

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE EVAPORITOS

Freddy Mackay¹ (PUC-Rio / Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo), Fabrício Vieira Cunha Botelho² (PUC-Rio / Petrobras – Petróleo Brasileiro S. A.), Nelson Inoue³ (PUC-Rio / GTEP), Sérgio Augusto Barreto da Fontoura⁴ (PUC-Rio / GTEP)

¹Rua Marquês de São Vicente, 225 - Edifício Padre Leonel Franca, 6º andar. Gávea, Rio de Janeiro, RJ, Brasil - CEP: 22453-900, mackay@gtep.civ.puc-rio.br

²Av. Elias Agostinho, 665. Prédio 211 – Imbetiba. Macaé – RJ - Brasil CEP 27913-350, fabriciobotelho@petrobras.com.br

³Idem ¹, inoue@gtep.civ.puc-rio.br

⁴Idem ¹, fontoura@civ.puc-rio.br

Na próxima década uma parte considerável da exploração de petróleo será realizada em bacias dominadas por estruturas salinas. Sal também chamado de rocha evaporito é encontrado em muitas bacias de hidrocarbonetos no mundo. Existem depósitos significativos no golfo do México, nas costas leste do Brasil e oeste da África, no sul do Mar do Norte e no Oriente médio. A Bacia de Santos, uma das bacias mais promissoras do Brasil, recentemente teve o descobrimento de petróleo leve de 30° API (Instituto Americano de Petróleo), este reservatório de alta produtividade está situado embaixo de uma camada de sal de dois mil metros de espessura. Os evaporitos são sedimentos formados a partir de minerais dissolvidos em água, os mais comuns são: halita, gipsita e anidrita. Estes são encontrados em áreas que passaram por um tempo geológico de alta evaporação ou precipitação. Os evaporitos em geral têm a estrutura de um domo, formado quando uma camada espessa de sal encontrada no fundo começa a atravessar verticalmente as camadas superiores, cujo processo demora milhões de anos. A presença de estruturas salinas leva a condições favoráveis para o aprisionamento dos hidrocarbonetos, aumentando a probabilidade de sucesso na prospecção de óleo e gás, sendo assim, uma rocha selante de hidrocarbonetos por excelência. Na perfuração de poços de petróleo em zonas de sal, o principal problema é o fechamento do poço ou mais conhecido como “squeeze”, este fenômeno provoca o aprisionamento da coluna de perfuração. A causa é o comportamento do evaporito definido com um modelo *creep* ou de fluência. O modelo *creep* é o termo usado na bibliografia para definir a tendência que um material tem para movimentar-se ou deformar-se permanentemente para aliviar as tensões. As deformações acontecem quando o material é sujeito a níveis de tensões prolongados, menores aos da tensão de ruptura. Neste sentido foi escolhida uma ferramenta numérica para simular o comportamento de um poço de petróleo em uma camada de sal e os efeitos que este terá devido às tensões induzidas pela sobrecarga dos estratos superiores e pela pressão do fluido de perfuração. Esta ferramenta é o ABAQUS, um programa de elementos finitos em 3D (três dimensões). O objetivo deste trabalho é determinar o efeito da fluência (*creep*) na zona de sal durante e depois da perfuração do poço, através da simulação numérica no programa de elementos finitos ABAQUS.

evaporito, fluência, elementos finitos.

1. INTRODUÇÃO

Entre as regiões afastadas da costa, as Bacias de Campos e de Santos, localizadas no Sudeste do Brasil, estão recebendo uma considerável atenção pela indústria do petróleo por se destacarem em relação à exploração e exploração de hidrocarbonetos. A Bacia de Campos é responsável por mais de 80% da produção nacional e a Bacia de Santos possui uma enorme perspectiva de crescimento devido a novas descobertas petrolíferas que acontecem com frequência. Por exemplo, dia 04 de outubro de 2006, a Petrobras confirmou a descoberta de petróleo leve de 30° API pelo teste do poço 1-RJS-628A encontrando reservatório de alta produtividade, situado abaixo de uma camada de sal de dois mil metros de espessura (“pré-sal”). A presença de estruturas salinas nestas bacias forma condições favoráveis para o aprisionamento dos hidrocarbonetos, aumentando a probabilidade de sucesso na prospecção de óleo e gás. Sendo assim, o evaporito é uma rocha selante de hidrocarbonetos por excelência. Por outro lado, muitos problemas operacionais como o aprisionamento de coluna de perfuração e o colapso do poço têm sido registrados pela indústria do petróleo quando se está perfurando através de espessas camadas de sal. Além disso, a deformação de sedimentos adjacentes do sal, combinado com as tensões de perturbações causadas pela presença do sal traz normalmente um risco na zona de transição, tais como a instabilidade do poço ou problemas de perda de circulação. Estes contratempos criam grandes desafios e geram oportunidade de evolução da Indústria do Petróleo. Sendo assim, a complexidade destes corpos salinos e os profundos reservatórios requerem não somente altos custos de desenvolvimento, mas também uma tecnologia inovadora para alcançar os campos de produção, sendo necessária à utilização de procedimentos especiais para

perfuração através de evaporitos. Um exemplo desta particularidade foi estudado por Willson & Fredrich em 2005. Estes autores apresentaram e mostraram como incertezas perto e através do sal podem ser incluídas no projeto geomecânico do poço e no peso da lama necessário para a perfuração.

