

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação numérica da integridade de colunas de revestimento de poços de petróleo em zonas de fluência viscoelástica provocada por rochas salinas

AUTORES:

João Paulo Araújo Correia, João Paulo Lima Santos

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas - UFAL

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

AVALIAÇÃO NUMÉRICA DA INTEGRIDADE DE COLUNAS DE REVESTIMENTO DE POÇOS DE PETRÓLEO EM ZONAS DE FLUÊNCIA VISCOELÁSTICA PROVOCADA POR ROCHAS SALINAS

Abstract

One of the main, and essential, steps during the oil well development process is the casing operation, through the descent of specific columns of coating. The activities for oil well casing columns correspond to fundamental elements to ensure the safety and operation of hydrocarbon exploration fields. The casing columns are generally installed after the execution process, they ensure stability as side walls of the well for further drilling in deeper phases and also to ensure insulation of the well relative to the external environment. With the challenge of drilling wells in geologically more complex areas, such as the reservoirs subject to high pressure and high temperature (HPHT), new variables must be considered for guarantee the operation of the well. In addition, the reservoirs of the pre-salt layer are also consulted under the conditions of HPHT, and it is necessary to evaluate the effect of temperature on the mechanical strength of the tubing and on the applicant's efforts. In the present work, considering the development of a well in saline and HPHT zones, are presented with the viscous behavior of the saline rocks in the columns of coating of oil wells and conservation of coating of oil wells from of different models of rheological and empirical models. The sizing process of the coating columns is carried out from API5C3 and ISO/TR10400. The results obtained from ABAQUS numerical modeling and simulation show the behavior of the coating columns, being disclosed and discussed in the work, improving the knowledge of coating columns designs.

Introdução

Durante a fase de perfuração de poços petrolíferos, a segurança de operação é um elemento fundamental nos projetos. Um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) visa a segurança das instalações de perfuração e produção de petróleo e gás natural, com o objetivo de proteger a vida humana e o meio ambiente. Em função dos elevados riscos, é necessário o aprimoramento contínuo dos sistemas de controle de falhas em barreiras no processo de desenvolvimento de poços de petróleo, como por exemplo nas colunas de revestimento.

Com a descoberta de campos petrolíferos em áreas geologicamente mais complexas, como os reservatórios sob rochas salinas, novas variáveis em projetos de poço devem ser consideradas para as colunas de revestimento, que se constituem como barreiras primárias.

Segundo Findely (1976), a rocha salina *in situ* apresenta um comportamento que tende a fluir durante o processo de perfuração de um poço podendo ocasionar problemas, como colapso da coluna. O modelo clássico de fluência das rochas salinas é constituído por duas fases de deformações: uma representada por uma elevada deformação em um curto instante e outra, por uma tendência constante em instante maior de tempo, ambas condicionadas a diversos fatores. A representação da reologia salina pode ser mostrada através de um modelo sólido viscoelástico por meio de uma função de relaxação, cuja solução particular resulta na série de *Prony*.

Além de considerar os esforços solicitantes, conforme as recomendações normativas API5C3 (2008) e ISO/TR 10400 (2007), para o dimensionamento das colunas de revestimentos, devem-se considerar outras condições adversas, como fluência de rochas salina e temperatura.

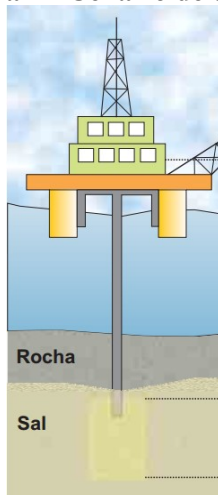
Metodologia

Os parâmetros da função matemática (exponencial) para fluência salina empregados para o modelo viscoelástico podem ser calibrados por meio do método dos mínimos quadrados com base em dados de ensaios triaxiais em corpos de prova de rochas salinas extraídas da mina Taquari Vassouras, localizada no estado de Sergipe, realizados por D'Elia (1991). Esses parâmetros refletem a fluência estacionária em rocha salina sob alta pressão e alta temperatura, particularmente representados através dos termos da série de *Prony*, que é uma solução para o modelo viscoelástico padrão.

A estratégia numérica para representar o estado de deformação da rocha salina em função do tempo, devido ao fenômeno de fluência, é baseada em um esquema recursivo proposto por Zienkiewicz (2005) com base num esquema de marcha no tempo baseado em diferença central.

Para o estudo da integridade da coluna de revestimento do poço, adota-se um cenário para aplicação de simulação numérica da perfuração de um poço numa camada de sal, conforme se mostra na Figura 1, que é caracterizado por apresentar três camadas de estruturas geológicas (Tabela 1).

