

PROJETOS DE POÇOS: UM ESTUDO DE CASO NA BACIA SERGIPE-ALAGOAS

WELL PROJECT: A CASE STUDY IN SERGIPE-ALAGOAS BASIN

JOÃO PAULO LOBO DOS SANTOS

Mestrado em Engenharia Química pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química - PPEQ/UFBA. Professor da Universidade Federal de Sergipe (UFS).

E-mail: jplobo2011@gmail.com

JULIANO FERREIRA DE ANDRADE

Universidade Federal de Sergipe (UFS).

E-mail: juliano.ufs@gmail.com

RAFAEL DE CASTRO OLIVEIRA

Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Sergipe(UFS).

E-mail: rcastro.oliveira@petrobras.com.br

JOSÉ BEZERRA DE ALMEIDA NETO

Mestrado em Engenharia Química Professor do Magistério Superior da Universidade Federal de Sergipe (UFS).

E-mail: jalmeidn@ufs.br

ANA PAULA PEREIRA SANTOS

Graduanda em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Sergipe (UFS).

E-mail: paulapereira.ufs@gmail.com

Envio em: Janeiro de 2015

Aceite em: Março de 2015

RESUMO

A exploração de petróleo tem atingido regiões cada vez mais profundas, fazendo-se necessária a realização de um estudo aprofundado de geopressões para se evitar problemas durante a perfuração de um poço. Assim, o trabalho apresentado em tela faz uma comparação das geopressões na bacia Sergipe-Alagoas, utilizando correlações empíricas calibradas para o Golfo do México com o que foi medido durante a perfuração. Para o estudo das pressões de subsuperfície, foram utilizados dados de dois poços fornecidos pela Empresa Z, sendo calculados os gradientes de pressão de sobrecarga, poros e fratura. Os resultados foram comparados com os dados da perfilagem e Repeated Formation Test. Foi observado que algumas equações precisam de um ajuste fino e outras, de ajustes mais rigorosos. Com isso, este estudo pretende fomentar outras discussões que possibilitem a construção de pesquisas acerca da calibração das constantes relacionadas à bacia Sergipe-Alagoas.

Palavras-Chave: Geopressões. Golfo do México. Bacia Sergipe-Alagoas.

ABSTRACT

Oil exploration has reached ever deeper regions, making it necessary to conduct a detailed study of geopressure to avoid problems during the drilling of a well. Thus, the work presented on screen makes a comparison of geopressure in the Sergipe-Alagoas basin, using empirical correlations calibrated to the Gulf of Mexico with was measured during drilling. The study of surface pressure was based in data of two wells provided by Company Z, being calculated the pressure gradients overload, pore and fracture. The results were compared with data logging and formation test. It was observed that some equations require a fine adjustment and other more rigorous adjustment. Therefore, this study intends to foster other discussions that allow the construction of research on the calibration of constants related to the Sergipe-Alagoas basin.

Keywords: Geopressure. Gulf of Mexico. Sergipe-Alagoas basin.

1 - INTRODUÇÃO

O estudo das geopressões é importante para a elaboração de um projeto confiável da janela operacional de um poço, que é composta pela pressão de poros, de colapso, de fratura e de sobrecarga (ROCHA; AZEVEDO, 2009). Segundo Loredo e Fontoura (2007), os resultados dos prognósticos das geopressões são de grande importância para a construção do poço e a estabilidade do mesmo, para que sua perfuração possa ocorrer de forma segura e econômica.

Com o auxílio da janela operacional, é possível escolher os equipamentos necessários, identificar o peso certo do fluido e qual o torque adequado. Hoje em dia, tendo essas informações, podem-se evitar problemas operacionais que ocorrem durante a perfuração, tais como: prisão da coluna de perfuração por diferencial de pressão, torques elevados, kick, entre outros (PEREIRA, 2007).

A grande maioria dos projetos de poços é realizada utilizando correlações empíricas. Hottman e Johnson (1965) estimaram as pressões de poros em folhelhos, relacionando os desvios do *Trend* (linha de tendência normal de compactação) com medições *in situ* de pressão de poros em arenitos adjacentes. Posteriormente, a previsão de pressão de poros foi relacionada ao mecanismo de geração de pressões anormais por Foster e Whalen (1966), e Eaton (1975). Bowers (1995) desenvolveu um novo método para a previsão de pressão de poros, baseado na teoria de compactação da mecânica de solos, e nos mecanismos da subcompactação e a expansão de fluidos.

