim de apresentar o panorama da modelagem numérica na área da engenharia de petróleo empregando técnicas de submodelagem no programa Abaqus, é conveniente definir previamente os seguintes itens a fim de ilustrar o conceito de submodelagem:

a) A Técnica de Submodelagem em Elementos Finitos;

b) Vantagens da Técnica de Submodelagem em Elementos Finitos;

c) O Principio de Saint Venant;

d) Estudos de Submodelagem no Programa Abaqus; e finalmente,

e) Panorama de Técnicas de Submodelagem na Área da Engenharia de Petróleo utilizando o Programa Abaqus

a) A Técnica de Submodelagem em Elementos Finitos

A Submodelagem é uma técnica de Elementos Finitos caracterizada pelos seguintes aspectos (Madenci & Guven, 2006):

 - É um método utilizado para a obtenção de resultados mais exatos em uma região específica de certo domínio.

- Requer a existência de um modelo, o qual é chamado de *modelo global*, bem como da sua correspondente solução.

 O modelo global utiliza uma malha grosseira para minimizar custos computacionais, enquanto que o submodelo possui uma malha muito mais refinada visando melhorar a exatidão e capturar efeitos em escala local (Figura 2.43).

 A solução do modelo global proporciona as condições de contorno necessárias para realizar a transferência de informação de interesse no submodelo.



Figura 2.43 – Exemplo de uma malha de elementos finitos, representando um *submodelo*. Nota-se que o *submodelo* possui um tamanho menor em relação ao tamanho do *modelo global*, bem como um nível de refinamento maior.

Na literatura, têm sido reportados vários casos onde são utilizadas técnicas de submodelagem para diferentes propósitos através da utilização de diversos programas baseados na técnica de elementos finitos (Shen *et al.*, 2011b, 2010a, 2010b e 2010c; Aristovich & Khan, 2010; Khong *et al*, 2009; Barti & Stecher, 2007; Gupte, 2007; Hsu *et al*, 2006; Powers & Hopkins, 2005; Kitamura *et al.*, 2002; Grosse *et al.*, 1994).

Entre os programas de elementos finitos utilizados nos estudos anteriores, se destacam os programas ANSYS (Khong *et al*, 2009; Hsu *et al*, 2006) e ABAQUS (Shen *et al.*, 2011b, 2010a, 2010b e 2010c; Powers & Hopkins, 2005; Gupte, 2007), os quais recentemente vem sendo utilizados para propósitos de desenvolvimento e pesquisa em diferentes áreas do conhecimento.

Na área da engenharia de petróleo, têm sido reportados vários estudos de submodelagem em áreas como reservatórios de petróleo e estabilidade de poços, focados na avaliação de aspectos de engenharia de alta relevância na indústria do petróleo, tais como a predição do valor crítico da pressão de *drawdown* em poços de petróleo (Shen, 2011c), a integridade de revestimentos de poços devido à produção do reservatório e a sua compactação (Shen, 2010b, 2011b; Shen *et al.* 2012b), a determinação da janela operacional de um poço de petróleo e a otimização da sua trajetória (Shen *et al.* 2010a, 2012b).

b) Vantagens da Técnica de Submodelagem em Elementos Finitos

Segundo Shen *et al.* (2011b), uma análise global inicial de uma determinada estrutura usualmente permite identificar as áreas onde o campo de tensões *in situ* é considerado de interesse particular. A modelagem local posterior dessas áreas através de técnicas de submodelagem permite se focar nessas regiões de interesse. Portanto, a técnica de submodelagem proporciona um avanço na modelagem de áreas específicas sem a necessidade de ter de refinar a malha do *modelo global* e reanalisá-lo; consequentemente, o processo de submodelagem reduz custos de análises computacionais e fornece resultados detalhados em regiões locais pré-estabelecidas no *modelo global*. Durante o processo de análise, é tradicionalmente utilizada no *modelo global* uma malha de baixo a moderado nível de refinamento para obter uma solução em torno da região local de interesse, e posteriormente é utilizada nessa região uma malha com um nível de refinamento maior ao usado no *modelo global*.

Em resumo, dentre as principais vantagens do uso das técnicas de submodelagem, podem ser destacadas as seguintes:

- Possibilidade de se fazer uma análise mais detalhada em certa região do modelo global, através da criação de uma malha mais apropriada ou refinada na região de interesse, a qual produzirá resultados mais precisos.
- Menores tempos de simulação, comparado com análises onde o modelo global deveria ser altamente refinado.
- Inclusão, dentro dos modelos locais, de zonas que não foram consideradas no modelo global, como por exemplo, pequenas intercalações de anidrita dentro de uma camada de sal, assim como zonas de interface entre o sal e as rochas adjacentes, no caso de estruturas de sal (Dusseault *et al.*, 2004b).

c) O Principio de Saint Venant

Frequentemente, o principio de Saint Venant costuma ser considerado na técnica de submodelagem em elementos finitos (Shen *et al.*, 2012; Khong *et al.*, 2009; Hsu *et al.*, 2006). Na submodelagem, o tamanho da malha local é escolhido com base no anterior principio de Saint Venant, ou seja, as tensões no interior do modelo local tem que ser iguais às tensões nos pontos correspondentes da malha do *modelo global*.

