

KEVIN TANG

**CONSTRUÇÃO DE SIMULADOR DE PERFURAÇÃO DE POÇOS:
MÓDULO DE GEOPRESSÕES**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

SÃO PAULO

2025

KEVIN TANG

**CONSTRUÇÃO DE SIMULADOR DE PERFURAÇÃO DE POÇOS:
MÓDULO DE GEOPRESSÕES**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

Área de concentração:

Geopressões

Orientador:

Ronaldo Carrion

SÃO PAULO

2025

RESUMO

A perfuração de poços de petróleo e gás envolve diversas etapas críticas no seu planejamento. Cada uma dessas fases exige uma grande quantidade de dados para estimativas precisas e decisões assertivas durante o desenvolvimento do projeto. Para tornar os cálculos mais eficientes, tanto no planejamento quanto no monitoramento da perfuração, empresas do setor utilizam simuladores comerciais, especialmente em um cenário atual marcado por uma intensa transformação digital. Além disso, quando se trata de poços do Pré-sal em contraste com outros poços, fica clara a diferença das propriedades e características, ou seja, não é apenas necessário um simulador que seja capaz de calcular uma janela operacional para dados comuns, mais um que seja capaz de permear essas especificidades e gerar uma janela operacional condizente com os poços Brasileiros.

No meio acadêmico, o uso desses simuladores também tem se mostrado essencial para atividades de ensino e pesquisa em perfuração de poços. No entanto, há uma carência significativa de simuladores de código aberto acessíveis às universidades, e as opções comerciais apresentam custos bastante elevados. Diante disso, este projeto propõe identificar as diferenças entre a construção de uma janela operacional do Pré-sal e uma comum por meio do desenvolvimento de uma função em Python para o cálculo de geopressões, etapa fundamental no projeto de poços. Esse módulo será uma parte inicial de um simulador de perfuração de poços de código aberto, voltado ao uso acadêmico em ensino e pesquisa.

Palavras-chave: Perfuração de Poços, Geopressões; Simulador; Python; Pré-sal

ABSTRACT

The drilling of oil and gas wells involves several critical stages in its planning, each requiring a large amount of data to ensure accurate estimates and sound decisions throughout project development. To make calculations more efficient, both during planning and drilling monitoring, companies in the sector rely on commercial simulators—especially in the current context of rapid digital transformation. Moreover, when comparing Pre-salt wells with other types of wells, significant differences in properties and characteristics become evident. Therefore, it is not only necessary to have a simulator capable of calculating an operational window for conventional data, but also one that can incorporate these specificities and generate an operational window consistent with Brazilian wells.

In the academic field, the use of simulators has also proven essential for teaching and research activities in well drilling. However, there is a significant shortage of open-source simulators accessible to universities, while commercial alternatives remain prohibitively expensive. In this context, this project aims to identify the differences between the construction of an operational window for Pre-salt and conventional wells by developing a Python function for geopressure calculation—an essential step in well design. This module will serve as an initial component of an open-source well drilling simulator intended for academic use in teaching and research.

Keywords: Well Drilling; Geopressure; Simulator; Python; Pre-salt

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1:Fluxograma do plano de trabalho da Iniciação Científica. Fonte: Relatório para Inscrição da bolsa ANP (Policarpo, N)	6
Figura 2.1:Janela Operacional Típica (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019)	25
Figura 3.1:Dados do simulador nas profundidades nas quais foram aferidas os Leak Off Test	33
Figura 4.1:Dataframe resultante dos inputs do perfil sônico.....	29
Figura 4.2:Dataframe resultante dos da correlação de Gardner e inserção do ΔD para cálculo do gradiente	30
Figura 4.3: Dataframe com Gradiente de Sobrecarga calculado.....	30
Figura 4.4:Dataframe com os valores de Δt_n calculados.	31
Figura 4.5: Dataframe com o gradiente de poros calculado.	32
Gráfico 3.1: Perfil sônico provindo dos dados de perfilagem do poço	29
Gráfico 3.2: Regressão linear dos valores de constante K pela profundidade em escala logarítmica.....	33
Gráfico 3.3: Valores estimados de K' para todas as profundidades	34
Gráfico 4.1: Janela operacional provinda dos dados diretos de pressão de Sobrecarga, Poros, Fratura e Colapso	27
Gráfico 4.2: Janela Operacional generalizada calculada no método.....	36

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	6
1.1	Objetivo.....	7
1.2	Justificativa.....	8
1.3	Organização do trabalho	8
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1	GEOPRESSÕES NA ENGENHARIA DE PERFURAÇÃO	9
2.2	EVOLUÇÃO NO CÁLCULO DA TENSÃO DE SOBRECARGA	9
2.3	MÉTODOS CLASSICOS E MODERNOS DE ESTIMATIVA DE PRESSÃO DE POROS	10
2.4	PRESSÃO DE FRATURA E INTEGRIDADE DA FORMAÇÃO	11
2.5	PRESSÃO DE COLAPSO E ESTABILIDADE DO POÇO.....	11
2.6	EVOLUÇÃO DAS JANELAS OPERACIONAIS	12
2.7	HISTÓRICO DOS CÓDIGOS OPEN SOURCE	13
2.8	SIMULADORES DE PERFURAÇÃO EXISTENTES	13
3	MÉTODO.....	15
3.1	GEOPRESSÕES.....	15
3.1.1	TENSÃO DE SOBRECARGA.....	15
3.1.2	PRESSÃO DE POROS.....	18
3.1.3	PRESSÕES DE FRATURA	21
3.1.4	PRESSÕES DE COLAPSO	23
3.1.5	JANELA OPERACIONAL	24
4	RESULTADOS	26
4.1	JANELA OPERACIONAL RESULTANTE DAS PRESSÕES	27
4.2	JANELA OPERACIONAL COM GRADIENTES CALCULADOS COM BASE NA REVISÃO	28
4.2.1	DADOS DO POÇO CLÁSSICO	28

4.2.2	GRADIENTE DE SOBRECARGA.....	29
4.2.3	GRADIENTE DE POROS	30
4.2.4	GRADIENTE DE FRATURA	32
4.2.5	GRADIENTE DE COLAPSO.....	35
4.2.6	JANELA OPERACIONAL DE UM POÇO CLÁSSICO	36
4.3	JANELA OPERACIONAL DE UM POÇO DO PRÉ-SAL.....	37
4.3.1	DADOS DO POÇO	37
4.3.1	GRADIENTE DE SOBRECARGA.....	38
4.3.2	GRADIENTE DE POROS	39
4.3.3	GRADIENTE DE FRATURA	41
4.3.4	GRADIENTE DE COLAPSO.....	44
4.3.5	DADOS POÇO PRÉ-SAL ALTERNATIVO	44
5	CONCLUSÕES	48
6	TRABALHOS FUTUROS	50
	REFERÊNCIAS.....	51

1 INTRODUÇÃO

A tarefa de projetar poços de óleo e gás é bastante complexa, pois envolve uma série de etapas e, conseqüentemente, requer muitos dados (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019). A Figura 1 mostra, de forma simplificada, o fluxo de trabalho com as etapas envolvidas no projeto de um poço.

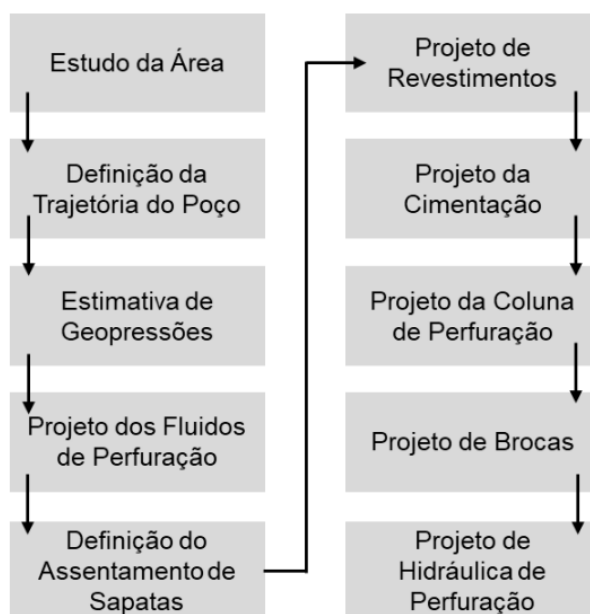


Figura 1.1: Fluxograma do plano de trabalho da Iniciação Científica. Fonte: Relatório para Inscrição da bolsa ANP (Policarpo, N)

Na prática, a estimativa das geopressões representa a etapa inicial no projeto de um poço. Essas pressões, naturalmente presentes na subsuperfície, resultam da interação entre fluidos e formações rochosas (BOURGOYNE et al., 1986; MITCHEL; MISKA, 2011). As geopressões são compostas principalmente pelas pressões de sobrecarga, de poro, de fratura e de colapso. A construção das curvas de geopressões ao longo da profundidade do local de perfuração define a chamada janela operacional — a faixa de pressões hidrostáticas e dinâmicas que devem ser respeitadas dentro do poço durante a perfuração. O não cumprimento desses limites pode comprometer a integridade do poço, gerando atrasos e custos adicionais para as empresas envolvidas. Além disso, uma estimativa imprecisa da janela operacional compromete todas as fases subsequentes do projeto do poço (Figura 1.1)

Com os atuais cenários de altas pressões e temperaturas, comuns em ambientes de perfuração modernos, o conhecimento prévio e preciso das geopressões torna-se essencial para evitar falhas como kicks, perdas de circulação, colapsos e ovalização do poço (EJIKE et al., 2024; HAMID et al., 2024; OSAROGIAGBON et al., 2020; ROCHA; AZEVEDO, 2019).