Essas correlações possuem constantes de calibração que dependem da área em estudo, sendo a sua grande maioria elaborada tomando como base o golfo do México. Nesse sentido, o objetivo deste trabalho consiste em avaliar se as mesmas são válidas para a bacia Sergipe-Alagoas, com as constantes calibradas para o Golfo do México.

2 - BACIA SERGIPE-ALAGOAS

A Bacia de Sergipe-Alagoas é localizada no nordeste brasileiro e limita-se a nordeste com a Bacia de Pernambuco-Paraíba pelo alto de Maragogi, e a sudoeste com a Bacia de Jacuípe.

A Bacia de Sergipe ocupa cerca de 5.000 Km² em terra e 7.000 Km² no mar; já na Bacia de Alagoas, são 7.000 Km² emersos e 8.000 Km² na plataforma continental (ARMELE et al, 2006).

3 - JANELA OPERACIONAL

A janela operacional irá informar os parâmetros operacionais do poço, sendo composta pelos gradientes de

pressão de sobrecarga, poros e fratura.

O gradiente de sobrecarga é importante para que se possa determinar as outras curvas de pressão. Dessa forma, é importante que sua estimativa seja de modo mais preciso, a fim de que as pressões de poros, fratura e colapso tenham resultados mais confiáveis (PEREIRA, 2007).

A tensão de sobrecarga é determinada a partir do somatório dos pesos das camadas rochosas e da lâmina d'água (quando se perfura no mar). A Equação 1 representa a tensão de sobrecarga.

$$\sigma_{OV} = \int_0^Z \rho g dD \quad (1)$$

Em que:

σ_{OV} = Tensão de sobrecarga; ρ = Massa específica; g = Gravidade; Z = Profundidade desejada; dD = Variação de profundidade.

O gradiente de sobrecarga, em uma dada profundidade, é uma relação entre a tensão de sobrecarga e a profundidade desejada, como pode ser visto pela Equação 2.

$$G_{OV} = \frac{\sigma_{OV}}{C * D} \quad (2)$$

Em que:

G_{OV} = Gradiente de sobrecarga; C = Constante de conversão de unidade; D = Profundidade vertical.

Para que se obtenha o gradiente de sobrecarga, antes é preciso se calcular a massa específica e, para isso, são utilizadas algumas correlações com dados obtidos da perfilagem.

Cada rocha possui características diferentes, sejam elas mineralógicas, litológicas, paleontológicas, sejam físicas, etc. Através de ferramentas que medem propriedades físicas (elétrica, acústica, radioativa, etc.), é possível conhecer a rocha e o poço, como, por exemplo, a densidade ou massa específica da formação.

A correlação de Gardner (1974), mostrada na Equação 3, é a mais utilizada, na indústria do petróleo, para se obter a massa específica da formação. Ela utiliza dados do perfil sônico no seu cálculo.

$$\rho_b = a * \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^b \quad (3)$$

Em que:

ρ_b = Densidade total da formação (g/cm³); a , b = Con-

stante empírica (0,23; 0,25 definidos para o Golfo do México); V = Velocidade do som ($\mu\text{s}/\text{ft}$); Δt = Tempo de trânsito ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

O gradiente de pressão de poros faz parte da construção da janela operacional. Ele limita, inferiormente, as tensões que devem ser aplicadas às formações, como, por exemplo, o peso do fluido. Caso este último seja menor que o gradiente de pressão de poros, poderá ocorrer influxo da camada rochosa para o interior do poço, ocasionando um kick (FERREIRA, 2010).

A pressão de poros é definida como a pressão dos fluidos contidos nos espaços porosos das formações. Os gradientes de pressão de poros são classificados como: anormalmente baixa ($G_p < 8,5 \text{ lb}/\text{Gal}$), normal ($8,5 \text{ lb}/\text{gal} < G_p < 9,0 \text{ lb}/\text{Gal}$), anormalmente alta ($9,1 \text{ lb}/\text{gal} < G_p < 90\% G_{OV}$) e alta sobrepessão ($G_p > 90\% G_{OV}$).

Basicamente, os gradientes de pressão de poros podem ser determinados de duas maneiras; a primeira, de forma direta, na qual, são executados testes em zonas permeáveis; e a segunda, de forma indireta, na qual, são feitos os testes em folhelhos.