Com o objetivo de ilustrar a técnica de submodelagem e o efeito do principio de Saint Venant sobre a distribuição de tensões final para três *submodelos* diferentes, Minnicino & Hopkins (2004) apresentam um exemplo ilustrativo onde é empregado um determinado *modelo global*, conforme apresentado na Figura 2.44. As linhas contínuas de cor preta nesse *modelo global* encontram-se enumeradas de 1 a 3. Essas linhas representam três possíveis contornos de muitos outros possíveis para definir modelos locais, onde posteriormente podem ser realizadas análises de submodelagem.

Nota-se na Figura 2.44 que em torno do contorno 2, encontram-se localizados vários símbolos "X". Esses símbolos representam os nós do *modelo global* a partir dos quais os deslocamentos nodais da solução global serão interpolados nos contornos do modelo local (salienta-se que não é necessário que a malha adotada no modelo local seja congruente com a malha utilizada no *modelo global*).



Figura 2.44 – *Modelo global* com três contornos possíveis para três *submodelos* (Minnicino & Hopkins, 2004).



Figura 2.45 – *Modelo global* com três contornos possíveis para três submodelos: (a) *modelo global*; (b) distribuição de tensões no *submodelo* de contorno 1; (c) distribuição de tensões no *submodelo* de contorno 2; (d) distribuição de tensões no *submodelo* de contorno 3 (Minnicino & Hopkins, 2004).

Na Figura 2.45 apresentam-se as distribuições de tensões em cada um dos três *submodelos* propostos no *modelo global* da Figura 2.44. Minnicino & Hopkins (2004) afirmam que nesta figura podem ser verificados erros na distribuição de tensões finais nesses *submodelos*, os quais aumentam na medida em que os contornos dos *submodelos* se aproximam na região afetada pela estrutura local. Acrescenta-se a isso que o anterior efeito é devido ao principio de Saint-Venant.

d) Estudos de Submodelagem no Programa Abaqus

Com respeito ao programa Abaqus, *Shen et al.* (2011b, 2012a) afirmam que o programa Abaqus fornece duas técnicas de submodelagem:

a) Submodelagem baseada em nós (Node-based submodeling).

b) Submodelagem baseada em superfície (Surface-based submodeling).

Na técnica de submodelagem baseada em superfície, o campo de tensões da solução obtida a partir do *modelo global* é interpolada nos pontos de integração que fazem parte da superfície do submodelo, ou seja, nos pontos de Gauss do seu contorno, enquanto que na técnica de submodelagem baseada em nós, o campo de deslocamento e/ou temperatura e poropressão obtidos na solução do *modelo global* são interpolados nos nós localizados no contorno do *submodelo*.

Adicionalmente, Shen *et al.* (2011b, 2012a) apresentam um fluxograma de submodelagem utilizando o programa Abaqus. Nesse procedimento é afirmado que quando for utilizada esta técnica é necessário garantir que o principio de Saint-Venant seja válido para o *submodelo*, pelo qual é necessário estabelecer cuidadosamente os contornos apropriados para o *submodelo* de interesse.

e) Panorama de Técnicas de Submodelagem na Área da Engenharia de Petróleo utilizando o Programa Abaqus

Shen *et al.* (2010a) apresentam resultados de uma modelagem numérica realizada no programa Abaqus. Nesse estudo é construído um *modelo global* que possui uma camada de sal inclinada 30 graus com respeito ao plano horizontal, como apresentado na Figura 2.46 (a) e (b).



Figura 2.46 – (a) geometria do modelo global; (b) componentes do modelo global (Adaptado de Shen *et al.*, 2010a)

Nesse modelo global é estabelecido um determinado estado de tensões *in situ* constituído pelo peso de uma lâmina de água no topo do modelo sobre um leito marinho (assemelhando condições de perfuração *offshore*), bem como pelo peso das camadas (o qual é causado pela ação da gravidade), e pela distribuição de pressão de poros nas formações porosas em torno do sal.

Esse estado de tensões *in situ* é posteriormente transferido para um submodelo de interesse através de técnicas de submodelagem disponíveis no programa Abaqus, onde a transferência de informação do modelo global para o submodelo é realizada através da interpolação da solução do modelo global sobre os contornos da malha do submodelo (Abaqus, 2009; Shen *et. al*, 2011b, 2012a).