O objetivo deste trabalho é analisar o comportamento de fluência do sal num poço de sal com e sem a interação do peso do fluido de perfuração. Esta avaliação é feita por meio de simulação numérica por elementos finitos no programa ABAQUS.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Evaporito é uma rocha sedimentar que apresenta camadas de minerais salinos, sendo o principal a halita, estes são depositados diretamente de salmouras em condições de forte evaporação e precipitação de bacias de sedimentação restritas, quentes e subsidentes. Tais depósitos de sais podem ser de origem continental ou marinha onde há aporte periódico de água salgada. O principal ambiente de formação corresponde ao de lagunas em climas tropicais com forte e contínua evaporação, acompanhadas de afluxo sistemático ou intermitente de água salgada do mar e com pouco ou nenhum aporte de sedimentos clásticos. A precipitação do sal acontece quando o soluto atinge o ponto de saturação salina daquele componente. Desta maneira a deposição de camadas salinas ocorre em uma sequência ou sucessão de salinização progressiva da bacia de deposição, dos sais menos solúveis para os mais solúveis; por exemplo, gipsita e anidrita nas camadas inferiores, halita, silvita e carnalita nas camadas superiores. Os evaporitos são encontrados em várias bacias de hidrocarbonetos ao redor do mundo, como pode ser visualizado na Figura 1. Existem depósitos significantes nas águas profundas do golfo do México e em regiões “*offshore*” do oeste da África e leste do Brasil, no Sul do Mar do Norte, Egito e Oriente Médio.

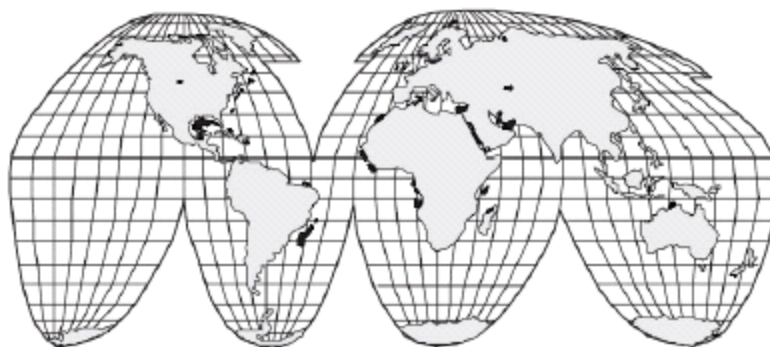


Figura 1. Maiores depósitos globais de evaporitos estão indicadas pelas áreas escurecidas (Modificado - Willson & Fredrich, 2005).

Oliveira et al. (1985), estudaram os aspectos geológicos das rochas salinas principalmente na Bacia de Campos. De acordo com este trabalho a formação dos evaporitos no Brasil ocorreu à cerca de 135 milhões de anos, ou seja, no Cretáceo Inferior. O processo de separação continental deu origem a golfos, anteriores a separação total (mar aberto), ao longo de toda costa atual, o que propiciou condições de restrição do fluxo de água do mar. Todo este processo associado a condições ambientais como clima seco e quente, ventilação, evaporação, alimentações da fonte de água e restrição morfológica foram favoráveis para formação de depósitos evaporíticos no litoral brasileiro. Segundo um modelo proposto, o movimento de ascensão de corpos salinos chamado de halocinese, originados em depósitos evaporíticos foi local, dentro de cada uma das lagunas, ao longo da bacia. Tal fenômeno pode penetrar e deformar as camadas de rochas mais densas acima do sal e produzir estruturas dômicas. À medida que se prosseguia a separação continental, a condição do ambiente deixou de ser restrito, dando-se início a depósitos de sedimentos em mar aberto. As regiões “*offshore*” das Bacias de Santos e Campos fornecem complexos exemplos de estruturas salinas. A sísmica estratigráfica e o tectonismo nestas áreas são particularmente bem conhecidos, como resultados de algumas décadas de exploração de hidrocarbonetos. Estas bacias sedimentares foram estudadas por Chang et al. (1992) e formaram-se na Era Mesozóica. O campo de Marlim, na Bacia de Campos, por exemplo, é um campo de óleo gigante onde possuía originalmente um volume armazenado de aproximadamente 10 bilhões de barris de óleo, se tornando o maior campo de petróleo afastado da costa conhecido no mundo. O estudo das estruturas diapíricas em rochas salinas é muito importante porque o evaporito é um ótimo material selante, propiciando a acumulação de petróleo. A seção sísmica da Figura 2 representa a halocinese, ou seja, a ascensão do corpo salino. Por outro lado, estas estruturas próximas ao diápiro são complexas. Isto porque ocorre a penetração e deformação das camadas de rochas mais densas acima das estruturas dômicas. A consequência disto é a formação de zonas de intenso cisalhamento ao redor do domo salino, regiões fraturadas e com falhas acima dele, como pode ser visualizado na Figura 3. Esses são alguns dos

fatores que dificultam a perfuração na vizinhança do sal. Vale a pena ressaltar que, segundo Kupfer (1974), na zona de cisalhamento, o sal pode ser incorporado de 5% até 50% de materiais externos, principalmente argilas.