Contudo, a tarefa de estimar geopressões é desafiadora devido à complexidade na implementação e modelagem da matemática envolvida e à grande quantidade de dados requeridos, como a variação da densidade das rochas com a profundidade e outras propriedades geomecânicas (AGRAWAL et al., 2011). Nesse contexto, o uso de simuladores computacionais torna esse processo mais acessível e menos propenso a erros. A atual transformação digital também tem impactado fortemente não apenas as empresas do setor, mas também a pesquisa e o ensino na área de petróleo.

Atualmente, existem diversos simuladores de perfuração de poços, tanto comerciais quanto de código aberto. No entanto, nem todos abrangem integralmente as etapas da construção de um poço, e a maioria apresenta custos elevados, como o DrillScan Software (HELMERICH & PAYNE INC., 2024), o WellPlan (HALLIBURTON, 2024) e o SafeVision (SAFEKICK, 2024).

Entre as opções gratuitas mais completas, destacam-se o OpenLab Drilling (NORCE ENERGY, 2024; HARKOUSS, 2023), desenvolvido pelo instituto norueguês NORCE em parceria com a Universidade de Stavanger, e o MudWare Engineering Software v30, da SLB (SLB, 2024), embora este último seja uma ferramenta considerada obsoleta.

1.1 Objetivo

Diferenciar, através de um simulador de código aberto, dentro do ambiente Colab, em Python, as diferenças entre as características das Janelas Operacionais do pré-sal em relação a poços ultra profundos sem as particularidades providas da camada de sal. Baseado em informações da perfilagem geologia submarina e equacionamento da literatura corrente, que estime as Geopressões (Pressão de

Poros, de Colapso, de Fratura e de Sobrecarga) para efeito de criação da janela operacional em diferentes condições geológicas, auxiliando na definição da densidade do fluido de perfuração durante a perfuração do poço.

1.2 Justificativa

A justificativa desse trabalho essencialmente é expandir os recursos acadêmicos na engenharia de petróleo, por meio de um simulador que poderá tanto ser aprimorado por futuros trabalhos e utilizado em sala de aula para exemplificar com maior precisão o assunto de geopressões. Assim como elucidar as dificuldades de implementação, diferenças geológicas e consequentemente de equacionamento dessas informações quando se trata de poços típicos do pré-sal.

1.3 Organização do trabalho

O trabalho está organizado de forma a revisão bibliográfica auxiliar o leitor definindo o que são e quais são as geopressões de um poço, como calculá-las e importância de uma janela operacional para a perfuração de um poço, assim como o que são códigos open source e a importância deles para área acadêmica. Como também, na metodologia, a definição de quais dados foram usados, baseado nos conceitos e equações da revisão para que possa ser vista nos resultados a criação da base de dados e dos gradientes até a finalização da janela operacional.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 GEOPRESSÕES NA ENGENHARIA DE PERFURAÇÃO

Na engenharia de perfuração de poços, o termo geopressões refere-se ao conjunto de pressões e tensões atuantes na subsuperfície, resultantes da interação entre o peso das formações geológicas, os fluidos confinados nos poros das rochas e o estado de tensões tectônicas regionais. Segundo Zoback (2010), essas pressões não devem ser tratadas isoladamente, pois fazem parte de um sistema geomecânico acoplado, no qual alterações em uma variável afetam diretamente as demais.

Inicialmente, as geopressões eram abordadas de forma simplificada, com foco quase exclusivo na pressão de poros e na pressão hidrostática esperada. Entretanto, estudos posteriores demonstraram que a negligência das tensões efetivas e dos limites mecânicos das formações levava a falhas recorrentes durante a perfuração, especialmente em poços profundos (JAIMES; COOK, 2013).

Com o avanço da geomecânica aplicada à perfuração, consolidou-se o entendimento de que a definição segura das condições operacionais exige a determinação simultânea da tensão de sobrecarga, da pressão de poros, da pressão de fratura e da pressão de colapso, cuja integração ao longo da profundidade resulta na chamada janela operacional (FJAER et al., 2008).

2.2 EVOLUÇÃO NO CÁLCULO DA TENSÃO DE SOBRECARGA

A tensão de sobrecarga representa a tensão vertical total imposta pelo peso das camadas geológicas sobre uma determinada profundidade. Os primeiros métodos de cálculo assumiam densidades médias constantes e perfis estratigráficos homogêneos, abordagem adequada apenas para poços rasos e ambientes geológicos simples (TERZAGHI, 1943).

Com o desenvolvimento da perfilagem geofísica, tornou-se possível refinar essas estimativas. Gardner, Gardner e Gregory (1974) ampliaram os estudos iniciais sobre a relação entre velocidade sônica e densidade das rochas, permitindo a construção de perfis de densidade mais realistas a partir de dados de perfilagem acústica. Essa correlação passou a ser amplamente empregada na indústria por sua aplicabilidade em ambientes com dados limitados.

Posteriormente, estudos como os de Plumb, Edwards e Pidcock (1991) demonstraram que a heterogeneidade litológica e a presença de camadas evaporíticas exigem abordagens diferenciadas, uma vez que o sal apresenta comportamento reológico distinto, com tendência ao escoamento viscoplástico. Em ambientes offshore profundos, a contribuição da lâmina d'água passou a ser incorporada de forma sistemática aos cálculos, conforme discutido por Aadnøy e Chenevert (1987).

2.3 MÉTODOS CLASSICOS E MODERNOS DE ESTIMATIVA DE PRESSÃO DE POROS

A pressão de poros é uma das variáveis mais críticas da janela operacional, pois define o limite mínimo seguro para a densidade do fluido de perfuração. Inicialmente, assumia-se um gradiente hidrostático constante, hipótese que se mostrou inadequada em bacias sedimentares com sobrepressões significativas (OSBORNE; SWARBRICK, 1997).

Um avanço fundamental ocorreu com o desenvolvimento de métodos baseados em tendências normais de compactação. Eaton (1972) introduziu uma formulação que relaciona desvios do perfil sônico à presença de sobrepressões, abordagem posteriormente expandida e validada por Bowers (1995), que incorporou efeitos de carregamento e descarregamento tectônico.

Swarbrick e Osborne (1998) destacam que métodos baseados exclusivamente em perfil sônico podem falhar em ambientes onde a sobrepressão não é controlada apenas por subcompactação, como em bacias afetadas por geração de

hidrocarbonetos ou presença de sal. Nesses casos, a integração de múltiplos indicadores, como resistividade, densidade e dados sísmicos, torna-se essencial.

Mais recentemente, Zhang (2011) propôs uma abordagem integrada para previsão de pressão de poros em ambientes complexos, combinando dados sísmicos, perfilagem e modelagem geomecânica, reduzindo significativamente as incertezas associadas aos métodos clássicos.

2.4 PRESSÃO DE FRATURA E INTEGRIDADE DA FORMAÇÃO

A pressão de fratura estabelece o limite superior da janela operacional e está diretamente associada à integridade da formação. Hubbert e Willis (1957) foram pioneiros ao relacionar a pressão de fratura ao estado de tensões *in situ*, estabelecendo fundamentos ainda utilizados atualmente.

Testes de integridade da formação, como o Leak-Off Test (LOT) e o Extended Leak-Off Test (XLOT), tornaram-se práticas padrão para calibração dos modelos teóricos. Segundo Addis et al. (1998), esses testes fornecem informações valiosas sobre o gradiente de fratura, mas sua interpretação exige cuidado, especialmente em formações anisotrópicas.

Modelos mais recentes incorporam efeitos de anisotropia de tensões, propriedades elásticas da rocha e influência da trajetória do poço, conforme discutido por Zoback (2010). Em ambientes de sal, a previsão da pressão de fratura torna-se ainda mais complexa devido ao comportamento dúctil do material (FJAER et al., 2008).

2.5 PRESSÃO DE COLAPSO E ESTABILIDADE DO POÇO

A pressão de colapso define o limite inferior da janela operacional sob o ponto de vista da estabilidade mecânica do poço. Os primeiros critérios de colapso baseavam-

se em modelos elásticos isotrópicos, como o critério de Mohr-Coulomb, amplamente utilizado nas décadas iniciais da engenharia de poços (JAIMES; COOK, 2013).

Com o avanço da mecânica das rochas, passaram a ser considerados estados de tensões tridimensionais, efeitos de poroelasticidade e influência da trajetória do poço. Aadnøy e Looyeh (2019) demonstram que poços altamente desviados e horizontais apresentam mecanismos de instabilidade significativamente distintos dos poços verticais.