MEDIÇÃO DIRETA

Neste trabalho, foram utilizados dados do RFT (Repeated Formation Test), que é um teste mais simples que o teste de formação, uma vez que é feito a cabo, ao invés de coluna de perfuração, acelerando o processo. A ferramenta desse teste é composta por um sistema de válvulas e câmaras, possibilitando a medição da pressão estática.

MEDIÇÃO INDIRETA

Os métodos indiretos de se obter o gradiente de pressão de poros utilizam dados dos perfis elétricos, de velocidade sísmica ou outros parâmetros que indiquem a porosidade para a construção da curva de tendência de compactação normal (ROCHA; AZEVEDO, 2009).

Usualmente, a curva de tendência de compactação normal está sendo aproximada de uma reta de um gráfico semilogarítmico, devido a sua simplicidade, conforme as Equações 4 e 5 (FERREIRA, 2010).

$$m = \frac{\log\left(\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1}\right)}{D_2 - D_1} \quad (4)$$

$$\Delta t_n = \Delta t_1 * 10^{m*(D - D_1)} \quad (5)$$

Em que:

m = Coeficiente angular da reta de tendência normal em um gráfico semilog; Δt_1 e Δt_2 = Tempo de trânsito nas profundidades onde ocorreu a compactação normal; D_1 e D_2 = Profundidade onde os valores Δt_1 e Δt_2 foram observados; D = Profundidade de interesse da reta de tendência normal; Δt_n = Valor da reta de tendência normal na profundidade de interesse D.

Neste trabalho, o método utilizado para o cálculo do gradiente de pressão de poros foi o de Eaton (1975), que utiliza um expoente igual a 3 para o Golfo do México, quando utiliza dados do perfil sônico, conforme a Equação 6.

$$G_p = G_{OV} - \left[(G_{OV} - G_N) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_0} \right)^3 \right] \quad (6)$$

Em que:

G_p = Gradiente de pressão de poros (lb/gal); G_N = Gradiente de pressão de poros normal (lb/gal); G_{OV} = Gradiente de sobrecarga (lb/gal); Δt_0 = Tempo de trânsito observado; Δt_n = Valor da reta normal para tempo de trânsito.

A pressão de fratura é definida como a pressão, na qual, a rocha irá fraturar mecanicamente. O gradiente de pressão de fratura determina os valores máximos que a rocha suporta antes de ocorrer seu falhamento mecânico (FERREIRA, 2010).

A indústria do petróleo utiliza, basicamente, dois métodos para determinar o gradiente de fratura, que são: de forma direta ou indireta.

MEDIÇÃO DIRETA

O Leak off Test (LOT) foi utilizado na medição direta e consiste em aumentar a pressão dentro do poço proporcionalmente ao volume do fluido que é bombeado para o interior do poço. Ao se atingir a pressão de absorção, ocorre um desvio de proporcionalidade e o bombeio é interrompido. A pressão de absorção é observada quando a pressão sai de um comportamento linear. O gradiente de fratura é calculado através da Equação 7.

$$G_F = \rho_{eq} = \rho_{mud} + \frac{P_A}{0,1704 * D_{cg}} \quad (7)$$

Em que:

G_F = Gradiente de pressão de fratura (lb/gal); ρ_{eq} = Peso do fluido equivalente na sapata (lb/gal); ρ_{mud} = Peso do fluido de perfuração utilizado no teste de absorção (lb/gal); P_A = Pressão de absorção (psi); D_{cg} = Profundidade vertical da sapata (m).

MEDIÇÃO INDIRETA

O método indireto para se obter o gradiente de pressão de fratura permite que o cálculo seja realizado ao longo de todo o poço. No entanto, simplificações são feitas, devido ao não conhecimento de informações necessárias para os cálculos.

Neste trabalho, o método escolhido foi o de tensão mínima, por ser mais simples; por esse motivo, é bastante utilizado para determinar o gradiente de fratura, como pode ser observado pelas Equações 8 e 9, desenvolvidas por Hubert & Willis (1957).

$$G_F = G_P + K * (G_{OV} - G_P) \quad (8)$$

$$K = \frac{P_A - P_P}{\sigma_{OV} - P_P} \quad (9)$$

Em que:

G_F = Gradiente de pressão de fratura (lb/gal); G_P = Gradiente de pressão de poros (lb/gal); K = relação entre as tensões efetivas horizontal e vertical; G_{OV} = Gradiente de sobrecarga (lb/gal); P_A = Pressão de absorção (LOT) (psi); P_P = Pressão de poros (psi); σ_{OV} = Pressão de sobrecarga (psi).