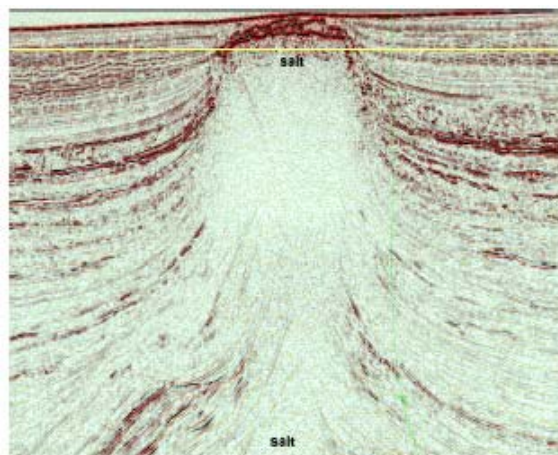


Figura 2. Seção sísmica do diáporo
(Modificado - Willson & Fredrich, 2005).

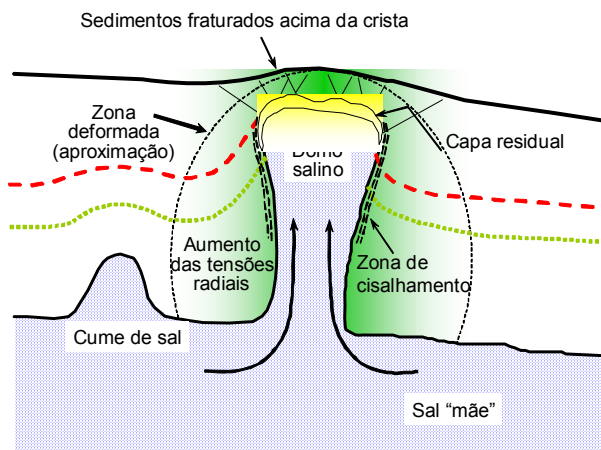


Figura 3. Regiões de influência do domo salino
(Modificado - Dusseault, M. B., 2005).

3. CASO DE ESTUDO

Simulou-se o caso da perfuração de um poço de petróleo de 0,216 m (8½") de diâmetro numa seção em 2D (duas dimensões), situada na camada de sal. A profundidade de estudo é de 2700 m abaixo do nível do mar. As seguintes características foram consideradas (Tabela 1):

Tabela 1. Estratigrafia do caso de estudo.

Tipo de material	Densidade	Profundidade
Lamina de água	1027 kg/m ³	0 m a -500 m
Outros estratos	1 psi/ft = 2306,66 kg/m ³	-500 m a -2500 m
Estrato de sal	2160 kg/m ³	-2500 m a -3000 m

Para repassar as tensões à seção do poço na simulação numérica, as camadas superiores foram definidas em três regiões, a primeira é a lamina de água com sua respectiva densidade e espessura. A segunda região representa as camadas localizadas acima do estrato de sal, estas foram denominadas de "outros estratos" isto para simplificar o trabalho de repasse de tensões ao estrato de sal, estas camadas tem uma densidade média de 1 (psi/ft), este valor é aceito como o ideal para simular o gradiente de sobrecarga na indústria de petróleo. Por ultimo o estrato de sal. É importante sinalizar que a profundidade de estudo é de -2700 m.

4. COMPORTAMENTO DO POÇO DE SAL

Para estudar o comportamento do poço de sal o estudo se baseia no estado de deformação plana, a malha foi construída em 2D. As tensões e os deslocamentos foram analisados sem e com fluido de perfuração. O estrato de sal foi modelado considerando o comportamento de fluência (*creep*).

4.1 Métodos Numéricos para Análise das Tensões e Deformações

Os métodos numéricos para a análise de tensões geradas por escavações, ou perfurações como neste caso, em mecânica das rochas podem ser divididos em duas classes. Os métodos de contorno, em que só o limite da perfuração é dividido em elementos e o interior do maciço rochoso é representado matematicamente como uma série infinita. Já os métodos de domínio dividem o interior do maciço rochoso em elementos geometricamente simples, cada um com suas respectivas propriedades. O comportamento coletivo e a interação destes elementos simplificados modelam o comportamento total mais complexo do maciço rochoso. Elementos finitos e diferenças finitas são técnicas de domínio que tratam o maciço rochoso como um meio contínuo. O método dos elementos distintos é também um método de domínio que modela cada bloco individual de rocha como um elemento único. Estas duas classes de análise podem ser combinadas na forma de modelos híbridos para aumentar ao máximo as vantagens e reduzir as desvantagens de cada método. É possível fazer algumas observações gerais sobre os dois tipos de aproximações discutidos acima. Nos métodos de domínio, uma quantia

significativa de esforços é requerida para criar o arquivo de dados (pré-processamento), inclusive gerar a malha que é usada para dividir o maciço rochoso em elementos. No caso de modelos complexos, como aqueles que exigem muitas aberturas, a geração da malha pode se tornar complicada. A disponibilidade de programas de pré-processamento e geradores de malha otimizados faz esta tarefa muito mais simples do que quando a entrada de dados e a geração de malha eram simplesmente manual. Em contraste, os métodos de contorno requerem que somente o limite de escavação seja discretizado e o maciço rochoso circundante seja tratado como um meio contínuo infinito. Estes métodos são bem mais limitados em termos de modelos constitutivos disponíveis para definir o comportamento do maciço rochoso.

