

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo Comparativo entre Diferentes Métodos de Previsão de Gradiente de Fratura para Poços de Petróleo na Bacia Sergipe-Alagoas

AUTORES:

Mirele dos Santos Bispo¹, Rafael Gonçalves Santos², Gabriel Francisco da Silva³, João Paulo Lobo dos Santos⁴

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de sergipe^{1,2,3,4}

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES MÉTODOS DE PREVISÃO DE GRADIENTE DE FRATURA PARA POÇOS DE PETRÓLEO NA BACIA SERGIPE- ALAGOAS

Abstract

Drilling oil wells is a complex and costly activity because there are inherent operational risks that can lead to losses of varying magnitude. For this reason, a well-designed well project is critically important for the success of this oil industry's segment. Especially with regarding the determination of geopressure that will allow the detailed analysis of the pressures acting around the well, avoiding problems arising from their erroneous estimates. In view of this, the objective of this study was to evaluate different models for indirect fracture pressure gradient prediction, by applying them on a data of an oil field located in Sergipe- Alagoas basin, in order to determine the most suitable for this scenario. The methodologies used were: Minimum Stress, Aadnoy, and Specific Correlation. These were compared with each other and with the absorption test values, which were taken as a reference for the evaluation of precision through the relative percentage error. Among the three methods evaluated, the Minimum Tension was more accurate and could then be applied in the oil field of the Sergipe-Alagoas Basin. It was also found that both the Aadnoy and the Specific Correlation methodology are good approach and interesting alternatives for predicting the fracture gradient.

Introdução

A perfuração de poços de petróleo é uma atividade que envolve alta complexidade associada a um elevado investimento de capital financeiro. Em virtude disso, o mercado exige, cada vez mais, o desenvolvimento de novas tecnologias e metodologias para tornar essa atividade tanto tecnicamente quanto economicamente viável. Dentre as metodologias a serem adotadas, um projeto de poço bem executado poderá evitar problemas e paradas desnecessárias durante a perfuração, o que maximiza a exploração reduzindo as perdas de receitas indesejadas.

Vários problemas operacionais estão associados à essa atividade, e desta maneira o conhecimento detalhado da área é de extrema importância. Dentre as complicações mais frequentes estão desmoronamento das paredes do poço com consequente prisão de coluna, influxo de fluidos da formação para dentro do poço e perda de circulação, assim, as consequências podem ser desde prejuízos econômicos até perdas humanas e impactos ambientais negativos (ROCHA & AZEVEDO, 2009). Para evitar tais transtornos é necessário trabalhar respeitando-se uma janela operacional, que é responsável por definir o intervalo de variação do peso do fluido de perfuração, onde o limite inferior é representado pelo gradiente de poros e o limite superior pelo gradiente de fratura. Para a estimativa do gradiente de fratura existe diversas metodologias disponíveis na literatura, podendo ser classificadas em métodos diretos e indiretos.

Com relação a estimativa indireta do gradiente de fratura ao longo da formação tem-se como destaque o Método da Tensão Mínima, por ser um dos mais utilizados na indústria do petróleo. Outra alternativa é o Método de Rocha que tem como base correlações relativamente simples (ROCHA & AZEVEDO, 2009). Já Aadnoy e Belayneh (2009) tem por base a equação clássica de Kirsch para o desenvolvimento de um novo modelo de previsão de pressões de iniciação de fratura da formação. Além destes métodos citados anteriormente pode-se acrescentar as correlações de Hubbert & Willis (1957), Eaton (1969), Christman (1973), Matthews e Kelly (1967), dentre outros.

Durante a realização deste trabalho foram empregadas correlações indiretas, como o método da Tensão Mínima, Método de Rocha e Aadnoy e Belavneh (2009) na predição do gradiente de fratura em projetos de poços da bacia Sergipe-Alagoas. Logo, a motivação deste trabalho está relacionada aos benefícios que uma correlação validada para esta área poderá acarretar em projetos futuros de poços.

Metodologia

A metodologia adotada no presente trabalho consistiu na utilização de vários métodos de estimativa de gradiente de fratura com o intuito de verificar qual se aproximava mais próximo dos valores obtidos a partir do *leak off test*. Para isso, utilizou-se informações fornecidas pelo banco de dados de uma empresa petrolífera em atividade no estado de Sergipe.

