

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:

Análise de Estabilidade Mecânica de Poços de Petróleo em Formações Carbonáticas

AUTORES:

José Agnelo Soares; Nathália Amorim Lima de Moraes; Layane Bastos Juvito.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º 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.

ANÁLISE DE ESTABILIDADE MECÂNICA DE POÇOS DE PETRÓLEO EM FORMAÇÕES CARBONÁTICAS

Abstract

Drilling is a risk activity for a number of reasons, including the possibility of loss of resources and energy due to mechanical instability problems. This problem is especially critical in formations that exhibit low mechanical strength, areas subjected to significant tectonic stresses, and wells with high deviation. For this reason, it is imperative to simulate the mud weight to be used prior to drilling in order to ensure that no undesirable instabilities occur. The advent of the Brazilian pre-salt, which is composed of highly heterogeneous carbonate formations, presenting a wide spectrum of mechanical properties, imposed the need to study the response of these rocks to different environments created by drilling wells. To evaluate rock mechanical properties, measurements of elastic velocities in the laboratory were performed on formation samples under similar in situ conditions. For wellbore stability analysis, auxiliary well logs are required such as porosity and mineralogical composition logs. Data from formation tests and reservoir conditions, such as the absorption test, are also required. The general objective of this project was the development of a code, in MATLAB language, to numerically simulate and analyze the mechanical stability of wells drilled in carbonate rocks, as a function of the mud weight used, the tensions acting in situ and the mechanical properties of rock formations. The code was applied in two cases: the first is the case of a real well drilled in siliciclastic and carbonate rocks, for calibration between the estimated breakdown profile and the caliper log; and a second one for a synthetic well through a series of carbonate rocks representative of those occurring in sedimentary basins of the Brazilian northeastern region, where breakdown extensions and the mud weight to avoid them are estimated. The results show that, except when processes of other nature occur, the methodology can successfully detect zones of occurrence of mechanical instability on the wells.

Introdução

A análise da estabilidade mecânica de poços de petróleo tem como base a confrontação do campo de tensões no ambiente em torno do poço com as propriedades de resistência mecânica das rochas nas quais o poço foi perfurado.

Esta análise é essencial para todos os tipos de poços, mas especialmente nos casos daqueles direcionais ou perfurados em litologias de baixa resistência mecânica esta análise se torna mais necessária. Isso porque, as operações de perfuração afetam o equilíbrio inicial existente nas formações rochosas, levando a uma alteração das condições mecânicas da rocha e do estado de tensão nas imediações do poço. Estas alterações podem afetar as atividades de perfuração e completação, assim como o rendimento da produção, resultando em custos imprevistos nas operações.

Os problemas de instabilidade são uma das situações com que a indústria petrolífera frequentemente se depara. Estima-se que os custos associados à instabilidade de poços representem cerca de 5 a 10 % dos custos de perfuração nas fases de exploração e produção, implicando, a nível mundial, custos de centenas de milhões de dólares por ano (Fjaer et al., 2008).

A necessidade de projetos de poços com trajetórias e geometrias especiais, em regiões exploratórias carentes de informações básicas para o projeto de estabilidade, demonstram a atual complexidade do estudo. É o caso dos reservatórios do pré-sal, que despertaram maior atenção para as

rochas carbonáticas, visto que, até então no Brasil, a produção ocorria majoritariamente em rochas arenosas.

Atualmente, vários estudos são desenvolvidos para dar suporte à produção eficiente nesses novos reservatórios de hidrocarbonetos visto que as rochas são muito heterogêneas, apresentando um amplo espectro de propriedades mecânicas, favorecendo o uso de lama com peso inadequado durante a fase de perfuração de poços. Tal situação pode resultar em perda de poço ou redução de sua produtividade.

O entendimento dos mecanismos que geram instabilidades no poço é de fundamental importância para minimizar os custos de desenvolvimento de um campo de petróleo e aumentar a qualidade de dados obtidos na perfuração. Portanto, é preciso, para um dado campo de tensões, avaliar o peso de lama adequado.

A estratégia é determinar o intervalo de peso de lama dentro do qual se garanta que não haverá fraturamento indesejado, por excesso de peso de lama, nem colapso da formação ou ocorrência de kicks, causados por um peso de lama insuficiente. Deve-se projetar um fluido com densidade suficiente para manter o poço estável, cuja estabilidade é atingida quando esse fluido consegue se contrapor às tensões in situ, sem que provoque qualquer desequilíbrio na formação.