Para realizar esta experiência foi utilizado o método dos elementos finitos através do programa ABAQUS.

4.2 Explicação Geral do Procedimento de Simulação Numérica

Para simular o comportamento de fluência no poço de sal construiu-se uma malha de elementos finitos em 2D. Esta malha tem a principal característica de discretizar $\frac{1}{4}$ das dimensões totais, o tamanho da malha é de 20 vezes o raio, como o raio é 0,108 m ($4\frac{1}{4}$ "), $20 \times r$ é igual a 2,16 m, as dimensões da malha são de 2,16 m * 2,16 m. O motivo pelo qual se adota 20 vezes o raio é que nesta distancia as tensões induzidas pela perfuração são as mesmas que as tensões in situ, este fato foi verificado através de anteriores simulações no programa ABAQUS, e assim se adotou este tamanho de malha. A seguir na Figura 4 se mostra a malha de elementos finitos para a simulação da perfuração do poço e na Figura 5 pode ser visto o zoom, isto com o objetivo de mostrar o tipo de elementos que foram usados no poço.

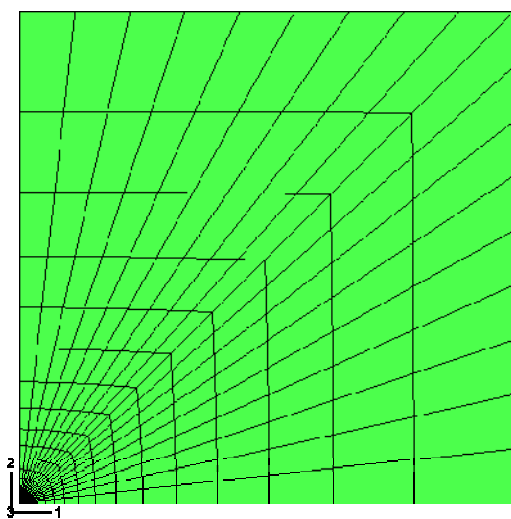


Figura 4. Malha de elementos finitos.

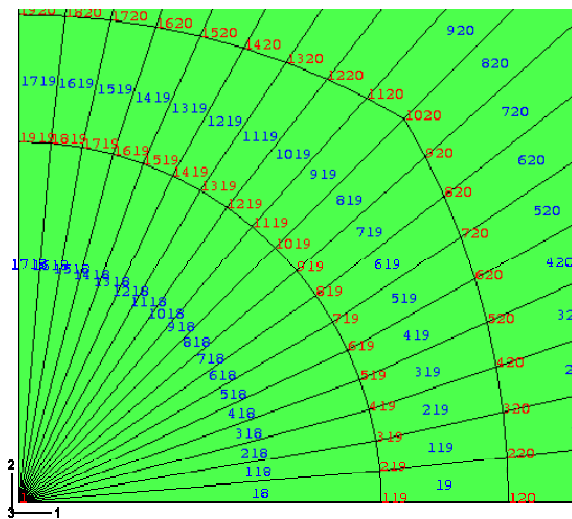


Figura 5. Zoom da malha na região do poço.

Através destas figuras pode-se observar que foram utilizados dois tipos de elementos finitos para simular o estrato de sal. Na zona a perfurar, ou seja, do centro do poço até o perímetro do poço (ver Figura 5) foram utilizados elementos finitos triangulares lineares de 3 nós e no resto da malha foram utilizados elementos quadriláteros bi lineares de 4 nós, o tipo de análise é de deformação plana como dito anteriormente. Os eixos estão representados pelos números 1, 2 e 3 equivalentes a x, y e z. Nos nós do extremo esquerdo e da parte inferior da malha foram impedidos os deslocamentos nas direções 1 e 2 respectivamente para simular a reciprocidade da malha e assim o poço de sal como um todo. Para o cálculo das tensões in situ se considerou o caso isotrópico do material. Na Tabela 2 se mostra os valores do cálculo de tensões até a profundidade de estudo de 2700 m abaixo do nível do mar:

Tabela 2. Tensões de Sobrecarga (σ_z) na direção 3.

Estrato	Profundidade	Densidade	Tensão
Água de mar	0 a -500 m	1027 kg/m ³	5,03 MPa
Outros estratos	-500 m a -2500 m	2307 kg/m ³	45,24 MPa
Estrato de sal	-2500 m a -2700 m	2160 kg/m ³	4,24 MPa
Total σ_z			54,51 MPa

As tensões in situ nas direções 1 e 2 aplicadas a seção de estudo tem o mesmo valor que a tensão vertical σ_z , apresentada na Tabela 2. Isto porque foi idealizado um caso isotrópico de tensões, então as tensões nas direções 1, 2 e 3 numa determinada profundidade seriam iguais ($\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z$). Assim como foi citado anteriormente o sal

tem o comportamento de fluência ou também conhecido como *creep*. Para simular este comportamento se utilizou o modelo “Power-law model” do ABAQUS. A simulação do *creep* no ABAQUS precisa de duas fases: a fase elástica e fase do *creep*. Os dados da fase elástica se mostram a seguir na Tabela 3 e foram obtidos das experiências de Costa et al. (2005), isto idealizando que o estrato de sal é só halita, premissa que também foi aceita nesta simulação.

Tabela 3. Propriedades elásticas da seção de sal.