O submodelo anterior encontra-se localizado na interface da base do sal com o reservatório de petróleo, tal como apresentado na Figura 2.46 (b) e na Figura 2.47 (a). Finalmente, é determinada numericamente o limite inferior da janela operacional na zona de interface.



Figura 2.47 – (a) geometria do submodelo na interface do sal com o reservatório de petróleo; (b) malha entorno do poço de petróleo (Shen *et al.,* 2010a).

Shen (2010b) apresenta resultados de uma modelagem numérica realizada em Abaqus, Na anterior modelagem é avaliada a integridade de um revestimento através de técnicas de submodelagem devido a uma eventual subsidência das formações do *overburden* por causa da redução da pressão de poros em um reservatório de petróleo. O modelo global adotado nesse estudo é apresentado na Figura 2.48 (a), o qual possui um reservatório no seu interior (Figura 2.48 (b)).



Figura 2.48 – (a) geometria do modelo global; (b) localização do reservatório no modelo global (zona em vermelho), (Adaptado de Shen, 2010b).

Nesse modelo global foi estabelecida a trajetória de um poço de petróleo desde o topo do modelo até o reservatório de petróleo; posteriormente, foi realizado um estudo de submodelagem em um intervalo dessa trajetória para estudar a deformação do revestimento com a produção do petróleo no reservatório. A geometria do submodelo utilizado apresenta-se na Figura 2.49 (a).



Figura 2.49 – (a) geometria do submodelo; (b) pressão aplicada na superfície interna do revestimento que encontra-se localizado no submodelo (Adaptado de Shen, 2010b).

Shen et al. (2010c) apresentam resultados de uma modelagem numérica realizada no programa Abaqus na qual, através de técnicas de submodelagem disponíveis no programa Abaqus, é realizada uma análise de estabilidade de poços, onde numericamente é estabelecida a janela operacional de um poço de petróleo em areias não consolidadas com baixa coesão. A geometria desse submodelo é apresentada na Figura 2.50.



Figura 2.50 - Geometria do submodelo (Shen et al., 2010c)

Shen (2011b) apresenta resultados de uma modelagem numérica na qual são aplicadas técnicas de submodelagem para avaliar a integridade do revestimento. A anterior avaliação é realizada através de um submodelo localizado na zona de interface entre base da estrutura de sal e o reservatório, o qual se encontra localizado na formação inferior ao sal (Figura 2.52 (a)). O submodelo possui uma seção de revestimento e um anel de cimento no seu interior, como apresentado na Figura 2.52 (b). As tensões foram transferidas de um modelo global (Figura 2.51) para o anterior submodelo através de uma técnica de submodelagem fornecida pelo programa Abaqus.



Figura 2.51 – Geometria do modelo global (Shen, 2011b).



Figura 2.52 – (a) geometria do submodelo; (b) ilustração do revestimento e do cimento (Adaptado de Shen, 2011b).

Shen (2011c) apresenta resultados de uma modelagem numérica no programa Abaqus onde, através de técnicas de submodelagem, é predito o valor crítico de pressão de *drawdown* em dois poços com completação diferente, um deles com completação de poço aberto, e o segundo completado com revestimento. O modelo global adotado neste estudo corresponde ao modelo apresentado anteriormente na Figura 2.48 (a). A localização dos poços nesse

modelo global é apresentada na Figura 2.53, enquanto que a geometria dos submodelos criados em determinadas seções desses poços é apresentada na Figura 2.54:



Figura 2.53 – Localização dos dois poços em estudo dentro do modelo global (Shen, 2011c)



Figura 2.54 – (a) Submodelo empregado no Poço 1, correspondente a uma seção do reservatório com espessura de 0,5 m e diâmetro de 7 m; (b) submodelo empregado no Poço 2, correspondente a uma seção do reservatório com espessura de 0,5 pés e diâmetro de 7m, com 8 tiros por pé no revestimento (Shen, 2011c).

Shen (2012b) realiza uma modelagem numérica no programa Abaqus na qual, através de técnicas de submodelagem, são transferidas tensões *in situ* de um modelo global (que possui um reservatório de petróleo) para um submodelo de interesse. Nesse estudo foram identificadas as seções da trajetória de um poço de petróleo que possuíam um alto potencial de distorção do revestimento. Tal identificação foi realizada a partir da distribuição de tensões *in situ* na trajetória de um poço de petróleo antes da perfuração e depois de um determinado tempo de produção de petróleo no reservatório. Uma vez identificados esses pontos críticos na trajetória do poço, são criados submodelos nesses pontos e estabelecidas nos mesmos as tensões *in situ* (Figura 2.55), com o objetivo de predizer posteriormente as deformações elastoplásticas no revestimento dentro do submodelo (Figura 2.56).



Figura 2.55 – Aspecto e distribuição de tensões no submodelo (Shen *et al.,* 2b)





Figura 2.56 – Distribuição das deformações plásticas dentro do revestimento (Shen *et al.,* 2012b)