Neste trabalho, portanto, mostra-se a importância dos estudos das propriedades mecânicas das rochas bem como das análises de tensões para que haja a otimização das operações de poço com garantia da sua estabilidade mecânica. Além disso, também foi criado um programa, em linguagem MATLAB, nomeado BREAK, capaz de analisar o comportamento mecânico de poços, estimando a extensão da ruptura da parede do poço causada pelo excesso de tensões in situ, além daquela que o peso de lama consegue se contrapor.

A metodologia aplicada demonstrou ser satisfatória para os objetivos propostos, detectando zonas de ocorrência de instabilidade mecânica em poços. O algoritmo criado foi aplicado, com sucesso, para dois casos. O primeiro, um caso real de um poço constituído de rochas siliciclásticas e carbonáticas o qual foi possível calibrar a quebra estimada com o Caliper existente para aquele poço; o segundo, uma situação hipotética com rochas carbonáticas de diferentes propriedades mecânicas que ocorrem em bacias sedimentares no nordeste brasileiro, para a qual estimaram-se as quebras da parede do poço e os pesos de lama necessários para evitá-las.

Metodologia

Utilizando a linguagem MATLAB, foi desenvolvido um código para estimativa da extensão da ruptura da parede do poço causada pelo excesso de tensões in situ, além daquela que o peso de lama consegue se contrapor. Este código foi nomeado BREAK.

Para isso foram utilizados, como dados de entrada, a espessura de lâmina de água, a profundidade do mar a partir do *kelly bushing*, o raio do poço, o peso da lama, dados (estimados) dos testes de formação e absorção, as profundidades máxima e mínima do teste de absorção, a razão entre as resistências à compressão e à tração, os tempos de trânsito das ondas P e S e suas respectivas profundidades, porosidade, densidade total da formação e as frações volumétricas dos principais minerais (calcita, argila e quartzo).

Como critério de ruptura, foi escolhido o Critério de Morh- Coulomb modificado.

Com isso, foi possível calcular os módulos elásticos, as tensões, as pressões de poro e de absorção, a diferença de pressão na interface lama/formação, a resistência da rocha ao cisalhamento e o tamanho máximo da quebra na direção da tensão horizontal mínima.

Portanto, para uma dada condição de poço, em termos de azimute e inclinação, e para uma dada rocha com suas propriedades específicas, foi possível estimar a janela de peso de lama permissível para evitar a ruptura da formação por fraturamento (em caso de peso excessivo) ou colapso com consequente dano à formação (causado por peso insuficiente). Por fim, foi obtido um perfil de quebra da parede do poço comparando-se essa quebra máxima com o perfil Caliper registrado naquele poço.

Além disso, foram feitos levantamentos de dados dos diversos tipos de carbonatos das Bacias Sedimentares do Nordeste brasileiro, provenientes das Bacias do Araripe, São Francisco e Sergipe-Alagoas. Para construir os painéis, foram utilizadas médias aritméticas dos módulos de cisalhamento dinâmico encontrados nos registros do laboratório de Petrofísica da UFCG (Universidade Federal de Campina Grande). Assim, foi possível analisar para vários pesos de lama o perfil de quebra da parede do poço.