E	ν
$2,04 \cdot 10^4$ MPa	0,36

Respeito à fase do *creep*. A seguir se mostra a Equação 1, do modelo “Power-law model” utilizado no ABAQUS:

$$\dot{\epsilon}^{cr} = A \cdot \tilde{q}^n \cdot t^m \quad (1)$$

Onde:

$\dot{\epsilon}^{cr}$ = taxa de deformação de *creep*.

$\tilde{q}$ = tensão desviadora.

t = tempo total.

A, n e m = parâmetros inseridos pelo usuário no programa ABAQUS.

Para obter uma aproximação nos parâmetros A , n e m foi realizada uma calibração a partir da curva deformação vs tempo do trabalho de Costa et al. (2005). A simulação foi dividida em três etapas ou “steps”, o primeiro *step* se refere ao carregamento das tensões in situ. O segundo *step* é a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço, isto simula a perfuração do poço, neste mesmo *step* é simulada a resposta elástica e a introdução das tensões do fluido de perfuração. Na Tabela 4 apresentam-se os valores equivalentes de tensões para cada peso de fluido de perfuração:

Tabela 4. Tensões do fluido de perfuração no poço para a profundidade de estudo de 2700 m (8858,3 ft).

Peso do fluido de perfuração	Tensão do fluido de perfuração
9 ppg = 0,47 psi/ft	4163,4 psi = 28,7 MPa
9,5 ppg = 0,49 psi/ft	4340,57 psi = 29,9 MPa
10 ppg = 0,52 psi/ft	4606,32 psi = 31,8 MPa
10,5 ppg = 0,54 psi/ft	4783,48 psi = 32,9 MPa
11 ppg = 0,57 psi/ft	5049,23 psi = 34,8 MPa
11,5 ppg = 0,60 psi/ft	5314,98 psi = 36,6 MPa
12 ppg = 0,62 psi/ft	5492,15 psi = 37,9 MPa
12,5 ppg = 0,65 psi/ft	5757,9 psi = 39,7 MPa
13 ppg = 0,67 psi/ft	5935,06 psi = 40,9 MPa

No terceiro *step* finalmente se ativa a fase do *creep*.

Depois de terem sido completadas os *steps* procedem-se finalmente a realização do cálculo das variáveis a serem analisadas.

4.3 Validação do uso do Programa ABAQUS

Para realizar a validação do programa ABAQUS se utilizaram as formulações do Bradley (1979) considerando que não ocorram deformações ao longo do eixo do poço, isto é, adotando a hipótese de estado plano de deformação, no ABAQUS foi só utilizado a fase elástica de análise do programa e os elementos analisados são aqueles localizados ao longo do eixo 1 (ver Figura 4, para observar os elementos). A seguir as equações de Bradley utilizadas nesta validação:

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \right) \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + p_w \frac{a^2}{r^2} \quad (2)$$

$$\sigma_{\theta} = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \right) \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} \right) \sin 2\theta - p_w \frac{a^2}{r^2} \quad (3)$$

Onde:

σ_r = tensão normal efetiva na direção radial.

σ_x = tensão in situ na direção x.

σ_y = tensão in situ na direção y.

a = raio do poço.

r = distância radial a partir do eixo do poço.

θ = Ângulo medido no sentido anti-horário, no plano x-y, a partir do eixo x.

σ_{θ} = tensão normal efetiva na direção tangencial.

p_w = tensão respeito ao peso de fluido de perfuração.

A Figura 6 apresenta os resultados do ABAQUS vs os resultados das equações de Bradley (1979):

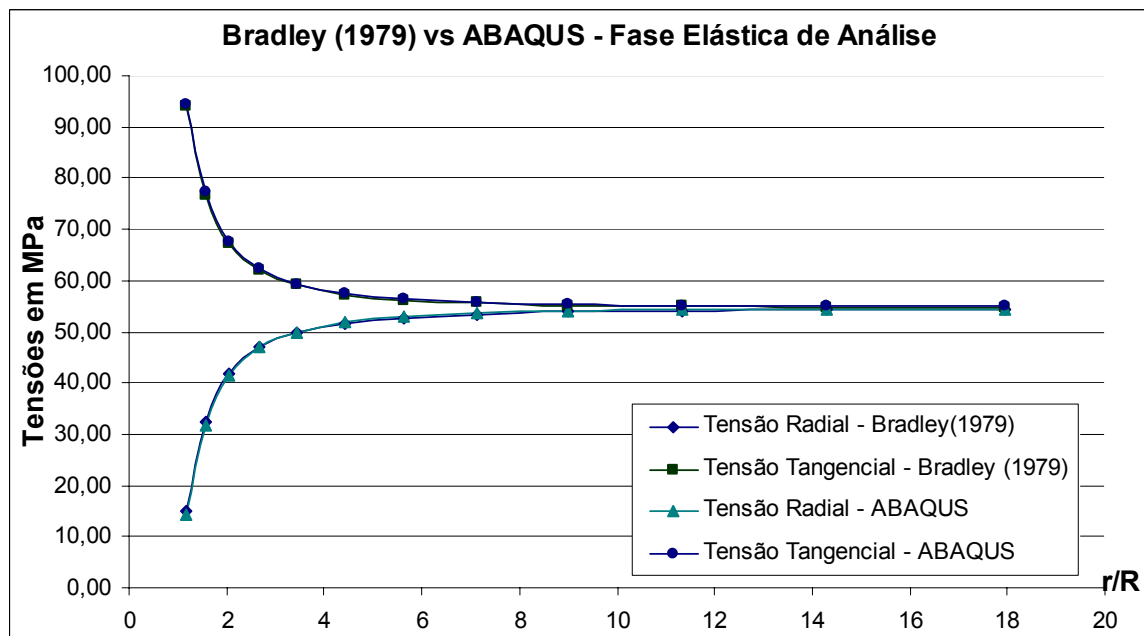


Figura 6. Bradley (1979) vs. ABAQUS – Fase Elástica de análise.