Figura 1 - Cenário de estudo



Fonte: Adaptado de SANTOS (2011)

Tabela 1: Características das camadas constituintes do modelo adotado.

Tipo de camada	Peso específico (kN/m ³)	Espessura (m)
Lâmina d'água	10,18	1000
Rocha dura	22,56	500
Sal: Halita	21,60	500
Sal: Taquidrita	17,00	500

Da Tabela 1, notam-se dois tipos de rochas salinas, que serão analisadas separadamente.

A estratégia de solução para o modelo viscoelástico empregada neste trabalho é baseada no método dos elementos finitos com auxílio do software ABAQUS (2007). Adota-se para as modelagens numéricas elementos quadriláteros bilineares (Q4).

Além dos tipos de reologia de rochas salinas, como esforços induzidos nas colunas de revestimento, dos poços, durante a perfuração, também serão avaliados os efeitos de diferentes pesos específicos do fluido de perfuração, bem como a contribuição da temperatura no fenômeno de fluência das zonas salinas.

Os procedimentos de cálculo de resistência mecânica da coluna de revestimento seguem às recomendações normativas. Com a base conceitual em relação aos tipos de falha a serem aplicadas nas colunas, será possível analisar algum cenário a partir da ferramenta CWELL, em desenvolvimento pelo grupo de engenharia de poços do Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV) na UFAL.

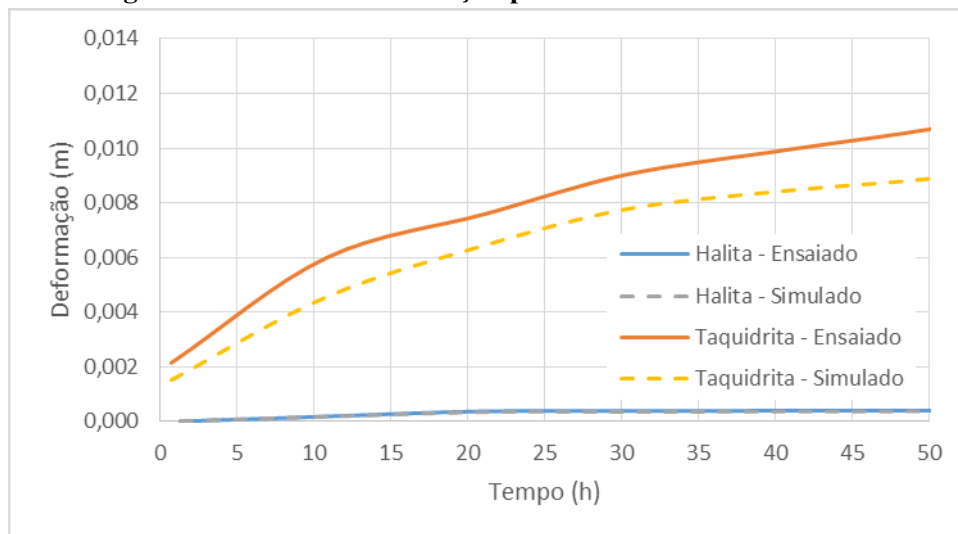
Resultados e Discussão

O comportamento reológico de rochas salinas é representado pelo fenômeno de fluência, com propriedades bem características, como porosidade e permeabilidade funcionalmente nulas, o que favorece como rochas selantes em sistemas petrolíferos. Além disso, as rochas salinas apresentam alta condutividade térmica.

As principais rochas salinas, presentes nas formações brasileiras, são halita e taquidrita. A rocha salina halita tem composição química de NaCl com peso específico de 2170 kg/m^3 e resistência a compressão simples de $37,3 \text{ MPa}$. Já a taquidrita apresenta $\text{CaCl}_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ em sua composição química, peso específico de 1700 kg/m^3 e resistência a compressão simples de 3 MPa .

A Figura 2 apresenta as deformações para modelos das rochas halita e taquidrita, presentes na mina Taquiri-Vassouras de Sergipe, como resultados dos estudos de ensaios realizados por D'Elia (1991) e da simulação viscoelástica realizada no ABAQUS (2007).