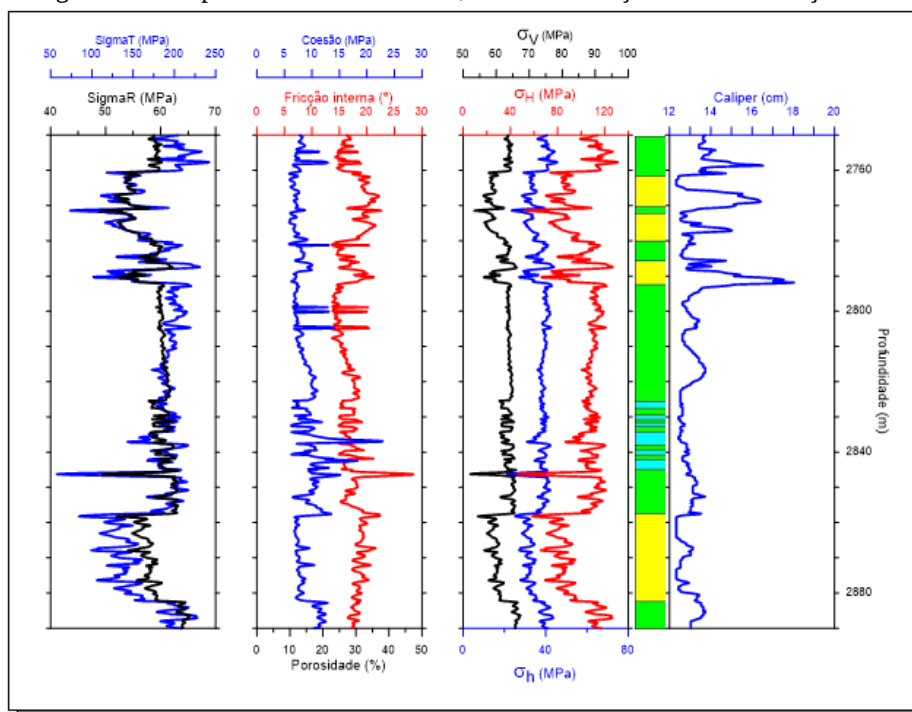
Resultados e Discussão

O programa criado, BREAK, estima a extensão da ruptura lateral da parede do poço causada pelo excesso de tensões na vizinhança do poço em comparação com as propriedades mecânicas da formação geológica. Com dados reais do poço CRT-4 (Campo de Caratinga) foram montados painéis para visualização do perfil estimado de quebra da parede do poço em comparação com o perfil de Caliper, além de permitir a sua correlação com os perfis de densidade, porosidade de nêutrons, saturação de hidrocarbonetos, teores de calcita, argila e quartzo, e perfis de tempos de trânsito das ondas P e S.

Ao programa, foram fornecidos os dados necessários, os quais cobrem um intervalo de 701 níveis de profundidade, desde 2750m a 2890m. A formação é composta por níveis de folhelhos (verde), carbonatos (azul) e arenitos (amarelo), os quais são apresentados em uma coluna litológica nas Figura 1 e 2.

A Figura 1 apresenta as tensões far field: σ_H (MPa), σ_h (MPa) e σ_V (MPa); as tensões na parede do poço: σ_R (MPa), σ_T (MPa); além de coesão e fricção interna. Nota-se que nos reservatórios há redução de tensões, em geral. Isso ocorre porque o reservatório é mais compressível (mais deformável) e isso faz com que as tensões sejam amortecidas. Há, também, um suave decréscimo na coesão, acompanhado de um suave aumento na fricção interna.

Figura 1 – Comportamento das Tensões, Coesão e Fricção Interna no Poço Teste.