Pode-se observar neste gráfico que tanto os valores das tensões radiais e tangenciais do Bradley (1979) coincidem com os do ABAQUS, pelo qual o ABAQUS é aceito para continuar com este estudo de simulação numérica em elementos finitos. Neste gráfico r é igual a posição do ponto de integração e R é o raio do poço. Vale a pena ressaltar que os pontos de integração têm um ângulo de $2,5^\circ$ com respeito ao eixo 1.

5. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO NO ABAQUS

A seguir são apresentadas as Figuras 7 e 8 que mostram os resultados desta experiência com o ABAQUS. Na Figura 7 foi analisado o fechamento do poço ao longo do tempo, o nó em estudo é o nó 119 (ver a Figura 5, para ver o nó 119), este nó está localizado no perímetro do poço sobre o eixo 1, é dizer forma um ângulo de 0° com este eixo. Nesta mesma figura se mostra a disposição das curvas para cada peso de fluido de perfuração. Foi analisada uma faixa de pesos do fluido de perfuração de 9 a 13 ppg. Depois de ver a Figura 7 pode ser apreciado que um menor peso de fluido de perfuração provoca um maior fechamento do poço e que um maior peso de fluido de perfuração provoca um menor fechamento, então pode se dizer que a um maior peso de fluido de perfuração, maior será a pressão de suporte na face do poço, porém o fechamento do poço será menor.

Na Figura 8 é apresentado um gráfico com curvas de tensões ao longo do eixo 1 (ver a Figura 4, para ver a disposição dos elementos) desde o centro do poço até 20 vezes o raio, os pontos de integração destes elementos estão localizados aproximadamente no centro de cada um dos elementos, estes pontos formam aproximadamente

um ângulo de $2,5^\circ$ com o eixo 1, os valores das tensões foram obtidas de cada um dos elementos através dos pontos de integração. As curvas das tensões radial e tangencial na fase elástica representam o estado de tensões no sal ao longo do eixo 1, quando foram desativados os elementos finitos triangulares que compõem o poço (simulação da perfuração) e quando é simulada a resposta elástica, isto para um fluido de perfuração de 0 ppg. É dizer neste caso se analisaram o estado de tensões sem a pressão resultante do peso de fluido de perfuração na face do poço de sal.

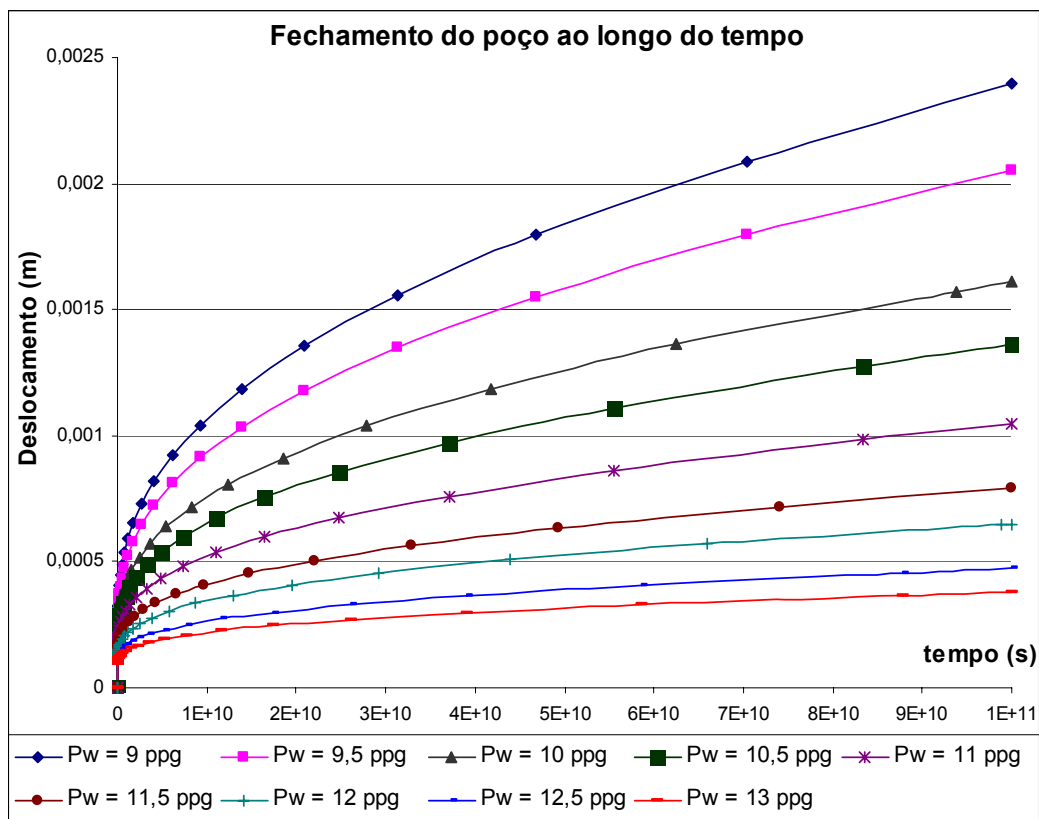


Figura 7. Fechamento do poço ao longo do tempo.