Figura 2 – Níveis de deformação para diferentes rochas salinas



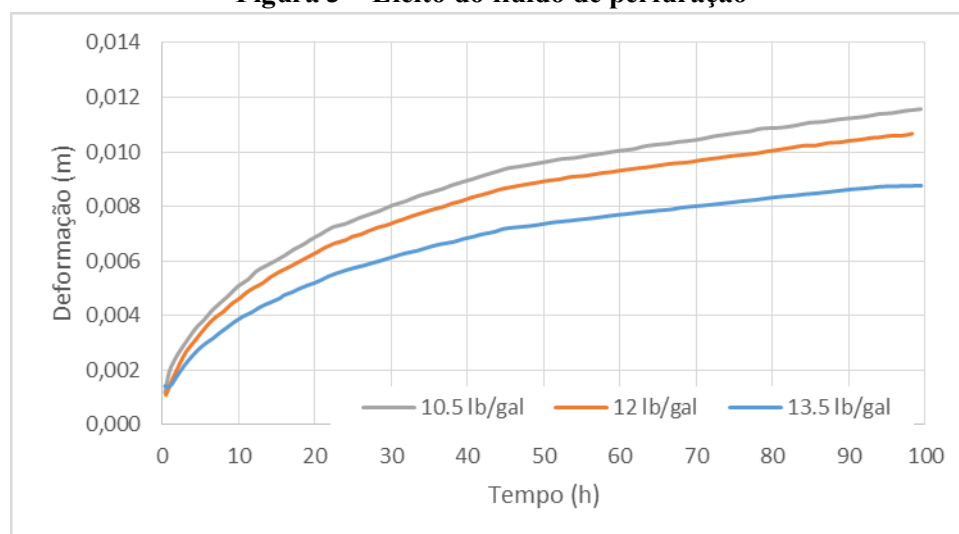
Fonte: AUTOR (2017)

Através da Figura 2, nota-se que os níveis de deformações são diferentes para cada tipo reológico; e isto acontece devido a diversos fatores: composição química, teor de água e impurezas, temperatura, espessura, dentre outros. Da Figura 2, percebe-se também que a taquidrita apresenta níveis de deformações maiores que a halita, e mostra-se a instabilidade da rocha taquidrita, quando comparada as deformações da halita, para as mesmas condições. Em suma, nota-se a boa concordância para os dois tipos de modelos reológicos de acordo com o modelo clássico de fluência das rochas salinas, para os dados da literatura e os simulados.

Segundo SANTOS (2011) uma alternativa para lidar com o fenômeno de fluência das rochas salinas é aumentar o peso específico do fluido durante a operação de perfuração de poços de petróleo. Isso é justificado pelo fato de que as tensões radiais geradas pela pressão do fluido de perfuração ajudam a contrabalancear os esforços provocados pela fluência da rocha salina. Sendo assim, é avaliado o comportamento de fluência na parede do poço empregando fluidos de perfuração com

pesos específicos de 10,5 lb/gal, 12,0 lb/gal e 13,5 lb/gal, conforme-se mostra na Figura 3 com o modelo reológico da rocha salina taquidrita.

Figura 3 – Efeito do fluido de perfuração



Fonte: AUTOR (2017)

A partir da Figura 3, percebe-se que quanto maior for o peso fluido de perfuração, maior será o tempo de trabalho antes de se atingir a deformação limite ou aceitável. O fluido de perfuração 13,5 lb/gal permite uma operação de maior tempo do que o fluido de operação de 10,5 lb/gal, isso considerando a taxa de deformação.

No caso dos poços HPHT, o efeito da alta temperatura influencia o comportamento de fluência das rochas salinas, pois pode funcionar, na maioria das vezes, como um agente de aceleração das deformações.

A avaliação da temperatura na perfuração de poços em zonas de rochas salinas é considerada numa formação de halita, cuja as propriedades estão descritas na Tabela 2, na qual γ_{sal} é o peso específico do sal, E é o módulo de elasticidade, ν é o coeficiente de Poisson, σ_0 é a tensão inicial, ε_0 é a deformação inicial, T_0 é a temperatura inicial e n_1 e n_2 são os coeficientes térmicos.