Os dados de dois poços localizados em um campo da bacia Sergipe-Alagoas foram retirados dos trabalhos de Andrade (2014), Santos Jr (2015) e Silva (2016), intitulados de X e Y, com profundidades de 1107 e 2395 metros, respectivamente. Para uma maior simplicidade das análises o poço Y foi considerado a continuidade vertical do poço X, isto é, foram considerados como um único poço, denominado agora de poço A. As informações fornecidas por essa companhia foram dados de perfilagem e, a partir, deles selecionaram-se os perfis mais relevantes para o presente trabalho, sendo eles os perfis sônicos, densidade e LOT (RHOB).

O primeiro passo consistiu no cálculo do gradiente de poros, para tal, foi necessário traçar uma linha de tendência de compactação normal. Plotou-se um gráfico semilogarítmico do perfil sônico no intervalo onde a medição foi realizada e, a partir da análise visual da curva obtida, selecionou-se dois pontos, na região assumida como normalmente compactada. Posteriormente, determinou-se o coeficiente angular da reta e consequentemente obteve-se o parâmetro Δt_N , finalmente, calculou-se o gradiente de pressão de poros a partir da Equação (1), considerando o expoente de Eaton igual a um ($n=1$) para a bacia Sergipe-Alagoas, corrigido pelos estudos de Andrade (2014) e Silva (2016) e Silva et al. (2018), utilizando os dados de tempo de trânsito.

$$G_p = G_{ov} - \left[(G_{ov} - G_N) \times \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t_o} \right)^{1,0} \right] \quad (1)$$

A estimativa do gradiente de fratura pelo método da Tensão Mínima faz uso da Equação (2) para determinação do coeficiente de tensão da matriz da rocha (K) e posteriormente da Equação (3) para extrapolar esse parâmetro calculado localmente para toda área. A partir daí realizou-se, através da Equação (4), a estimativa do gradiente de fratura.

$$K = \frac{P_A - P_p}{\sigma_{ov} - P_p} \quad (2)$$

$$K = a * \ln(D_s) + b \quad (3)$$

$$G_F = G_p + K(G_{ov} - G_p) \quad (4)$$

O método proposto por Aadnoy e Belayneh (2009) necessita dos valores do coeficiente de Poisson em cada profundidade avaliada, os quais foram obtidos com a Equação (7), que é função da relação entre as velocidades das ondas compressoriais e ondas transversais, Equações (5) e (6), respectivamente, conforme descrito por Castagna e Backus (1993), sendo possível determinar o coeficiente de tensão da matriz da rocha pela Equação (8) e finalmente realizar a determinação do gradiente de fratura utilizando também a Equação (4).

$$V_p = \frac{1}{\Delta t_o} \quad (5)$$

$$V_s = 0,8042 \cdot V_p - 0,8559 \quad (6)$$

$$v = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 2}{2 \cdot \left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 2} \quad (7)$$

$$K = \frac{(1 + v)^2}{3v(1 - 2v) + (1 + v)^2} \quad (8)$$

A correlação específica utilizada neste trabalho é descrita em Rocha e Azedo (2009) e, neste método, plotou-se um gráfico de Sobrecarga *versus* LOT e, posteriormente foi necessário traçar uma linha de tendência que fornecesse o melhor coeficiente de correlação, possibilitando a estimativa do gradiente de fratura ao longo de todo o poço.

As curvas dos gradientes de fratura calculadas pelos modelos foram comparadas entre si e relacionadas aos valores de teste de absorção disponíveis na área, Tabela 1.

Tabela 1 - Dados de teste de absorção.

Prof. (m)	P _A (lb/gal)
348,00	15,40
485,00	17,20
976,00	19,80
993,55	16,55
1094,00	15,17
1492,00	15,30
1495,00	15,97
2235,00	18,10

Fonte: Santos Jr (2015), Silva et al. (2018)

A precisão do modelo é avaliada pela curva de gradiente de fratura do modelo que apresentar maior aproximação dos valores de teste de absorção. Para quantificação do erro utilizou-se o Erro Absoluto (EA), Erro Pontual (EP) e o Erro Relativo (ER), representados pelas Equações (9) a (11).

$$EA = VM_i - VC_i \quad (9)$$

$$EP(\%) = 100 \times \frac{VM_i - VC_i}{VM_i} \quad (10)$$

Onde: VM é valor medido pelos métodos diretos na profundidade i ; VC representa o valor calculado pelo método indireto na profundidade i .

$$ER(\%) = 100 \times \frac{\sum_{i=1}^N \frac{VM_i - VC_i}{VM_i}}{N} \quad (11)$$