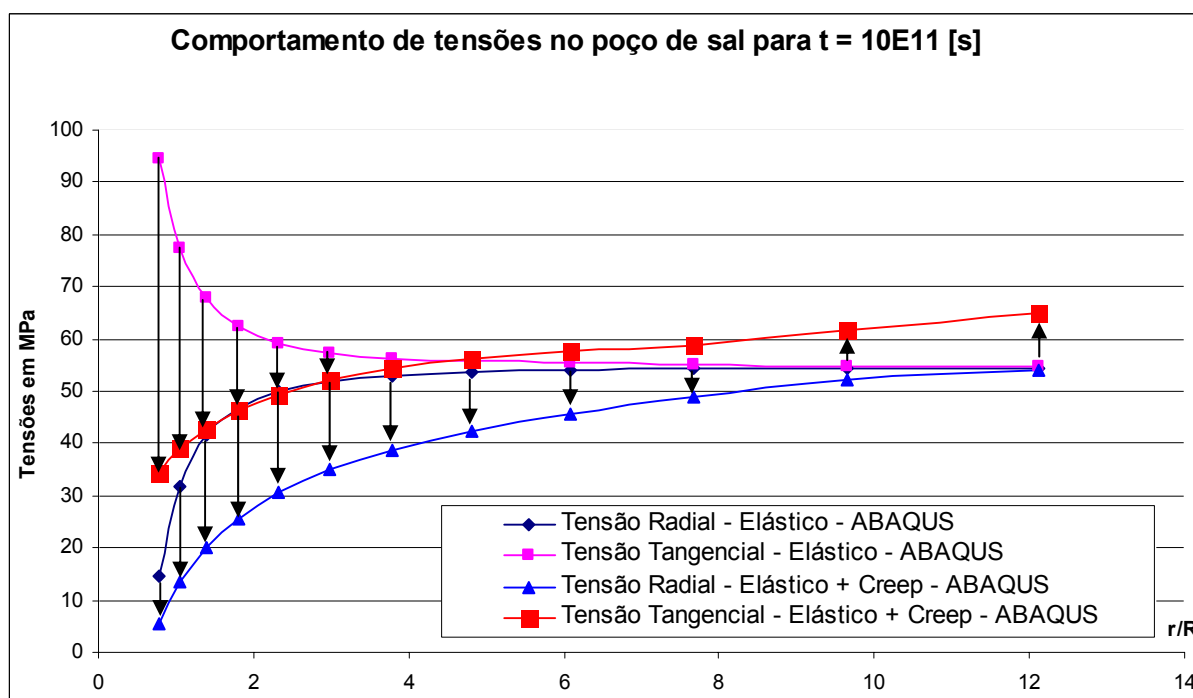


Figura 8. Fechamento do poço ao longo do tempo, para $P_w = 0$ ppg.

Continuando com a análise da Figura 8 pode-se observar as curvas das tensões radial e tangencial na fase do elástico + creep. Estas duas curvas representam o estado de tensões no sal ao longo do eixo 1 depois de terem sido analisados a fase elástica e a fase do creep, os valores das tensões da fase elástica+creep representam o tempo final de 10E11 s do análise. Também na Figura 8 foram desenhadas setas, estas setas representam a trajetória de tensões ao longo do tempo em cada elemento o início da seta representa o começo do creep e a ponta da seta o final do creep. Analisando só as curvas das tensões tangenciais na fase elástica e na fase elástica+creep é observado que ate mais ou menos 5 vezes o raio do poço os valores das tensões decrescem ao longo do tempo analisado, e depois de 5 vezes o raio estas aumentam. Este fenômeno também acontece nas curvas de tensões radiais desde o perímetro do poço ate 12 vezes o raio. Então pode-se dizer que as tensões ao longo do tempo diminuem.

6. CONCLUSÕES

É necessário entender que ao realizar uma análise em um programa de elementos finitos como o ABAQUS surgem novos desafios: a modelagem, o aumento no tempo de cálculo por requerer uma malha mais refinada, a dificuldade no entendimento do programa no momento dos erros, a correta interpretação dos resultados, a melhor forma de apresentar os resultados, e outros ainda próprios de um trabalho de pesquisa.

O ABAQUS é um programa que satisfaz as expectativas do usuário, no entanto é necessária uma boa experiência já que é necessário ter um bom conhecimento de elementos finitos, o modelo a utilizar e programação computacional.

Um dos principais parâmetros para uma correta simulação numérica no caso do poço de sal, é contar com os dados de ensaios de creep em corpos de prova de sal. Isto também é para ter uma boa calibração dos valores na curva de creep, que depois serão inseridos no ABAQUS. Os parâmetros nesta experiência foram obtidos de uma curva deformação vs tempo do trabalho de Costa et al. (2005).

Foi possível simular o comportamento creep do estrato de sal nos estágios: inicial e secundário.