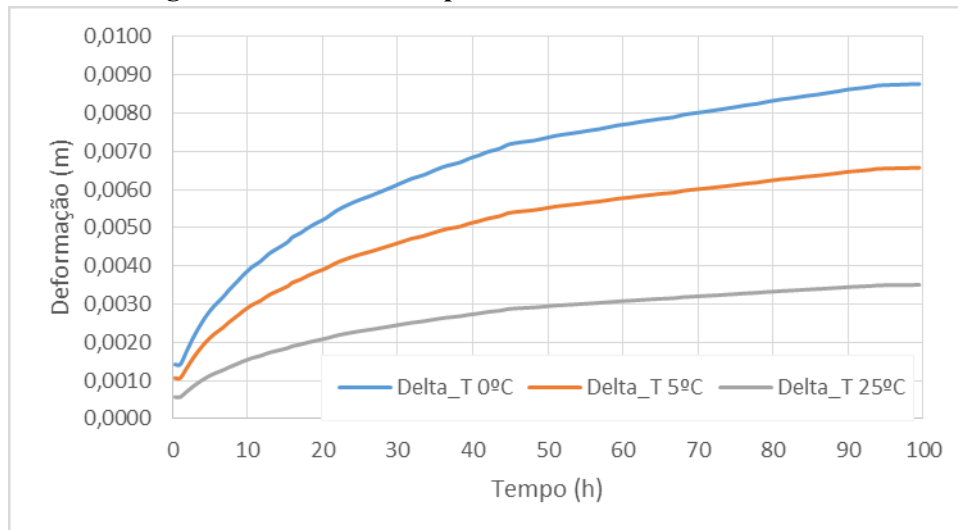
Tabela 2 – Propriedades da rocha salina halita

Rocha	$\gamma_{sal} (Kg/m^3)$	$E (MPa)$	ν	$\sigma_0 (KPa)$	$\varepsilon_0 (h^{-1})$	$T_0 (^\circ C)$	n_1	n_2
Halita	2160	20400	0,36	9910	$1,808 \times 10^{-6}$	86	3,23	7,55

Fonte: BORGES (2008) e POIATE ET AL. (2006)

Segundo Borges (2008) e Poiate *et al.* (2006), a variação da temperatura nas formações é linear com a profundidade com gradiente do soterramento de $30 \text{ }^\circ\text{C/Km}$ e do sal de $10 \text{ }^\circ\text{C/Km}$. Considera-se também um temperatura no fundo do mar de $4 \text{ }^\circ\text{C}$. Agora, de acordo com Pudewills e Droste (2003) e Béres *et al.* (2007), quanto as propriedades térmicas das rochas salinas, é considerado um coeficiente de expansão térmica (α) de $0,0000042 \text{ K}^{-1}$, produto da massa específica pelo calor específico (ρc) de $1,9 \times 10^{-6} \text{ J/m}^3\text{K}$ e condutividade térmica do sal de 6 W/mK .

Para cada caso, conforme está apresentado na Figura 4, considera-se um ΔT correspondente a diferença entre a temperatura do fluido prescrito na borda do poço da camada salina e a temperatura da formação devido ao gradiente geotérmico.

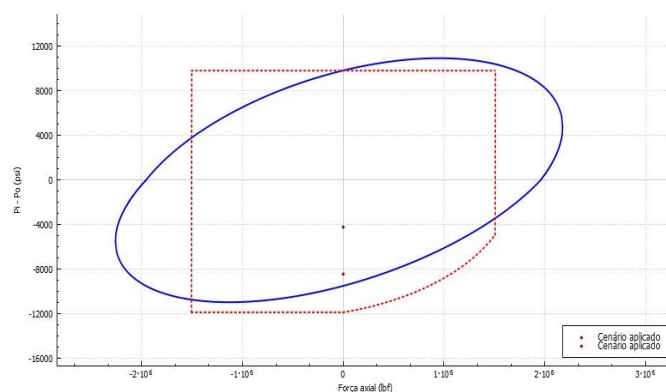
Figura 4 – Efeito da temperatura em rocha salina halita

Fonte: AUTOR (2017)

Pela Figura 4, nota-se que quanto maior o ΔT , menor será o nível de deformação. Ou seja, pode-se observar que um fluido de perfuração com uma temperatura mais fria do que a formação salina induz maior tempo para haver deformação da rocha salina.

Com os dados de deformações obtidos, nas Figuras 2 e 3, é possível calcular o esforço de colapso induzido provocado pela fluência da rocha salina taquidrita. E daí, pode-se fazer uma análise do cenário de possibilidade de falha por colapso no revestimento do poço sob efeito de rocha salina, considerando o tipo da grade de aço e suas especificações, para avaliar a falha da barreira primária durante o processo de perfuração do poço.

Analizando um cenário, para uma simulação com fluido específico 10,5 lb/gal para rocha salina halita a poço revestido, considera-se uma coluna de revestimento de produção de grade de aço tipo Q125, com tensão de escoamento de 125 ksi, e diâmetro externo específico de 9,625 in. Considera-se o módulo de elasticidade de $2,07 \times 10^7$ kPa. Utilizando a ferramenta CWELL (2017), a Figura 5 apresenta a envoltória para a grade do tipo Q125, de acordo com a possibilidade de falha por colapso da coluna de revestimento segundo os esforços induzidos na coluna, onde o ponto preto é o esforço inicial e o ponto vermelho é o esforço final induzido pela fluência. Nessa análise, é aplicado um fator de penalização na parede do tubo de 12,5% para construção das envoltórias de resistência e tensão de escoamento degrada em função da alta temperatura.