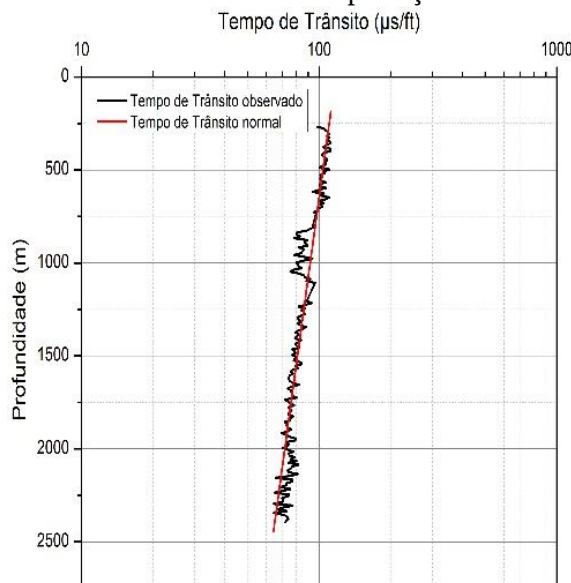
Onde: N é o número de incrementos de profundidades.

Resultados e Discussão

A priori, determinou-se a pressão de sobrecarga utilizando os dados dos perfis de densidade (RHOB). Os valores dos gradientes de sobrecarga tiveram uma variação de 14,40 (lb/gal) para a profundidade mais rasa (267m) e 19,52 (lb/gal) na profundidade de 2395m. A partir desses valores construiu-se uma curva que representa a variação do gradiente de sobrecarga com a profundidade de sedimentos.

De posse dos dados de tempo de Trânsito do poço A, obteve-se o tempo de trânsito normal através da construção da linha de tendência, como mostrado na Figura 1. A zona de compactação normal foi escolhida entre as profundidades de 327 e 607 metros. A partir dos dados de gradiente de sobrecarga e gradiente de pressão de poros aplicaram-se os principais modelos indiretos utilizados pela indústria petrolífera para predição do gradiente de fratura.

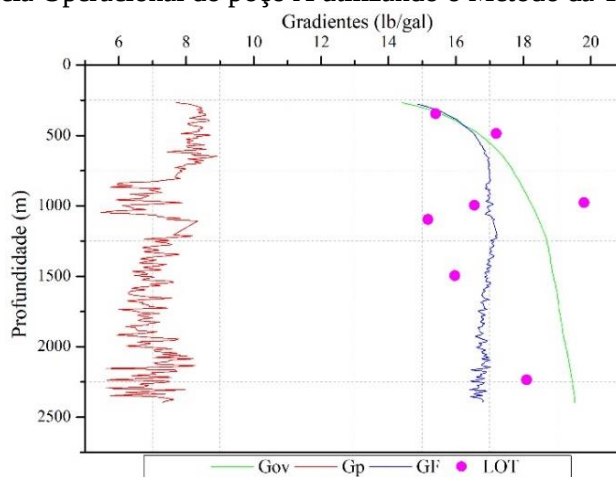
Figura 1 - Curva de tendência de compactação normal do poço A.



- Método da Tensão Mínima

A Figura 2 mostra o perfil de geopressões com a curva do gradiente de fratura pelo Método da Tensão Mínima e, verifica-se que o modelo da tensão mínima, mostrou-se bastante eficiente nas profundidades 347 m, 487 m, 997 m e 1495 m. Nas demais profundidades, diferenças significativas entre o teste de absorção e o gradiente de fratura calculado foram observadas e estas disparidades podem estar relacionadas com o coeficiente de Eaton, utilizado para estimar o gradiente de poros da formação. O gradiente de fratura não é uma função direta deste parâmetro, mas a sua equação tem como uma das variáveis o gradiente de poros que é calculado a partir deste coeficiente, influenciando, assim, este método indireto. No presente trabalho, adotou-se um coeficiente de Eaton igual a 1, tendo em vista que este valor foi o mais adequado, segundo os estudos de Andrade (2014), Silva (2016) e Silva et al. (2018). Esta diferença pode ter ocorrido ainda devido à calibração do coeficiente K, que é feito através dos dados de LOT, o qual sofre influência de vários fatores como litologia, pressão de poros, formação plástica, estado de tensão ao redor do poço, má cimentação e erro de interpretação. Outra possibilidade pode ter ocorrido devido a erro na execução do teste de absorção e, neste caso, o gradiente de fratura pode ter sido superdimensionado. Por exemplo, se comparada às profundidades de 977 m e 997 m, elas possuem apenas de 20 m de diferença na profundidade e, no entanto, a primeira apresenta um valor de LOT em torno de 20% maior que a segunda, o que sugere que o LOT pode ter sido superestimado. Desta forma, seria recomendado o levantamento de dados de LOT de outros poços na área e em profundidades semelhantes para comparativo nos valores.