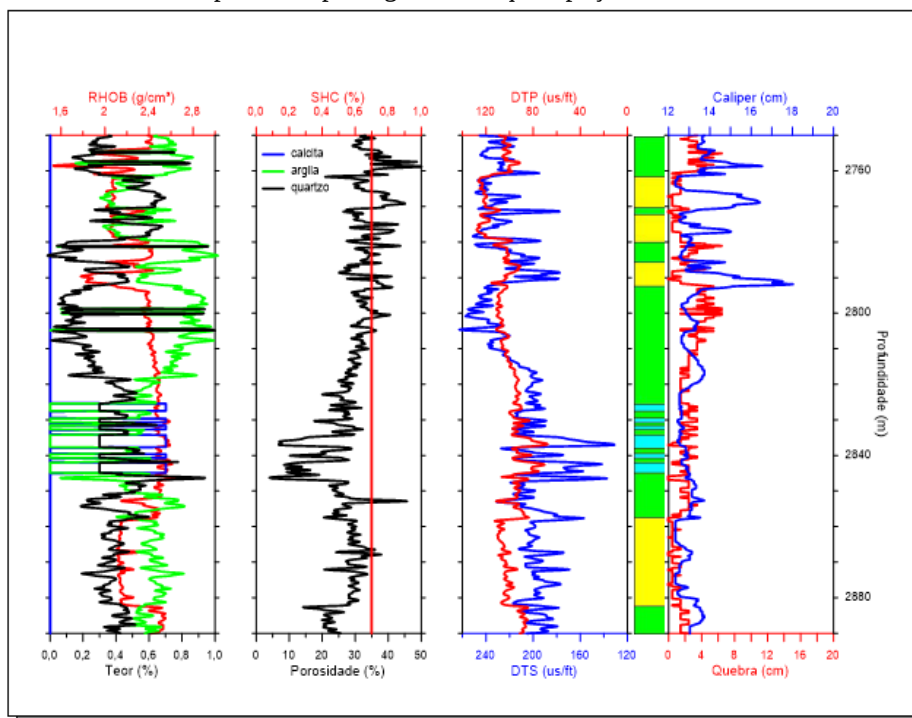


Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 2 mostra que para um dado tipo litológico uma redução na densidade associada com um aumento nos tempos de trânsito, especialmente da onda S, resulta em uma quebra maior. Com relação à composição mineral um aumento na argilosidade (curva verde no painel da esquerda), com consequente redução nos teores de quartzo (curva preta no mesmo painel), também tende a aumentar a quebra estimada.

Ainda observando a Figura 2, nota-se que o perfil estimado para a quebra da parede do poço apresenta um comportamento muito semelhante ao do perfil de Caliper. Em poucas profundidades ele se mostrou destoante deste, isso pode ser explicado por ocorrência de fatores alheios ao método proposto, como fatores químicos (dissoluções). Sendo assim, o algoritmo criado conseguiu detectar, com sucesso, zonas de ocorrência de instabilidade mecânica do poço.

Figura 2 - Resultado para o perfil de quebra da parede do poço comparando essa quebra máxima com o perfil Caliper registrado naquele poço.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 3 resultou de uma compilação de propriedades mecânicas de rochas carbonáticas do nordeste brasileiro. Para construir os painéis, foram utilizadas médias aritméticas dos módulos de cisalhamento dinâmico encontrados nos registros do laboratório de Petrofísica da UFCG, como mostra a Tabela 1.

Tabela 3 – Médias Aritméticas dos Diversos Valores Medidos para o Módulo de Cisalhamento Dinâmico das Bacias.

Profundidade	Bacia	Módulo de Cisalhamento (GPa)
2800 – 2820	Sergipe – Alagoas	19.0
2820 – 2840	Sergipe – Alagoas	14.0
2840 – 2860	Araripe	22.4
2860 – 2880	Sergipe – Alagoas	10.6
2880 – 2900	São Francisco (dolomita)	41.6
2900 – 2920	São Francisco (calcário)	32.5

Fonte: Elaborado pelo autor.

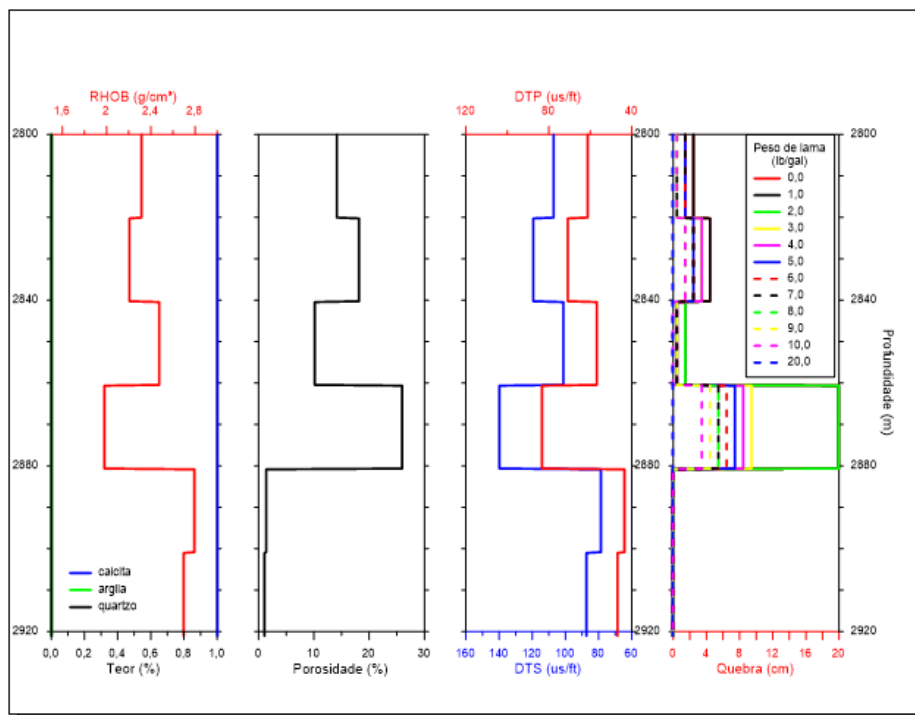
Com isso, foi possível analisar para vários pesos de lama o perfil de quebra deste poço. Nota-se, na Figura 3, que os carbonatos da bacia Sergipe-Alagoas apresentam as menores resistências e por isso, necessitam de pesos de lama maiores para manter estável o poço.