Além disso, estudos recentes apontam que o comportamento dependente do tempo, especialmente em formações salinas, pode comprometer a validade de modelos puramente elásticos, exigindo abordagens viscoplásticas para estimativas mais realistas da pressão de colapso (FJAER et al., 2008).

2.6 EVOLUÇÃO DAS JANELAS OPERACIONAIS

A construção da janela operacional resulta da sobreposição dos limites definidos pelas pressões de poros, fratura e colapso, todas condicionadas pela tensão de sobrecarga. Segundo Jaimes e Cook (2013), essa abordagem integrada permite visualizar claramente os intervalos seguros de operação e antecipar riscos durante a perfuração.

Historicamente, a janela operacional era construída de forma estática, com base em dados pré-perfuração. Entretanto, a crescente disponibilidade de dados em tempo real possibilitou abordagens dinâmicas, nas quais a janela é continuamente atualizada à medida que novas informações são adquiridas (ZHANG, 2011).

Em ambientes complexos, como o pré-sal brasileiro, diversos autores apontam que métodos clássicos precisam ser adaptados, pois o comportamento mecânico do sal viola hipóteses fundamentais de compactação e elasticidade linear (FJAER et al., 2008; ZOBACK, 2010).

2.7 HISTÓRICO DOS CÓDIGOS OPEN SOURCE

Programas de código aberto não são um fenômeno recente na indústria de programação e desenvolvimento de software. Este derivado da computação foi criada em 1984 por Richard Stallman, ao fundar a Free Software Foundation uma instituição de caridade que arrecada fundos para o GNU Project, que busca desenvolver softwares com mais liberdade em comparação com os modelos de programação existentes na época.

O uso de códigos open source tem sido uma revolução silenciosa no mundo da tecnologia, impactando diretamente diversas indústrias, incluindo a engenharia de petróleo. A filosofia de liberdade e colaboração que sustenta esse modelo atraiu desenvolvedores e pesquisadores ao longo das décadas, criando uma comunidade global dedicada ao aprimoramento contínuo de ferramentas e soluções. Um exemplo icônico é o Linux, cujo núcleo foi desenvolvido por Linus Torvalds em 1991. Este sistema operacional demonstrou como a transparência e a participação coletiva podem levar a resultados excepcionais em termos de qualidade e desempenho.

No contexto acadêmico e industrial, o código aberto possibilita o acesso democrático a tecnologias de ponta, eliminando barreiras financeiras e técnicas que antes limitavam a inovação. Para setores como o petróleo e gás, onde os custos de softwares proprietários são elevados, o uso de ferramentas open source oferece uma alternativa prática e eficiente. Além disso, o caráter colaborativo desses programas incentiva a personalização de ferramentas para atender demandas específicas, algo que seria inviável com soluções fechadas. Assim, o open source não é apenas uma tendência tecnológica, mas também uma abordagem que promove a criatividade e a inovação sustentável (STALLMAN, 1985).

2.8 SIMULADORES DE PERFURAÇÃO EXISTENTES

Simuladores de perfuração desempenham um papel crucial no planejamento e execução de operações de construção de poços. Esses sistemas reproduzem cenários reais em ambientes virtuais, permitindo aos engenheiros avaliar diferentes estratégias antes de aplicá-las em campo. Ferramentas amplamente utilizadas, como

o DrillSIM e o WellPlan, oferecem funcionalidades avançadas, como análise de torque, simulação de circulação e previsão de gradientes de pressão. No entanto, a acessibilidade desses softwares é limitada por seus altos custos de licenciamento, o que restringe seu uso para grandes empresas.

Em contrapartida, soluções open source vêm ganhando espaço, ainda que em estágios iniciais de desenvolvimento. Programas como o OpendTect, amplamente utilizado para interpretação sísmica, são um exemplo de como plataformas abertas podem trazer avanços significativos para áreas técnicas.

No entanto, observa-se que existem alguns simuladores de código aberto que se propõem a gerarem gradientes, mas nenhum calcula a janela operacional. Vejamos o Geo Pressure de *Whimian* (<https://github.com/whimian/pyGeoPressure>) que é capaz de utilizar a equação de Eaton com dados de perfil sônico e profundidade para calcular o gradiente de sobrecarga. Entretanto o simulador apenas possui essa funcionalidade, ademais, ao se observar os códigos, existe uma diferença nos imports utilizados: enquanto esse simulador usa apenas imports matemáticos para os cálculos dos gradientes, o Geo Pressure utiliza o pygeopressure que coleta dados de perfilagem e tem uma função de Eaton implementada.

Outro exemplo é o Wellbore_Stability de almosovAzad (https://github.com/almasovAzad/Wellbore_Stability), feito em MATLAB, é um simulador focado nos efeitos do tempo durante uma perfuração e como isso afeta a os gradientes de poros e fratura. Um tópico interessante, mas não define por completo a janela operacional, uma vez que faltam os gradientes colapso e sobrecarga.

Assim sendo, projetos acadêmicos, como o descrito neste trabalho, são fundamentais para preencher esse vazio, oferecendo alternativas acessíveis e customizáveis. Como destacado por Baker Hughes (2020), a integração de simuladores com linguagens flexíveis, como Python, é uma tendência que promete transformar o cenário atual, ao permitir que mais profissionais tenham acesso a ferramentas poderosas de análise e previsão.

3 MÉTODO

3.1 GEOPRESSÕES

O conceito de geopressões é bastante utilizado na indústria majoritariamente para se referenciar a pressão dos fluidos contidos nos poros das rochas, como pressões de formação e pressão de poros (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019). Entretanto, neste trabalho o termo terá uma definição mais abrangente, englobando não apenas as pressões exercidas pelos fluidos, mas também as tensões exercidas pelas rochas.

3.1.1 TENSÃO DE SOBRECARGA

A tensão de sobrecarga (σ_{obi}) é exercida por todo material, tanto fluido como sólido devido ao peso das próprias rochas. Portanto, para adquirirmos a tensão de sobrecarga utilizamos a somatória do peso de cada formação, calculada pela multiplicação da densidade da formação (ρ_{bi}) pelo tamanho de sua camada (ΔD_i), fazemos o mesmo cálculo para o peso da lâmina d'água (LDA), multiplicando a densidade da água (ρ_w) pela profundidade da LDA e multiplicando pelo fator de conversão para a unidade em psi, podendo ser observado na equação 3.1.

É importante considerar a LDA, uma vez que estamos tratando de poços profundos e ultraprofundos, assim sendo, a pressão exercida por uma coluna de, por vezes, quilômetros de extensão é significativa ao calcular a tensão de sobrecarga. Resumidamente, imagine um poço terrestre com litologia idêntica a um poço marítimo, nesse cenário o poço marítimo terá um gradiente de sobrecarga maior, uma vez que não apenas o peso das rochas que está contribuindo na tensão, mas o peso da água.

Para todos os cálculos efetuados foi considerado $\rho_w = 1,03 \text{ g/cm}^3$, um valor típico para densidade da água do mar (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019). Por outro lado, a LDA é um input fornecido pelo usuário em metros, variando de poço a poço.

$$\sigma_{obi} = 1,422 \left(\rho_w D_w + \sum_0^n \rho_{bi} \Delta D_i \right), psi \quad 3.1$$

Agora nos deparamos com o primeiro obstáculo, o de obter os dados de densidade da formação para cada tipo diferente de rocha. Uma das formas para encontrar esses valores são pelos dados de perfil sônico do poço, mais específico o tempo de trânsito (Δt) em $\mu s/ft$ que é coletado por meio da emissão de uma onda na formação e o recebimento por vários receptores espalhados em locais diferentes do poço (WYLLIE; GREGORY; GARDNER, 1956). Portanto, dado que a velocidade de propagação das ondas varia conforme a matriz que atravessa, uma formação rochosa porosa que possui fluidos apresentará um tempo de trânsito maior do que uma menos porosa.

Assim sendo um dos inputs que o simulador recebe é o perfil sônico, apresentando uma relação entre profundidade (D) e tempo de trânsito durante todo o poço.

Para o cálculo efetivo do ρ_{bi} existem métodos e equacionamentos diferentes, para esse trabalho foram avaliados dois métodos: as Correlações de Belloti e Gardner (BOURGOYNE et al., 1986). A correlação de Belloti consiste em duas relações que correlacionam o tempo de trânsito com a densidade de formação, mas diferenciando o cálculo para formações consolidadas ($\Delta t < 100 \mu s/ft$) equação 3.2 e inconsolidadas ($\Delta t > 100 \mu s/ft$) equação 3.3, que leva em consideração o tempo de trânsito da matriz, um valor empírico para cada tipo de formação além do tempo de trânsito do perfil sônico.

$$\rho_{bi} = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95} \quad 3.2$$

$$\rho_{bi} = 2,75 - 2,11 \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t + 200} \quad 3.3$$

Agora, a correlação de Gardner, faz devido uma correspondência única entre tempo de trânsito e densidade da formação utilizando constantes que são conhecidas e calibradas para cada formação geológica, visto na equação 3.4. Esse é um dos

motivos, dado sua simplicidade e confiabilidade, que a correlação de Gardner é um dos métodos mais utilizados para a estimativa de densidade das formações.

$$\rho_{bi} = a \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^b \quad 3.4$$

Foram assumidos inicialmente $a = 0.234$ e $b = 0.25$ que foram empiricamente encontrados pelo próprio Gerald H.F. Gardner para formações geológicas quaisquer (GARDNER et al., 1974).