Para que se possa calcular o valor de K em cada ponto da formação com o intuito de se obter o gradiente de

pressão de fratura em qualquer profundidade, são utilizadas correlações de valores de K versus profundidade de sedimentos com a ajuda da Equação 9 e, em seguida, é traçada uma curva que melhor se ajuste. O resultado dessa correlação fornece a Equação 10.

$$K = c * \ln(D_S) + d \quad (10)$$

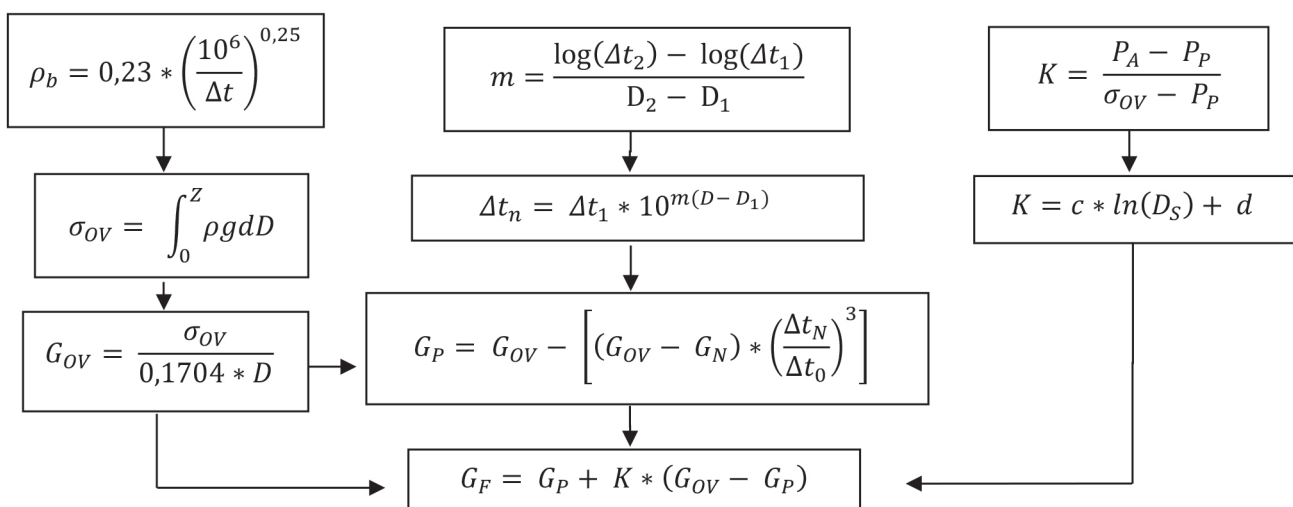
Em que: D_S = Profundidade de sedimentos; c e d = Parâmetros de ajuste.

4 - METODOLOGIA

Neste trabalho, foram analisados dados de um poço localizado na bacia Sergipe-Alagoas. Obedecendo ao critério de confidencialidade na utilização dos dados, o poço foi chamado de X, fornecido pela empresa Z. Essas informações foram processadas no Microsoft Office Excel 2007.

Os dados fornecidos pela empresa Z são da perfilação. Os perfis de interesse para o trabalho são os sônicos e densidade (RHOB), sendo, também, fornecidos dados de RFT e LOT de poços da bacia.

Para o cálculo dos gradientes, foram utilizadas equações que se completam até chegar ao gradiente de pressão de fratura; essas equações são apresentadas no fluxograma a seguir, o qual informa o passo a passo dos cálculos realizados.



5 - APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste trabalho, foram analisados dados de um poço localizado na bacia Sergipe-Alagoas. Obedecendo ao critério de confidencialidade na utilização dos dados,

o poço foi chamado de X, fornecido pela empresa Z. Essas informações foram processadas no Microsoft Office Excel 2007.

Os dados fornecidos pela empresa Z são da perfilação. Os perfis de interesse para o trabalho são os sônicos e densidade (RHOB), sendo, também, fornecidos dados

de RFT e LOT de poços da bacia.

Para o cálculo dos gradientes, foram utilizadas equações que se completam até chegar ao gradiente de

pressão de fratura; essas equações são apresentadas no fluxograma a seguir, o qual informa o passo a passo dos cálculos realizados.