Figura 2 - Janela Operacional do poço A utilizando o Método da Tensão Mínima.



Analisando a Tabela 2, notou-se que a metodologia da Tensão Mínima apresentou um Erro Relativo médio de 6,75%, onde o maior erro pontual foi de 13,57% ocorrendo na profundidade de 977 m, indicando que este modelo apresenta uma boa estimativa do gradiente de fratura para o campo em estudo. O LOT é a pressão de absorção, e desta maneira pode superestimar a tensão *in situ* mínima em até 15%, uma vez que, a sua medição é influenciada pelas tensões ao redor do poço, contudo, é necessário atentar-se as regiões onde o gradiente de fratura é maior que o teste de absorção pois, esta situação poderá acarretar problemas durante a perfuração, principalmente nas profundidade de 1097 m e 1495 m, uma vez que, mesmo com a aplicação da margem de segurança no gradiente de fratura de 0,5 lb/gal o risco de perda de circulação ainda estará presente.

- Método de Aadnoy e Belayneh

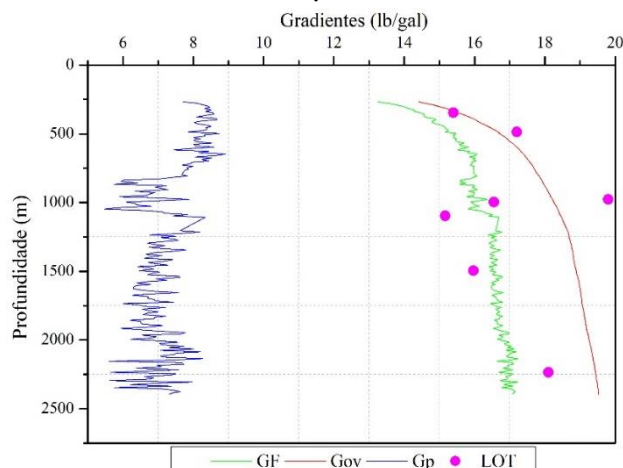
Para construção da curva de fratura com o método de Aadnoy e Belayneh (2009) utilizou-se o a relação V_s/V_p , por se tratar de valores coletados de uma fonte direta como o perfil sísmico.

Na Figura 3 visualiza-se o comportamento da curva de fratura obtida pelo modelo proposto neste tópico. De posse da Tabela 2 verifica-se que este apresenta um erro relativo inferior a 10 % para as profundidades de 347 m, 997m, 1097 m, 1495 m e 2235 m, onde o erro relativo médio chegou a 8,30%, podendo ser considerado uma boa aproximação do gradiente de fratura.

Essa metodologia leva em consideração o histórico do carregamento, além de incluir os efeitos associados à temperatura, influenciando diretamente o gradiente de fratura, tornando os valores

calculados mais próximos do real, onde o coeficiente de tensão da matriz da rocha varia de 0,80 a 0,85 situando-se no intervalo de 0,6 e 1,0, comportamento este associado à bacia Sergipe-Alagoas, que está sob regime compressivo. Uma das vantagens deste modelo está no fato de não se precisar de testes diretos na estimativa do gradiente de fratura, sendo apropriado para poços pioneiros, os quais não possuem poços de correlação. Desta forma, este método se torna bastante atrativo quando utilizado na fase inicial de exploração de um campo onde dados de perfuração podem não estar disponíveis.

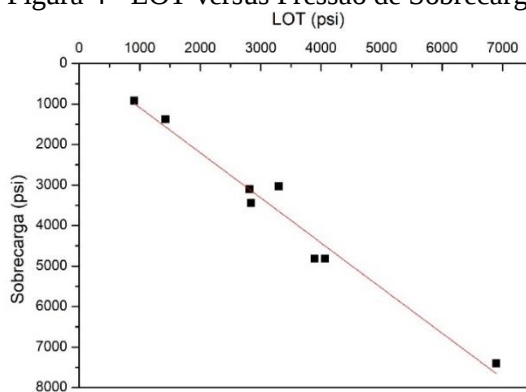
Figura 3 - Janela Operacional do poço A utilizando o Método de Aadnoy e Belayneh