Os valores de densidade de formação calculados são estimados e existem correções para sedimentos em águas profundas, uma vez que existe o efeito da diminuição da porosidade a partir de grandes profundidades, que podem ser feitas a fim de aumentar a exatidão dos resultados. Entre essas correções existem a como a correção de Miller, que utiliza de calibrações específicas do poço para se obter a taxa de declínio da porosidade, ou a correção de Bourgoyne que pressupõe uma curva de porosidade por profundidade disponível, que na maioria das vezes não está disponível (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019). Assim sendo, para este simulador de geopressões não foi utilizada nenhuma correção nas densidades da formação.

Por fim, o cálculo do σ_{obi} é feito por meio da equação 3.5:

$$\sigma_{obi} = 1,422 \sum_{i=0}^n \rho_{bi} \Delta D_i, psi \quad 3.5$$

Agora tendo a tensão sobrecarga, o cálculo do gradiente de sobrecarga é uma simples razão com a profundidade (D) e um fator de correção ($C = 0,1704$) para a unidade lb/gal, visto na equação 3.6.

$$G_{ob} = \frac{\sigma_{obi}}{C \cdot D} \quad 3.6$$

3.1.2 PRESSÃO DE POROS

A pressão de poros (P_p), muitas vezes referenciada como pressão de formação, consiste na pressão exercida pelos fluidos nos espaços porosos da rocha. Sua importância se dá pelo fato de se houver um desequilíbrio entre a pressão dentro do poço e a pressão de poros pode haver um influxo do fluido da formação para o poço, comumente conhecido por *kick*. O *kick* é uma ocorrência extremamente indesejada durante a perfuração, uma vez que pode levar a perdas de tempo e caso de descontrole pode vir a chegar à superfície e se tornar um blowout, podendo ter consequências como a destruição da plataforma, casualidade de funcionários e danos ambientais (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019). Assim sendo se vê a importância do cálculo correto da pressão de poros.

Existem diferentes classificações quanto ao tipo da pressão de poros que geralmente é dividido em quatro categorias como mostra a tabela 2.1:

Anormalmente Baixa	Pressão de Poros < Pressão Hidrostática
Normal	Pressão de Poros = Pressão Hidrostática
Anormalmente Alta ou Sobrepressão	Pressão Hidrostática < Pressão de Poros < 90% da Pressão de Sobrecarga
Alta Sobrepressão	Pressão de Poros > 90% da Pressão de Sobrecarga

Tabela 3.1: Classificação dos tipos de Pressão de Poros

Assim sendo, para se definir com qual tipo de pressão de poros estamos tratando, primeiro é necessário encontrar a pressão hidrostática do poço.

A pressão hidrostática (P_H) é exercida pela coluna hidrostática de um fluido, calculada pela simples razão entre a densidade de fluido (ρ), profundidade da coluna (h) e gravidade (g), demonstrada pela fórmula 3.7:

$$P_H = \rho \cdot g \cdot h \quad 3.7$$

Entretanto, a coluna hidrostática em uma operação de perfuração de um poço de petróleo possui o fluido de perfuração que exerce uma pressão própria e é essencialmente este fluido cuja pressão precisa ser controlada, que definir se a

perfuração será feita de maneira correta e segura ou não (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019). Portanto, o cálculo da pressão decorrente do fluido de perfuração pode ser efetuado de duas maneiras: o caso estático e o caso dinâmico.

Para o caso estático a pressão é calculada da mesma forma que o P_H , mas alterando os valores para a massa específica do fluido (ρ_{mud}), equação 3.8.

$$P_{H_{mud}} = \rho_{mud} \cdot g \cdot D \quad 3.8$$

Já para o caso dinâmico é levado em consideração as perdas anulares durante o poço, ou seja, os efeitos da fricção ao longo do anular causam uma restrição do fluxo, essas restrições atuam como válvulas e aumentam a pressão. Agora a pressão total exercida pelo fluido (P_{TF}) é calculada pela soma da pressão estática mais a pressão anular (P_{an}), visto na equação 3.9:

$$P_{TF} = P_{H_{mud}} + P_{an} \quad 3.9$$

Os valores das perdas anulares são coletados a partir de dados empíricos do poço, verificando quanto a pressão varia conforme a perfuração é efetuada. Dessa forma, nem sempre é possível se obter os valores de P_{an} . Para os cálculos desse simulador não foram necessários os valores da pressão hidrostática para aferir o tipo de pressão de poros uma vez que é possível estimar a pressão de poros a partir de métodos indiretos que se baseiam na curva de tendência de compactação normal para avaliar pressões anormais associadas ao processo de compactação.

Quando se tem uma zona de pressões anormais associada ao processo de compactação, o primeiro é preciso identificar se o trecho no qual a compactação ocorrida foi normal. Isso é feito a partir de uma reta de tendência que representa a redução da porosidade com o aumento da profundidade. Usualmente essa função é aproximada ao uma reta em um gráfico semilogarítmico mostrado pela equação 3.10.

Esta equação pode ser interpretada como o coeficiente angular da reta entre a variação entre o tempo de trânsito inicial (Δt_1) e os valores da reta normal para um tempo de trânsito Δt_n e o intervalo de profundidades que para o simulador foi escolhido para D_1 um valor da LDA com um acréscimo de 200 metros e D é o valor de

D_1 com um acréscimo de 2000 metros. Como um exemplo se a LDA for de 1000 m:
 $D_1 = 1200 \text{ m} ; D = 3200 \text{ m} .$

$$m = \frac{\log(\Delta t_n) - \log(\Delta t_1)}{D - D_1} = \frac{\log\left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_1}\right)}{D - D_1} \quad 3.10$$

Assim sendo, uma vez que o coeficiente m é encontrado, é possível a partir de uma reconfiguração da equação 3.10 é possível definir uma equação 3.11 que possa calcular diretamente os valores de Δt_n que serão utilizados para o cálculo da pressão de poros.

$$\Delta t_n = \Delta t_1 10^{m(D-D_1)} \quad 3.11$$

Alguns parâmetros já mencionados como o tempo de trânsito são diretamente afetados pela compactação das rochas, ou seja, eles possuem comportamentos alterados quando passam por uma zona de pressão anormal. Esse efeito tem por base o mecanismo de subcompactação e reflete o aumento da porosidade quando comparado a tendência normal de redução ao longo da profundidade. Assim sendo, é possível fazer estimativas da pressão de poros se baseando na diferença entre a compactação e a compactação normal esperada (Abnormal Pressure While Drilling. Manuals Techniques 2. Boussens, France. Elf Aquitaine Editions.)

Dentre os métodos para calcular esta estimativa, o método de Eaton, equação 3.12, foi o escolhido, um dos mais utilizados na indústria de petróleo, que utiliza o Δt_n , encontrado na equação 3.11, assim como os valores do gradiente de sobrecarga G_{ob} para encontrar o gradiente de poros G_p . O método de Eaton é muito versátil quanto a adequação ao tipo de bacia que está sendo considerada, uma vez que é possível, através da alteração do valor da sua constante, adequar dados para bacias comuns, como a do Golfo do México $a = 3,0$, como do Pré-sal $a = 2,0$. Essas informações foram relatadas por (CASTRO et al., 2019) em um teste empírico no qual foram adequadas curvas para poços do Golfo do México e do pré-sal, encontrado esses diferentes valores para as constantes.

$$G_p = G_{ob} - \left[(G_{ob} - G_N) \cdot \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t_0} \right)^a \right] \quad 3.12$$

Nota-se que a variável para o gradiente de poros normal (G_N) e tempo de trânsito observado (Δt_0) estão sendo consideradas. No caso G_N se dá pela média de dois gradientes G_1 e G_2 de poros encontrados empiricamente, ou seja, são inputs de medições em campo para duas profundidades do poço D_{G1} e D_{G2} .

3.1.3 PRESSÕES DE FRATURA

A ocorrência de uma fratura da formação ao redor do poço se inicia quando as tensões na rocha mudam de compressão para tração e atingem a resistência a tração da rocha. Ou seja, quando há um aumento na densidade do fluido de perfuração que excede os valores que a rocha pode resistir, assim fraturando a rocha e consequentemente a perda de fluido de perfuração, comumente chamado de perda de circulação. Nestes casos há uma queda na pressão da coluna hidrostática e, como já foi mencionado, aumentam as chances da ocorrência de um *kick*.

Assim como para o gradiente de poros os resultados foram obtidos por métodos indiretos, uma vez que não temos todos os testes e dados empíricos à disposição, para o gradiente de fratura não será diferente.