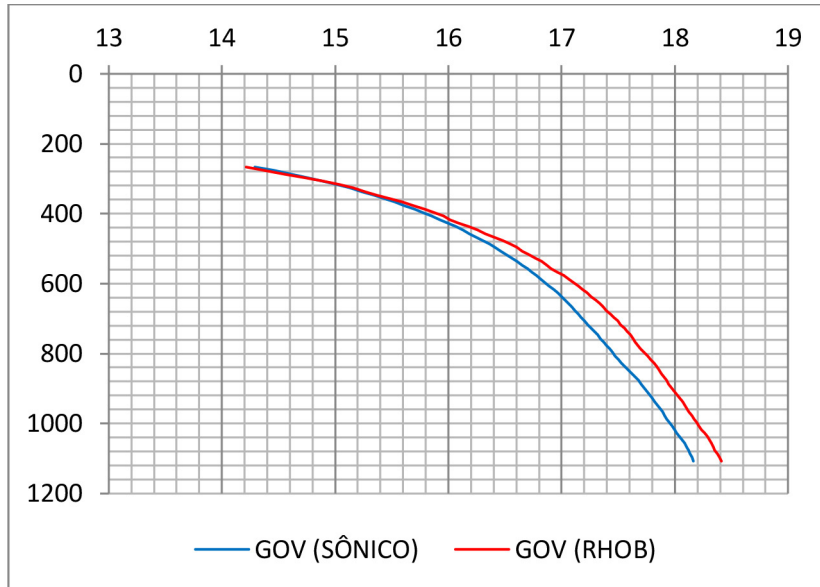


Figura 1 - Gradiente de sobrecarga sônico x RHOB

A pressão de poros apresentou alguns valores negativos, que podem ter ocorrido devido à curva de tendência de com-

pactação normal, apresentada na Figura 2, ou pelo valor da constante de Eaton, que é igual a 3 para o Golfo do México.

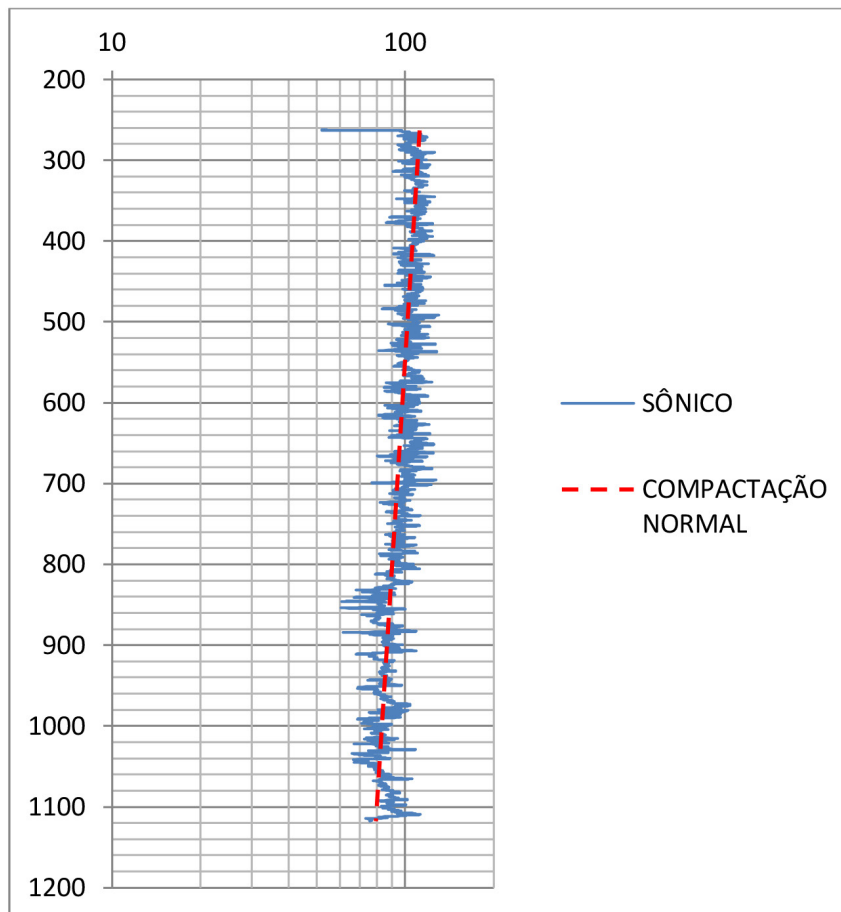


Figura 2 - Curva de tendência de compactação normal do poço X

Os dados e a Figura 3 com o gradiente de pressão de poros calculados e medidos serão apresentados a seguir. Estes tiveram uma diferença relativamente grande para

a profundidade de 953,2 m e uma diferença menor para as demais profundidades, em que foi executado o RFT, como mostra a Tabela 2.