- Método das Correlações específicas

A partir da plotagem de um gráfico de sobrecarga *versus* LOT e do traçado de uma linha de tendência, como mostrado na Figura 4, foi possível estimar o gradiente de fratura ao longo de todo o poço A. Neste cenário, a linha de tendência linear foi a que forneceu o melhor coeficiente de correlação ($R^2=0,97$). O perfil de geopressões está ilustrado na Figura 5 e o erro pontual na Tabela 2, é possível notar que na profundidade de 997 m o valor do gradiente de fratura apresenta uma diferença de apenas 0,03 lb/gal, quando comparado ao teste de absorção nesse ponto, e um erro relativo de 0,0018%. De forma geral, observa-se que o erro relativo médio foi de 7,87%, sendo uma ótima estimativa simples do gradiente de fratura.

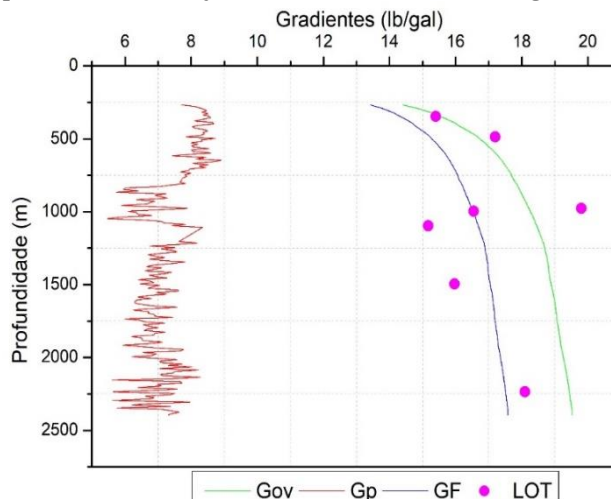
Figura 4 - LOT versus Pressão de Sobrecarga



Do ponto de vista de segurança operacional, o método apresenta dois pontos desfavoráveis, nas profundidades de 1097m e 1495m, uma vez que o gradiente de fratura supera o valor do teste de absorção em 1,51 e 1,07 lb/gal, respectivamente. Isto poderá ocasionar uma perda de circulação durante a perfuração na profundidade do teste com consequente influxo de fluidos, mesmo assim, a diferença entre o valor real e o calculado encontra-se abaixo dos 15% estipulados pela indústria. Vale ressaltar que, apesar dos bons resultados, a grande desvantagem deste método resulta da necessidade de uma grande quantidade de valores de LOT para que uma boa correlação possa ser ajustada. Isto se torna desvantajoso para aplicação em cenários exploratórios, porém é um método bem prático para

aplicação em cenário de poços de desenvolvimento, visto que nesse momento a quantidade de dados de poços de correlação é bem maior.

Figura 5 - Janela Operacional do Poço A Utilizando a Metodologia Correlação Específica.



Analisando as curvas de geopressões, verifica-se que os modelos fornecem resultados que podem ser adequadamente utilizados para estimativa do gradiente de fratura do campo localizado na bacia Sergipe-Alagoas, tendo em vista que, os valores obtidos para a pressão de fratura da formação estão percolados pelos valores do teste de absorção.

Os resultados obtidos ratificam o que já foi discutido anteriormente que na profundidade de 977 m o teste de absorção pode ter sido superestimado pois, este ponto apresenta uma elevada discrepância em todos os métodos indiretos. Isto pode ter ocorrido devido fato de durante o teste não ter sido interrompido o bombeio logo que a pressão de absorção fosse alcançada e pode ter prosseguido até atingir a pressão de quebra da formação, sendo essa numericamente maior que a pressão de absorção.

Tabela 2 - Comparação dos resultados entre os modelos de predição de Fratura

Profundidade do Teste (m)	Teste de Absorção (lb/gal)	Tensão Mínima			Aadnoy (2009)			Correlações específicas		
		Gf (lb/gal)	ER (%)	Erro (lb/gal)	Gf (lb/gal)	ER (%)	Erro (lb/gal)	Gf (lb/gal)	ER (%)	Erro (lb/gal)
347	15,4	15,76	2,38	-0,36	14,46	6,12	0,94	14,32	7	1,08
487	17,2	16,56	1,57	0,64	15,16	11,84	2,04	15,23	11,43	1,97
977	19,8	17,11	13,57	2,69	16,37	17,33	3,43	16,49	16,73	3,31
997	16,55	16,92	2,26	-0,37	15,89	3,98	0,66	16,52	0,0018	0,03
1097	15,17	17,1	12,74	-1,93	16,4	8,14	-1,23	16,68	9,99	-1,51
1495	15,97	16,85	5,5	-0,87	16,44	2,95	-0,47	17,04	6,72	-1,07
2235	18,1	16,43	9,22	1,67	16,69	7,79	1,41	17,51	3,26	0,59

De forma geral verifica-se que o Método da Tensão Mínima, Correlação Específica e Aadnoy apresentam as melhores aproximações, nesta devida ordem, sendo o erro relativo médio inferior a 10% em ambos, destacando-se o Método da Tensão Mínima com um valor de apenas 6,75%.