Os métodos indiretos permitem uma estimativa para o gradiente de fratura, entretanto, teorias que se embasam nesses métodos normalmente exigem dados que nem sempre são disponíveis. Para o caso deste simulador, temos como novos inputs os dados da relação entre diferentes profundidades e os valores do Leak Off Test (LOT) aferidos em cada uma, assim como o gradiente de sobrecarga e poros nas profundidades correspondentes.

O LOT é um ensaio realizado durante a perfuração que determina a resistência da formação rochosa naquela profundidade em lb/gal, a mesma unidade dos gradientes, esse teste é feito pontualmente em diferentes profundidades do poço da mesma forma que outros testes contínuos como a própria aferição do perfil sônico, junto com outros testes como o próprio perfil sônico (POSTLER et al, 1997). Este ensaio consiste em a perfuração de um novo trecho do poço dentro da mesma formação a ser perfurada, cimentação e fechamento desse novo trecho e então a

pressurização até a fratura. Mas essa técnica é pontual e não nos fornece o gradiente completo para cada profundidade.

Assim sendo, para a determinação do gradiente, existe o método da tensão mínima que consiste em examinar o estado de tensão do campo à frente da fratura. Dessa forma, as principais hipóteses desse método são que a rocha não possui qualquer resistência à tração, ou seja, qualquer força que ultrapasse essa tensão mínima σ_h já é o suficiente para abrir uma fratura. Outra hipótese é que a pressão no poço deve atingir pelo menos a tensão da rocha (in situ) mínima para que o desenvolvimento e a propagação da fratura ocorram.

Considerando-se o caso em que a tensão vertical, no caso o peso das camadas acima ou a tensão de sobrecarga (σ_{ob}), é maior que a maior tensão horizontal que por sua vez é maior que a menor tensão horizontal: $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, temos a pressão dentro do poço $P_w = \sigma_h$. Ora, como queremos não queremos que o fluido de perfuração ultrapasse o mínimo do gradiente de fratura, igualamos a pressão com a menor tensão da rocha.

Agora, precisamos de uma relação que una as tensões e os dados de gradiente. Reiterando o fato de os métodos indiretos precisarem de informações adicionais. Felizmente existe uma identidade que define uma constante K vista na equação 3.13 que relaciona as tensões verticais (σ_v), horizontais (σ_h) e a pressão de poros (P_p) que já é conhecida.

$$K = \frac{(\sigma_h - P_p)}{(\sigma_v - P_p)} \quad 3.13$$

O valor de K é calculado localmente, assim sendo podemos considerar os valores do LOT equivalentes ao σ_h e a tensão de sobrecarga como σ_v temos a seguinte equação 3.14:

$$K = \frac{(LOT - P_p)}{(\sigma_{ob} - P_p)} \quad 3.14$$

Entretanto, os precisamos estender os valores de K não apenas para profundidades definidas, mas para toda a profundidade do poço. Isso pode ser feito por meio de uma extrapolação do valor de K . Assim, é feita uma regressão linear com

os valores calculados de K junto à parâmetros de ajuste a_K e b_K e a profundidade, visto na equação 3.15.

$$K' = a_K \cdot \ln(D) + b_K \quad 3.15$$

Assim sendo, temos extrapolado os valores K' para todas as profundidades. Isso permite utilizar relação do método da tensão mínima que calcula o gradiente de fratura (G_F) de acordo com a equação 3.16.

$$G_F = G_P + K'(G_{ob} - G_P) \quad 3.16$$

3.1.4 PRESSÕES DE COLAPSO

A pressão de colapso(P_w) é um resultado das tensões que a formação exercem no poço, as tensões atuantes na parede do poço que podem causar a diminuição do diâmetro caso o fluido de perfuração não exerça pressão o bastante dentro da coluna de perfuração do poço assim podendo ocasionar em desmoronamento de pedaços da parede do poço, causando consequências econômicas durante a perfuração ou em piores casos a ruptura por tensões compressivas e o colapso completo do poço (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019).

Para a estimativa das pressões de colapso e conseqüentemente o gradiente de colapso vamos considerar os valores das tensões maiores tensões horizontais(σ_H) em comparação com a densidade do fluido de perfuração, uma vez que quando sua pressão sobre o poço é menor que a pressão da formação sobre ele é quando o colapso ocorre.

Quanto a estimativa, podemos utilizar o critério de falha de Mohr-Coulomb que para um poço vertical com tensões horizontais anisotrópicas, materiais ou estruturas que exibem propriedades físicas diferentes dependendo da direção em que são medidas, e fixada a direção $\theta = 0$ paralela a σ_H as tensões na parede do poço se tornam, equações 3.17 – 3.20:

$$\sigma_r = P_w - P_p \quad 3.17$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - P_w - P_p \quad 3.18$$

$$\sigma_a = \sigma_v - 2v(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta \quad 3.19$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta a} = \tau_{ra} = 0 \quad 3.20$$

Para esta estimativa $\sigma_\theta > \sigma_a > \sigma_r$, ou seja, σ_a é uma tensão intermediária e não será considerada para cálculos. Além disto, como estamos considerando a maior tensão para cálculos, utilizaremos apenas a relação de σ_θ . Reescrevendo a equação em termos de tensões e considerando temos a seguinte equação, na qual C_0 é a constante de resistência a compressão simples e ϕ é o ângulo de inclinação do plano de falha que é considerada uma constante para todos os trechos.

$$\sigma_\theta = C_0 + \sigma_r \tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) \quad 3.21$$

Sabemos que os valores de maior tensão na parede do poço ocorrem quando $\theta = +\pi/2$ ou $\theta = -\pi/2$ neste caso, manipulando algebricamente a equação chegamos em:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_H - \sigma_h - P_w - P_p \quad 3.22$$

Introduzindo uma equação na outra, e considerando $\sigma_h = P_F$ chegamos na seguinte equação para a pressão de colapso

$$P_w = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - C_0 + P_p \left(\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) - 1 \right)}{\left(\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) + 1 \right)} \quad 3.23$$

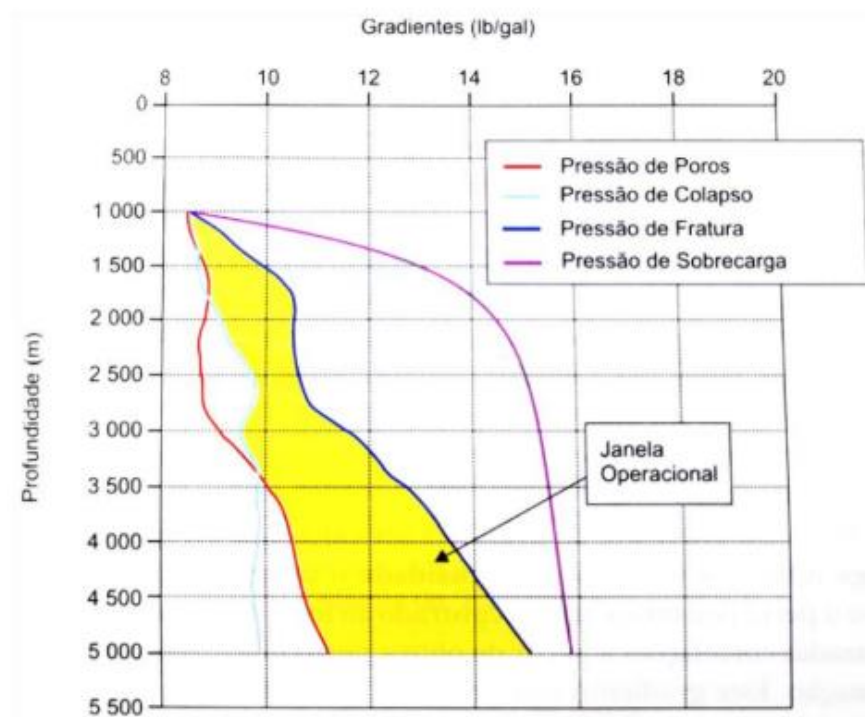
Por fim, tendo a pressão de colapso calcula-se o gradiente de colapso a partir a mesma relação que fora utilizada para os outros gradientes.

3.1.5 JANELA OPERACIONAL

Enfim, visualizando graficamente todos os gradientes [lb/gal] pela profundidade, é gerada a janela operacional para esse poço. Assim permitindo a equipe de perfuração de uma plataforma ter o controle das pressões e tensões exercidas na coluna de perfuração alterando a densidade do fluido de perfuração conforme necessário.

Atentando-se para não ultrapassar os limites mínimos do gradiente de poros, evitando influxos e possíveis kicks ou o gradiente de colapso, mantendo a integridade do poço evitando desmoronamentos e colapsos da coluna. Assim como mantendo a densidade abaixo dos gradientes de sobrecarga e fratura para evitar danos a formação que podem acarretar em perdas de circulação e que podem levar a kicks.

Assim sendo o objetivo principal deste simulador é calcular e demonstrar graficamente uma janela operacional como a da imagem 2.1



Fonte: Rocha e Azevedo (2019).

Figura 3.1: Janela Operacional Típica (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019)

4 RESULTADOS

Para os resultados deste projeto serão demonstrados por meio dos gráficos e dataframes calculados em para cada gradiente e por fim a janela operacional completa definindo os limites máximos e mínimos para a densidade do fluido de perfuração ao longo de toda a formação. Tanto para casos gerais, quanto para casos específicos do pré-sal.