Tabel 2 - Gradiente de poros calculados e medidos no poço X

Profundidade (m)	G _p (Calculado)	G _p (Medido)
953,2	4,83	8,35
993,2	7,14	8,34
1023,9	8,07	8,35

Os dados do gradiente de fratura são apresentados na Figura 4. Para a elaboração da curva de tendência exponencial de K, foram utilizados poços de correlação, tendo

em vista que só foi fornecido o teste de absorção em um único ponto para o poço em estudo. Isso faz com que a curva de tendência exponencial não seja a mais adequada.

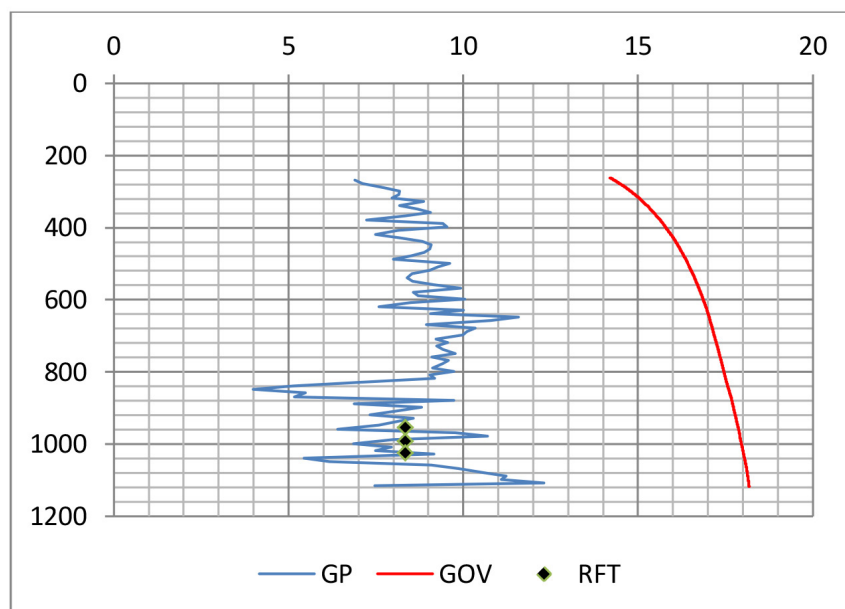


Figura 3 - Gradientes de sobrecarga, de poros e RFT para o poço X

O gradiente de pressão de fratura não depende, diretamente, de constantes empíricas, como as utilizadas para os demais gradientes. No entanto, para que se possam estimar os valores do gradiente de fratura, é preciso

utilizar os gradientes de sobrecarga e poros, uma vez que, quanto mais preciso eles forem, mais real será o gradiente, admitindo que a curva de tendência exponencial seja a mais real possível.

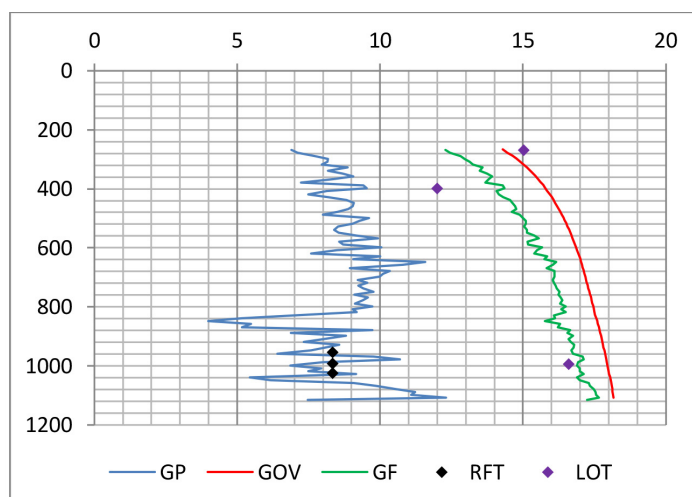


Figura 4 - Janela operacional elaborada para o poço X

Foram efetuados alguns cálculos para o gradiente de pressão de poros, para orientação de futuros trabalhos com o intuito de adequar o coeficiente de Eaton para a

bacia Sergipe-Alagoas. Foram utilizados valores de 2; 1,8; 1,5 e 1,2; pode ser visto, na Tabela 3, uma comparação com os pontos em que ocorreu o RFT para o poço X.