Conclusões

A partir de dados de perfilagem de dois poços pertencentes a um campo localizado na bacia Sergipe-Alagoas realizou-se a estimativa do gradiente de fratura da formação utilizando três métodos distintos. Por meio da comparação entre eles, tendo como critério o erro relevo, foi possível determinar o modelo mais adequado para aplicação em poços situados nesta região.

Verificou-se que, de todos os modelos para estimativa do gradiente de fratura apresentados, o que mostrou a melhor precisão foi o modelo da Tensão mínima, uma vez que, o erro

relativo foi de apenas 6,75%. Entretanto, tanto o método de Aadnoy e Belayneh (2009) quanto a metodologia envolvendo a Correlações Específica apresentam estimativas aceitáveis, os quais podem ser utilizados para campos terrestres localizados na bacia Sergipe-Alagoas pois, a diferença entre eles e os valores do teste de absorção são menores que 10%. O estudo de Aadnoy e Belayneh (2009) é apropriado para campos em que os dados provenientes de métodos diretos não estão disponíveis, ou seja, poços pioneiros enquanto, o modelo de Correlação específica pode ser empregado quando tem-se apenas dados de LOT e sobrecarga, sendo mais apropriado para poços de desenvolvimento.

Desta maneira, a definição do modelo mais preciso para ser utilizado na bacia Sergipe-Alagoas representará menores custos com materiais de fluido de perfuração e revestimentos, assim como reduzirá os riscos de acidentes durante a extração do petróleo. Além disso, o conhecimento de métodos alternativos de estimativa de gradiente de fratura neste cenário faz-se importante pois, nem sempre todos os dados de campo estão disponíveis.

Referências Bibliográficas

AADNOY, B. S.; BELAYNEH, M. A new fracture model that includes load history, temperature, and poisson's effects. **SPE Drilling and Completion**, v. 24, n. 3, p. 452–455, 2009.

ANDRADE, J. F. **Avaliação da aplicabilidade de correlações empíricas desenvolvidas para o golfo do México em projetos de poços da uo-seal**. São Cristovão/SE, trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal De Sergipe, 2014.

CASTAGNA, J. P.; BACKUS, M. M. (EDS.). **Offset-Dependent Reflectivity—Theory and Practice of AVO Analysis**. Soc of Exploration Geophysicists; Pristine Condition Like New edition, 1993.

CHRISTMAN, S. A. Offshore fracture gradients. SPE-AIME- Exxon Company. **Journal of Petroleum Technology**, p. 910-914, Aug., 1973.

EATON, B. A. Fracture gradient and its application in oilfield operations. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1353-1360, Oct., 1969.

HUBBERT, K. M.; WILLIS, D. G. Mechanics of hydraulic fracturing. **SPE-4597**, v. 210, p. 153-166, Feb., 1957.

MATTHEWS, W. R.; KELLY, JOHN. How to predict formation pressure and fracture gradient. **Oil and Gas Journal**, 20, Feb., 1967.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de poços de Petróleo: geopressões e assentamentos de colunas de revestimentos**. 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2009.

SANTOS JR, E. X. **Ajuste da curva de k para a determinação do gradiente de fratura em projetos de poços na bacia Sergipe-Alagoas**. São Cristovão/SE, trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal de Sergipe, 2015

SILVA, M. N. **Avaliação da aplicação dos métodos indiretos de predição do gradiente de poros em projetos de poços da bacia Sergipe-Alagoas**. São Cristóvão/SE, Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Sergipe - UFS, 2016.

SILVA, M. N., SANTOS, J. P. L., OLIVEIRA, R. C., SOUZA, I. S., CUNHA, A. L. 2018. **Avaliação da aplicação dos métodos indiretos de predição do gradiente de pressão de poros em projetos de poços da Bacia Sergipe-Alagoas**. Geol. USP, Sér. cient., São Paulo, v. 18, n. 2, 19-28.