Nesta simulação foi analisado o fechamento do poço ao longo do tempo (ver figura 7), levando em conta os diferentes pesos do fluido de perfuração, foi apreciado que um menor peso de fluido de perfuração provoca um maior fechamento do poço e que um maior peso de fluido de perfuração provoca um menor fechamento. Portanto a um maior peso de fluido de perfuração, maior será a pressão de suporte na face do poço, assim o fechamento do poço será menor. De tal modo se terá um maior tempo na descida do revestimento num poço de sal quando o peso de fluido de perfuração seja elevado, já que o “squeeze” é um comportamento intrínseco do poço de sal.

Foram analisadas (ver Figura 8) as curvas das tensões tangenciais na fase elástica e na fase elástica+creep é observado que até mais ou menos 5 vezes o raio do poço os valores das tensões tangenciais decrescem ao longo do tempo analisado, e depois de 5 vezes o raio estas aumentam. Este fenômeno também acontece nas curvas de tensões radiais desde o perímetro do poço ate 12 vezes o raio. Então pode-se dizer que as tensões ao longo do tempo diminuem.

O peso de fluido de perfuração foi analisado como não penetrante, no futuro seria interessante analisar o efeito químico-hidromecânico no poço de sal, é dizer avaliar os distintos tipos de fluidos de perfuração (base óleo, água, etc.). Também para futuras pesquisas seria interessante ver o efeito da interação com outros estratos quando é perfurado o poço de sal.

7. AGRADECIMENTOS

Os autores deste trabalho agradecem ao CNPq, GTEP/PUC-Rio e Petrobras – Petróleo Brasileiro S. A.

8. REFERÊNCIAS

- CHANG, H.K. KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics** 213, p 97-138, October 1992.
- COSTA, A. M.; POIATE JR., E.; FALCÃO, J. L. & COELHO L. F. M. Triaxial Creep Tests in Salt Applied in Drilling Through Thick Salt Layers in Campos Basin – Brazil. **IADC/SPE 92629**. February 2005.
- DOWLING, N. E. **Mechanical Behavior of Materials. Engineering Methods for Deformation, Fracture, and Fatigue**. Second Editon, 1999.
- DUSSEAULT, M. B. **Alaska Rocks Course on Earth Stresses and Drilling Rock Mechanics - Module H - Stresses and Drilling in and Around Salt Structures**. University of Waterloo and Geomec a.s., 2005.
- KUPFER, D.H. Boundary shear zones in salt rocks. **IV Symp. Salt**, Houston, USA.1974, p215-225.
- MEDEIROS, F. A. S. **Análise do Comportamento de Colunas de Revestimento Frente à Movimentação do Sal em Poços de Petróleo**. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio, 1999.

- MUNSON, D. E.; DEVRIES, K. L. Development and Validation of a Predictive Technology for Creep Closure of Underground Rooms in Salt. **Seventh International Congress on Rock Mechanics**. Vol 1, pp 127-134, Aachen/Deutschland, 1991.
- OLIVEIRA, J. E.; IDAGAWA, L. S.; NOGUEIRA, E. C. **Evaporitos na Bacia de Campos, Aspectos Geológicos e Problemas de Perfuração**, PETROBRAS/CENPES-475, 1985.
- POIATE JR., E.; COSTA A. M & FALCÃO J. L. Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin – Brazil. **IADC/SPE 99161**. February 2006.
- WILLSON, S. M. & FREDRICH J. T. Geomechanics Considerations for Through an Near Salt Well Design, **SPE 95621**, October 2005.

ANALYSIS OF THE BEHAVIOR OF EVAPORITES

In the next decade a considerable part of the exploration of petroleum will be done in basins dominated by saline structures. Salt also called evaporite is a rock found in many hydrocarbon basins in the world. Important salt deposits exist in the gulf of Mexico, in the east of Brazil, west of Africa, in the south of the North Sea and in the Middle East. Santos basin is one of the most prolific basins of Brazil, recently it was discovered light oil 30° API. This reservoir of high productivity is located below a 2000 m layer of salt. Evaporites are sediments formed by evaporation of water that contain dissolved minerals, the most common of these minerals are: halite, gypsum and anhydrite. They are found in areas that went by a geological time of high evaporation or precipitation. Evaporites in general have the structure of a dome, formed when a thick layer of salt found in the bottom begins to crossover superior layers vertically; this process takes millions of years and is called halokinesis. The presence of saline structures in petroleum exploration increases the possibility of finding petroleum, because saline structures are excellent petroleum traps. While drilling in salt zones, the major problem is the closing of the oil well this phenomenon is also known as "squeeze", and provokes stuck pipe. The salt behavior is defined in rock mechanics as creep. The creep model is the term used in the bibliography to define the tendency of a material to move or to deform permanently to relieve the stress. Deformations occur when the material is subjected to continuous levels of stress, minor to rupture. In this way a numeric tool was chosen to simulate the behavior of an oil well in a salt layer, to verify the effects that this will have due to the tensions induced by the overload of the superior strata and for the pressure of the perforating fluid. This tool is ABAQUS, a program of finite elements in 3D. The main purpose of this work is to determine the effect of creep in salt oil wells through and after drilling, through numeric simulation in the program of finite elements ABAQUS.

evaporites, creep, finite elements

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.