Figura 5: Envoltória de resistência para Q125.

Fonte: AUTOR (2017)

A partir da Figura 6, percebe-se que a coluna de revestimento suporta o esforço induzido, sendo este para suportar os esforços induzidos na coluna de revestimento sob efeito de fluência salina. Isto é, os fatores de segurança estão coerentes para aplicação do tubo de revestimento na zona salina. Portanto, para o caso estudo, a coluna de revestimento com tal grau de aço especificado está adequada para aplicações de revestimento do poço, de modo que é capaz de suportar os esforços, bem como os esforços oriundos da fluência salina.

Conclusões

Através dos resultados obtidos, pode-se notar que, no dimensionamento das colunas de revestimento, tratando-se como barreiras primárias de segurança, em zonas de rochas salinas e em poços HPHT, os poços de petróleo necessitam de projetos que sejam capazes de considerar todos os esforços adicionais provocados pelo comportamento de fluência das rochas salinas. De acordo com os diferentes tipos de reologia salina, essas barreiras de segurança primária estão sujeitas a diferentes níveis de tensões temporais. Além da diferença de reologia, outro fator importante, como nos casos de poços HPHT, que contribui para esse fenômeno é a temperatura.

Sobre o controle de deformação por fluência a poço aberto, concluiu-se que o fluido de perfuração é um elemento importante para garantia de margem de operação necessária para instalação de colunas, garantido a não ocorrência de incidentes.

Nos casos em estudo, as estratégias numéricas adotadas se mostraram coerentes para análises. Uma vez que os esforços solicitantes nas colunas de revestimento de poços de petróleo oriundos do efeito de fluência salina podem levar as colunas ao estado de falha por colapso. A análise dos fatores de segurança também foi importante, pois apresenta-se como um aspecto positivo para avaliação da aplicabilidade dessas colunas.

Agradecimentos

Os autores agradecem o suporte oferecido pelo Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), bem como o auxílio financeiro da UFAL em parceria com o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) para desenvolvimento desta pesquisa.

Referências Bibliográficas

- ABAQUS, *Manual. Version 6.7* Student Version (2007), Hibbitt, Karlsson & Sorensen, Inc.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API/TR 5C3**: Technical report on equations and calculations for casing, tubing, and line pipe used as casing or tubing; and performance properties tables for casing and tubing, 2008.
- BÉREST, P.; BROUND, B.; KARIMIRI-JAFAR, M.; SAMBEEK, L. V. *Transient Behavior of Salt Caverns – Interpretation of Mechanical Intergity Tests*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Vol 44, no. 5, pp. 767 – 786, 2007.
- BORGES, R. G. *Avaliação Numérica de Perturbações de Tensões Associadas a Estruturas Salíferas e suas Influências na Estabilidade de Poços*. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. 135p.
- CWELL. *Software de dimensionamento de revestimento de poço*, Universidade Federal de Alagoas, 2017.

D'ELIA, P. C. *Análise e retro análise do comportamento de fluência em escavações subterrâneas pelo método dos elementos finitos*. 1991. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 1991.

FINDLEY, W. *Creep and relaxation of nonlinear viscoelastic materials with a introduction to linear viscoelasticity*. Amsterdam, North-Holland, 1976.

POIATE, E.; COSTA, A. M.; FALÇÃO, J. L. *Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin*. Brazil. In: Society of Petroleum Engineers. International Association of Drilling Contractors. Drilling Conference, 2006, Miami. Proceeding ... Richardson; Society of Petroleum Engineers, 2006. Paper SPE 99161.

PUDEWILLS, A.; DROSTE, J. *Numerical Modeling of the Thermomechanical Behavior of a Large – Scale Underground Experiment*. Computers & Structures, 81, pp. 911 – 918, 2003.

SANTOS, J. P. L. *Estratégias adaptativas para formulações mista em elementos finitos aplicadas a modelos reológicos viscoelásticos e modelos lineares incompressíveis*. 2011, Teste (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro-RJ.

ZIENKIEWICZ, O.; TAYLOR, R. *Finite Element Method: Its basis and fundamentals*. 6 ed. Londres: Published Elsevier, 2005.