Já os carbonatos da Bacia do São Francisco, apresentam valores bem mais altos de módulo de cisalhamento, o que mostra sua alta resistência e por isso faz-se necessário pesos de lama menores. Percebe-se que não há quebra até mesmo quando é usado 0.0 lb/gal de peso de lama, ou seja, seria possível o uso, por exemplo, de água para proteger o poço de quebras indesejáveis. Vale ressaltar que

está sendo levado em consideração apenas a quebra da parede do poço, desconsiderando, neste caso, ocorrências, por exemplo, de kicks.

Sendo assim, foi possível avaliar o peso de lama adequado para rochas carbonáticas com diferentes propriedades mecânicas, possibilitando otimizar a perfuração em tais litologias.

Figura 3 - Resultado para o perfil de quebra da parede do poço a partir de dados dos carbonatos das Bacias Sedimentares do Nordeste Brasileiro.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conclusões

Neste trabalho, foi desenvolvido, em linguagem MATLAB, o programa BREAK, capaz de analisar o comportamento mecânico de poços. A metodologia proposta foi satisfatória para detectar zonas de ocorrência de instabilidade mecânica do poço provocadas por um campo de tensões que excede a resistência mecânica da formação, podendo estimar, com sucesso, a quebra da parede do poço para rochas carbonáticas.

Embora o foco inicial da pesquisa fosse voltada para análise da estabilidade de poços em rochas carbonáticas, o programa BREAK se mostrou eficiente para a análise da estabilidade também em rochas siliciclásticas.

O algoritmo foi aplicado, com sucesso, para dois casos. O primeiro, um caso real de um poço constituído de rochas siliciclásticas e carbonáticas em que o perfil de quebra pôde ser comparado com o perfil Caliper daquele poço, demonstrando a eficiência do método proposto; o segundo, uma situação hipotética com rochas carbonáticas de diferentes propriedades mecânicas que ocorrem em bacias sedimentares no nordeste brasileiro, estimando as quebras e os pesos de lama necessários para evitá-las.

Com isso, foi possível compreender a importância dos estudos das propriedades mecânicas das rochas bem como das análises de tensões para que haja a otimização das operações de poço com garantia da sua estabilidade mecânica. Tal situação poderá prevenir problemas como a perda de poço por desmoronamento, dano à formação, com consequente redução da produtividade do poço, ocorrência

de kicks, ou fraturamento indesejado. Consequentemente, há um ganho em relação à eficiência energética traduzida na economia de energia durante a perfuração e maior recuperação de energia na fase produtiva do poço.

Agradecimentos

Ao orientador, Prof. Drº. José Agnelo Soares, pelo empenho dedicado à elaboração deste trabalho, pela atenção e incentivo.

Ao Laboratório de Petrofísica da UFCG pelo fornecimento de dados e apoio para execução deste projeto.

A ANP/PETROBRAS pelo suporte financeiro a este programa.

A Universidade Federal de Campina Grande e seu corpo docente.

Referências Bibliográficas

FJÆR, E., HOLT, R.M., HORSRUD, P., et al. Petroleum Related Rock Mechanics; 2ª Edição. Elsevier Science Publishing Company Inc, Nova York, 2008.

SOARES, J. A.; Um Estudo da Estabilidade Mecânica de Poços a Partir de Perfis Geofísicos em Formações Pouco Consolidadas. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Pará. Belém, 1992.

SOARES, J.A.; DILLON, L.D.; Core-Log correlation to estimate rock mechanical strength parameters. Final Report CODICID Wellbore Stability, January, 1999.

SOARES, J.A; DILLON, L.D.; Deriving Cohesion and Angle of Friction from Well Logs. 31st International Geological Congress, 2000.

SOARES, J.A. ; GARCIA, A.J.V; BEZERRA, F.H.R.; BARBOSA, J.A.; FRIEDRICH, A.; TABOSA, L.D.G.; COURA, R.L.C.; Petrophysics and Rockphysics of Carbonates from Brazil and Portugal. 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, 2015.