Para a construção do simulador foram coletados três sets diferentes de dados, um diretamente com as pressões de sobrecarga, poros, fratura e colapso e dois sets de dados do perfil sônico do poço. Assim sendo obtendo três diferentes janelas operacionais.

Assim sendo, a implementação do simulador, os conceitos e equações mencionados a revisão forão implementados em um ambiente do Google Colaboratory. O simulador foi implementado numa arquitetura de módulos, ou seja, cada gradiente é calculado, um dataframe é criado com a relação da profundidade pelos dados obtidos e por fim é plotado o gradiente até a compleição da janela operacional.

Os imports utilizados foram o *pandas* e o *matplotlib.pyplot* para o plot de gráficos, o *numpy* para funções matemáticas, o *google.colab* para carregar os arquivos de input e para a criação de uma interface foi usado o *ipywidgets* e *IPython.display*.

4.1 JANELA OPERACIONAL RESULTANTE DAS PRESSÕES

Considerando os valores das do primeiro set de informações, no caso, o que fornecia diretamente as pressões, a seguinte janela operacional foi construída (Gráfico 4.1).

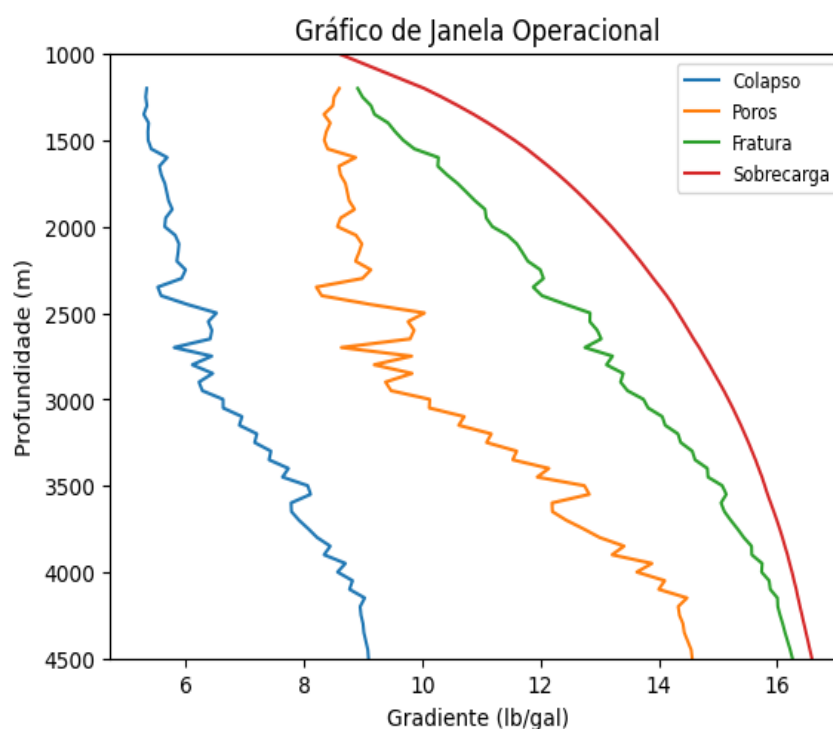


Gráfico 4.1: Janela operacional provinda dos dados diretos de pressão de Sobrecarga, Poros, Fratura e Colapso

Vendo essa janela operacional podemos tirar informações interessantes sobre o poço nos quais os dados foram retirados. É um poço de LDA de 1000 m no qual possui um gradiente de colapso sempre menor que o gradiente de poros e o gradiente de sobrecarga sempre maior que o de fratura. Isso facilita a operação de perfuração, uma vez que o responsável pelo controle da densidade do fluido de perfuração precisa se atentar apenas os limites máximos e mínimos dos gradientes de poros e fratura.

Vale ressaltar que não está preenchida a área da janela operacional para auxílio visual. Isso se decore pelo fato dessa janela ter sido criada em outro código e previamente a implementação dessa utilidade.

4.2 JANELA OPERACIONAL COM GRADIENTES CALCULADOS COM BASE NA REVISÃO

4.2.1 DADOS DO POÇO CLÁSSICO

O poço em questão possui uma Lâmina d'Água de 1000 metros e profundidade de 4500 metros, estamos considerando a densidade da água a da literatura de $1,03\text{ g/cm}^3$ e outra consideração é que a densidade dos fluidos nos poros é a mesma que a da água, ou seja: $d_{\text{fluidos nos poros}} = d_{\text{água}} = 1,03\text{ g/cm}^3$.

Dado o input do perfil sônico, como visto na figura 4.1, foi resultada a primeira instância do *dataframe*, como visto na imagem 4.1 que será expandido de agora em diante até o resultado da janela operacional. Nessa instância é possível observar apenas o tempo de trânsito (Delta t) para cada profundidade.

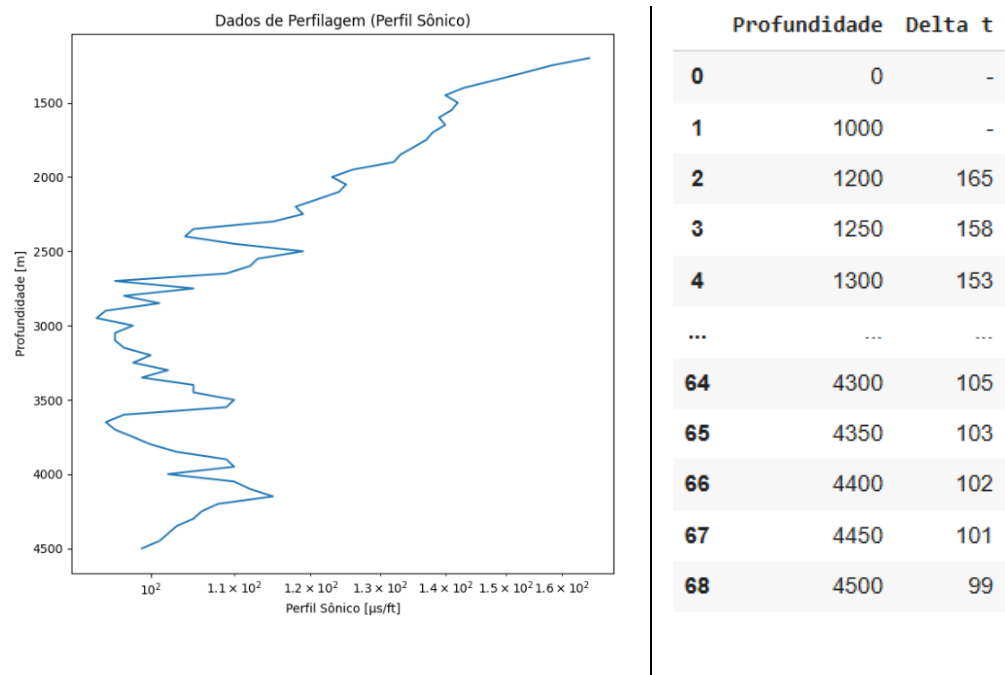


Figura 4.2: Perfil sônico provindo dos dados de perfilagem do poço

Figura 4.1: Dataframe resultante dos inputs do perfil sônico

4.2.2 GRADIENTE DE SOBRECARGA

Agora para o cálculo do gradiente de sobrecarga, utiliza-se a correlação de Gardner para o cálculo das densidades da formação pela profundidade e considerando as constantes $a = 0,234$ e $b = 0,25$ temos mais uma inclusão para o data frame. Também precisamos criar uma função para calcular o tamanho da camada ΔD , utilizada pela equação 3.1 e para essa simulação foi considerado 50 metros durante toda a profundidade do poço, exceto entre o próprio LDA e entre o LDA e a primeira camada de rocha.

Assim sendo, temos todas variáveis para encontrar a tensão, considerando fator de correção para lb/gal , utiliza-se a equação 3.1 e após isso convertemos a tensão em psi para gradiente em lb/gal tendo o fator de conversão adimensional de $C = 0,1704$.

Com os resultados da correlação de Gardner foi possível obter as densidades para cada profundidade do poço, assim como o tamanho de camada correlacionado a cada densidade. Esses dados foram adicionados ao dataframe vistos na figura 4.2.

	Profundidade	Delta t	Densidades	Delta D
0	0	-	-	-
1	1000	-	1.03	1000
2	1200	165	2.064643	200
3	1250	158	2.08714	50
4	1300	153	2.103987	50
...
64	4300	105	2.311631	50
65	4350	103	2.322772	50
66	4400	102	2.328444	50
67	4450	101	2.334186	50
68	4500	99	2.345887	50

Figura 4.2: Dataframe resultante dos da correlação de Gardner e inserção do ΔD para cálculo do gradiente

Utilizando da equação 3.1 é possível obter os valores da Tensão de sobrecarga e utilizando o fator de correção, o gradiente de sobrecarga consequentemente. Esses novos sets de dados podem ser vistos na figura 4.3. Assim sendo, adicionando ao dataframe o primeiro gradiente calculado da janela operacional.