Tabel 3 - Variação do coeficiente de Eaton para o poço X

Profundidade (m)	$G_p (2)$	$G_p (1,8)$	$G_p (1,5)$	$G_p (1,2)$	RFT
953,2	6,19	6,44	6,82	7,18	8,35
993,2	7,61	7,71	7,84	7,98	8,34
1023,9	8,21	8,24	8,29	8,33	8,35

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Como neste trabalho os dados analisados foram de um único poço, não foi possível apresentar testes estatísticos que validassem a utilização das correlações empíricas na bacia Sergipe-Alagoas. No entanto, vale ressaltar que os dados perfil de densidade, pressão de poros (RFT) e pressão de fratura (LOT) são dados medidos (experimentais) da área. Portanto, uma aproximação entre os valores medidos e os calculados torna-se uma boa ferramenta para avaliar a aplicação dessas correlações na bacia em estudo.

O gradiente de pressão de sobrecarga calculado utilizando a equação de Gardner teve valores próximos do que foi medido a partir do RHOB. Os resultados mostram que a equação de Gardner é satisfatória para o cálculo do gradiente de sobrecarga dos poços da bacia Sergipe-Alagoas, usando as constantes estabelecidas para o Golfo do México, visto que a diferença entre as duas curvas é pequena. No entanto, pode ser feito um ajuste fino, a fim

de se obter um valor ainda mais próximo do real.

O gradiente de pressão de poros é aquele em que se pode ter o maior número de erros, já que é necessária a construção da curva de compactação normal, que foi elaborada manualmente, sem a ajuda de nenhum software. Além desse problema, existem outros fatores, como o gradiente normal e o expoente de Eaton, que dependem da área em estudo.

Os valores calculados com o expoente de Eaton igual a 3 se apresentaram mais discrepantes, em relação aos valores medidos. Já a utilização do expoente igual a 1,2 mostrou resultados mais próximos dos valores medidos no poço X, evidenciando, assim, que um expoente mais próximo de um é o mais adequado para a bacia Sergipe-Alagoas.

Um dos problemas com os dados do gradiente de fratura está nos valores do teste de absorção, que são utilizados para a construção da curva K. Para a construção dessa curva, é indicado um número mínimo de quatro pontos, para que se obtenha uma curva de tendência exponencial com mínimo de precisão.

REFERÊNCIAS

ARMELE, A; COUTINHO, C; LIRA, F; GARCIA, M; CHRISPIM, S. **Bacia de Sergipe-Alagoas: histórico exploratório e potencial petrolífero**. Trabalho de Final de Curso – Universidade Estadual do Rio de Janeiro – Faculdade de Geologia, 2006.

EATON, B. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. **SPE Journal** 5544, 1975.

FERREIRA, C. D. **Novo método para estimativa do gradiente de fratura para poços de petróleo**. Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010.

FOSTER, J. B.; WHALEN, H. E. Estimation of Formation Pressures From Electrical Surveys – Offshore Louisiana. **SPE. Paper** 1200. 1966.

GARDNER, G.H.F, GARDNER, L.W., GREGORY, A.R.. Formation Velocity and Density – The diagnostic basis for stratigraphic traps, **Geophysics**, Volume 39, Number 6, pp. 2085 – 2095, 1974.

HOTTMAN C. E.; JOHNSON R.K. Estimation of Formation Pressure from Log-Derived Shale Properties. **Journal of**

Petroleum Technology, pp. 717-722, June, 1965.

HUBBERT, M. K., and WILLIS, D. G. Mechanics of Hydraulic Fracturing. AIME Petroleum Transactions, V. 210, p. 153-168, 1957.

LOREDO, J.; FONTOURA, S. A. B. Avanços na Previsão de Pressão de Poros em Folhelhos. **Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**. 4, 4ºPDPETRO, , Campinas - SP, 2007.

PEREIRA, B. C. M. **Proposta de uma metodologia para estimativa de geopressões**. Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

ROCHA, L. A. S.; DE AZEVEDO, C. T. **Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos**. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.