	Profundidade	Delta t	Densidades	Delta D	Tensao de sobrecarga	Gradiente de sobrecarga
0	0	-	-	-	-	-
1	1000	-	1.03	1000	1464.7	8.6
2	1200	165	2.064643	200	2051.8	10.0
3	1250	158	2.08714	50	2200.2	10.3
4	1300	153	2.103987	50	2349.8	10.6
...
64	4300	105	2.311631	50	12058.5	16.5
65	4350	103	2.322772	50	12223.7	16.5
66	4400	102	2.328444	50	12389.2	16.5
67	4450	101	2.334186	50	12555.2	16.6
68	4500	99	2.345887	50	12722.0	16.6

Figura 4.3: Dataframe com Gradiente de Sobercarga calculado

4.2.3 GRADIENTE DE POROS

Para calcular o gradiente de poros, é utilizada a Equação de Eaton com o coeficiente $a = 3$, uma vez que estamos tratando de um poço ultra profundo comum

e sabemos que a alteração desse valor por adequar nossos resultados dependendo do poço. Além disso, para efetuar os cálculos por meio de Eaton é preciso calcular o coeficiente angular da variação entre o tempo de trânsito inicial (Δt_1) e os valores da reta normal para um tempo de trânsito Δt_n e o intervalo de profundidades mostradas na equação 3.10. Para tal precisamos escolher dois pontos em profundidade diferentes, para esse caso foi escolhido $D_1 = 1200 \text{ m}$ e $D_2 = 3200 \text{ m}$.

Tendo o valor do coeficiente calculado, neste caso $m = -0,000141$ podemos utilizar a equação 3.11 para encontrar o Δt_n .

Ademais, para prosseguir na equação de Eaton, é preciso dos dados do gradiente de poros normal (G_N), encontrados por testes empíricos pontuais durante a formação. Nesse exemplo está sendo considerado para profundidade $D_1 = 3800 \text{ m}$ um valor de $G_1 = 13 \text{ lb/gal}$ e para profundidade $D_2 = 3900 \text{ m}$, $G_2 = 13,5 \text{ lb/gal}$. Portanto, com $G_N = 13,25 \text{ lb/gal}$.

Portanto, possuindo o valor de Δt_n , e do coeficiente m , podemos calcular o Δt_n para todas as profundidades, o adicionamos ao dataframe (Figura 4.4).

	Profundidade	Delta t	Densidades	Delta D	Tensao de sobrecarga	Gradiente de sobrecarga	Delta tN
0	0	-	-	-	-	-	-
1	1000	-	1.03	1000	1464.7	8.6	-
2	1200	165	2.064643	200	2051.8	10.0	165.0
3	1250	158	2.08714	50	2200.2	10.3	162.34
4	1300	153	2.103987	50	2349.8	10.6	159.73
...
64	4300	105	2.311631	50	12058.5	16.5	60.29
65	4350	103	2.322772	50	12223.7	16.5	59.32
66	4400	102	2.328444	50	12389.2	16.5	58.37
67	4450	101	2.334186	50	12555.2	16.6	57.43
68	4500	99	2.345887	50	12722.0	16.6	56.5

Figura 4.4: Dataframe com os valores de Δt_n calculados.

Assim sendo temos todas as variáveis para que, através da equação 3.12 é possível obter o gradiente de poros que é adicionado ao dataframe na figura 4.5

Profundidade	Delta t	Densidades	Delta D	Tensao de sobrecarga	Gradiente de sobrecarga	Delta tN	Gradiente de poros
0	0	-	-	-	-	-	-
1	1000	-	1.03	1000	1464.7	8.6	-
2	1200	165	2.064643	200	2051.8	10.0	165.0
3	1250	158	2.08714	50	2200.2	10.3	162.34
4	1300	153	2.103987	50	2349.8	10.6	159.73
...
64	4300	105	2.311631	50	12058.5	16.5	60.29
65	4350	103	2.322772	50	12223.7	16.5	59.32
66	4400	102	2.328444	50	12389.2	16.5	58.37
67	4450	101	2.334186	50	12555.2	16.6	57.43
68	4500	99	2.345887	50	12722.0	16.6	56.5

Figura 4.5: Dataframe com o gradiente de poros calculado.

Vale ressaltar que os valores do gradiente de poros não se iniciam no índice 1 como o gradiente de sobrecarga, isso se dá pelo fato de ser preciso ter a variação do Δt_n e observando os dados só há variação após o segundo índice.

4.2.4 GRADIENTE DE FRATURA

Para o gradiente de fratura precisamos dos valores do Leak Off Test para encontrar a constante K local e K' estimada para todo o poço. Dessa forma permitindo, por meio da equação 2.16 encontrar os valores do gradiente de fratura.

A seguir na tabela 3.1, é possível observar os dados que foram inputados resultantes do ensaio durante a formação em três profundidades diferentes

Profundidade [m]	Resistência LOT [lb/gal]	Gradiente de Sobrecarga [lb/gal]	Gradiente de Poros [lb/gal]
2000	10,90	12,88	8,5
3000	13,50	14,84	9,15
4000	15,50	15,91	14,10

Tabela 4.1: Dados do Leak Off Test, diferentes gradientes para diferentes profundidades coletados empiricamente

Vale ressaltar que ao se comparar (Imagem 3.5) os dados do LOT com os dados calculados para as mesmas profundidades existe uma pequena variação, isso

se decorre pelo fato de que o simulador utiliza métodos indiretos que ao se comparar com a aferição do valor diretamente no local tem um pequeno erro associado.

	Profundidade	Gradiente de sobrecarga	Gradiente de poros
18	2000	13.2	9.42
38	3000	15.2	10.33
58	4000	16.3	13.48

Figura 4.6: Dados do simulador nas profundidades nas quais foram aferidas os Leak Off Test

Tendo então os valores do LOT, por meio da equação 3.14, é possível encontrar os valores locais para K nas profundidades 2000, 3000 e 4000. Outrossim, podemos utilizar esses valores para efetuar uma regressão linear na qual o eixo das abscissas são os valores de K e o eixo das coordenadas é o valor da profundidade em escala logarítmica que está sendo referenciado como D_s . No gráfico 4.2 podemos ver como ficou a regressão linear dos valores de K.

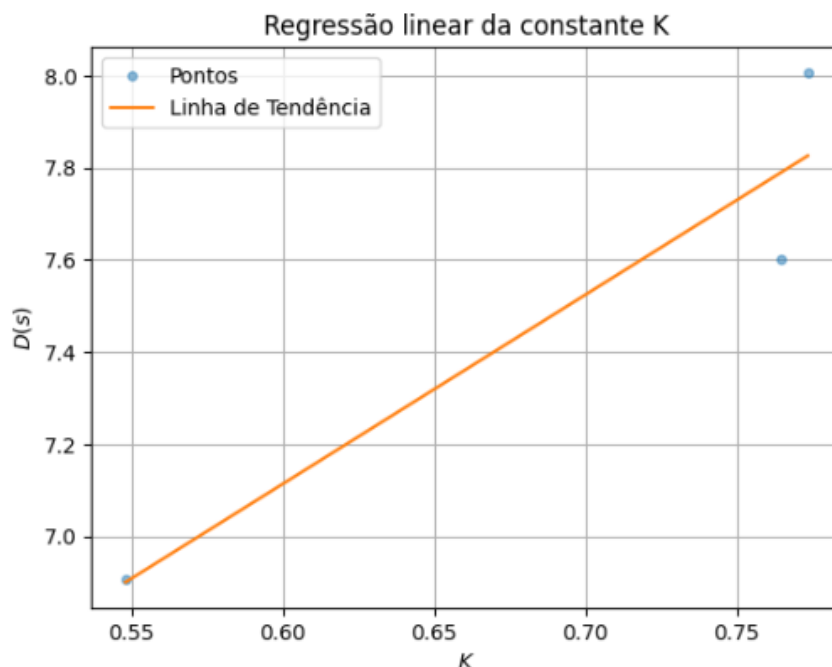


Gráfico 4.3: Regressão linear dos valores de constante K pela profundidade em escala logarítmica

Os coeficientes lineares dessa regressão foram $\ln(D_s) = 4,103752 \cdot K + 4,651634$, assim sendo podemos a partir desses dados estimar o valor de K' para toda

a profundidade do poço. Agora, recuperamos os dados de profundidade para a escala padrão podendo plotar o gráfico no qual no eixo das coordenadas temos a profundidade e no eixo das abscissas temos os valores de K' obtido através da equação 4.1. onde a e b são os coeficientes encontrados, ou seja $a = 4,103752$ e $b = 4,651634$.

$$K' = \frac{\log(D_s) - b}{a} \quad 4.1$$

Assim sendo, temos o K' ajustados para todas as profundidades no gráfico 4.3:

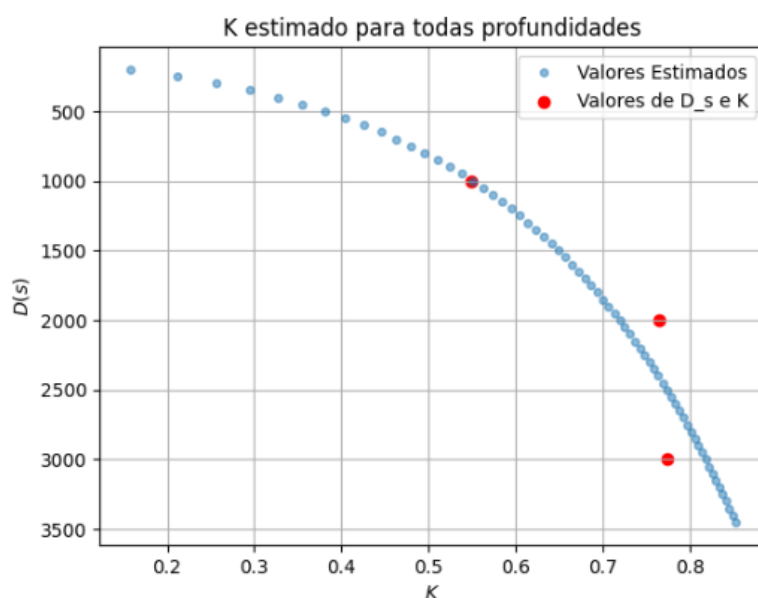


Gráfico 4.4: Valores estimados de K' para todas as profundidades

Para o gradiente de fratura precisamos, tendo os valores dos dados do Leak Off Test, é encontrada as constantes K nas profundades de 2000, 3000 e 4000 metros e a partir da linearização dos dados, é estimada as constantes K' para todo o poço. Dessa forma permitindo, por meio da equação 2.16 encontrar os valores do gradiente de fratura.

Assim, o simulador pode adicionar K' ao dataframe e a partir da equação 2.16 é possível calcular o gradiente de fratura, como pode ser visto na Figura 3.7.

	Profundidade	Delta t	Densidades	Delta D	Tensao de sobrecarga	Gradiente de sobrecarga	Delta tN	Gradiente de poros	K	Gradiente de fratura
0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	1000	-	1.03	1000	1464.7	8.6	-	-	-	-
2	1200	165	2.064643	200	2051.8	10.0	165.0	9.67	-	-
3	1250	158	2.08714	50	2200.2	10.3	162.34	9.63	0.157583	9.735581
4	1300	153	2.103987	50	2349.8	10.6	159.73	9.58	0.211959	9.796198
...
64	4300	105	2.311631	50	12058.5	16.5	60.29	14.25	0.836984	16.133214
65	4350	103	2.322772	50	12223.7	16.5	59.32	14.23	0.840704	16.138399
66	4400	102	2.328444	50	12389.2	16.5	58.37	14.26	0.844369	16.151386
67	4450	101	2.334186	50	12555.2	16.6	57.43	14.36	0.847979	16.259473
68	4500	99	2.345887	50	12722.0	16.6	56.5	14.34	0.851536	16.264472

Figura 4.7:Dataframe com os valores de K' e Gradiente de Fratura adicionados

4.2.5 GRADIENTE DE COLAPSO

Para o cálculo do último gradiente necessário para a finalização da Janela Operacional, no caso, o gradiente de colapso, precisamos definir algumas variáveis para utilizar a equação 2.23. No caso as variáveis consideradas foram maior tensão horizontal $\sigma_H = 3,25 \text{ psia}/m$, ângulo de inclinação do plano de falha $\phi = 32^\circ$, constante de resistência a compressão simples $C_0 = 700 \text{ psia}$ e a menor tensão horizontal pode ser considerada igual a pressão de fratura como explicado na revisão $\sigma_h = P_F$.

Agora, para o último gradiente, o gradiente de colapso, primeiramente foi calculado o valor da pressão de poros utilizando o gradiente de poros, pelo método inverso que foi utilizado para calcular o gradiente de colapso a partir da tensão de colapso. Assim sendo, o simulador temos todas as variáveis necessárias para calcular a pressão de colapso (P_c) utilizando a equação 2.23 e convertendo ela para gradiente. Adicionando essas duas novas informações ao dataframe (Figura 4.7), agora o simulador tem todas as informações necessárias para construir a janela operacional.

Profundidade	Delta t	Densidades	Delta D	Tensao de sobrecarga	Gradiente de sobrecarga	Delta tN	Gradiente de poros	K	Gradiente de fratura	Sigma H	Pressão de Fratura	Pressão de Poros	Pc	Gradiente de Colapso
0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-3250.0	-	-	-	-
1	1000	-	1.03	1000	1464.7	8.6	-	-	-	0.0	-	-	-	-
2	1200	165	2.064643	200	2051.8	10.0	165.0	9.67	-	650.0	-	1977.3216	-	-
3	1250	158	2.08714	50	2200.2	10.3	162.34	9.63	0.157583	812.5	2073.678695	2051.19	1007.948853	4.732154
4	1300	153	2.103987	50	2349.8	10.6	159.73	9.58	0.211959	975.0	2170.053744	2122.1616	1137.488261	5.134924
...
64	4300	105	2.311631	50	12058.5	16.5	60.29	14.25	0.836984	10725.0	11821.128531	10441.26	10152.477809	13.855876
65	4350	103	2.322772	50	12223.7	16.5	59.32	14.23	0.840704	10887.5	11962.426781	10547.8452	10290.330767	13.88259
66	4400	102	2.328444	50	12389.2	16.5	58.37	14.26	0.844369	11050.0	12109.663202	10691.5776	10446.47302	13.933089
67	4450	101	2.334186	50	12555.2	16.6	57.43	14.36	0.847979	11212.5	12329.232989	10888.9008	10614.012781	13.997485
68	4500	99	2.345887	50	12722.0	16.6	56.5	14.34	0.851536	11375.0	12471.597208	10995.912	10751.840938	14.021702

Figura 4.7: Dataframe com os valores de da pressão de poros, pressão de colapso e Gradiente de Colapso calculados

4.2.6 JANELA OPERACIONAL DE UM POÇO CLÁSSICO

Dispondo de todos os gradientes, é gerada a janela operacional para dados de um poço ultra profundo não identificado, visto no gráfico 4.2.

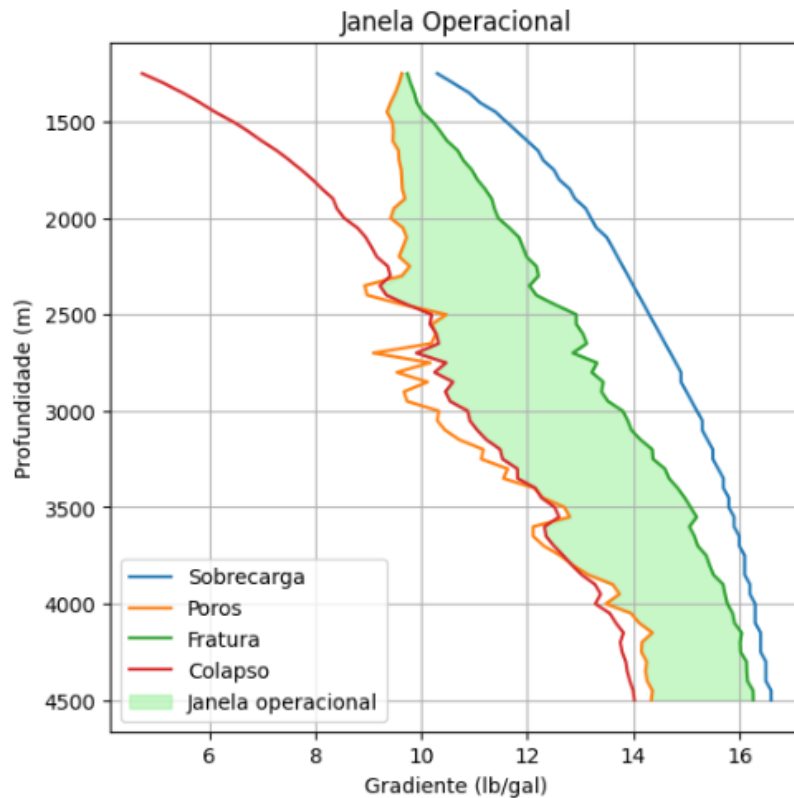


Gráfico 4.5: Janela Operacional generalizada calculada no método

Para essa janela operacional podemos ver que agora existem momentos no qual os limites mínimos alteram entre o gradiente de poros e colapso. Além disso, assim como no gráfico 4.1 nas profundidades iniciais a janela operacional é extremamente estreita e conforme a profundidade aumenta e consequentemente a litologia, a janela varia.

4.3 JANELA OPERACIONAL DE UM POÇO DO PRÉ-SAL

4.3.1 DADOS DO POÇO

Quanto ao poço do pré-sal, trata-se de uma Lâmina d'Água de 2000 metros com profundidade de 6000 metros com camada de sal localizada entre os 4100 e 5500 metros, assim como no caso acima a densidade da água está sendo considerada como de $1,03 \text{ g/cm}^3$ e densidade dos fluidos nos poros a mesma que a da água $d_{\text{fluidos nos poros}} = d_{\text{água}} = 1,03 \text{ g/cm}^3$.

O perfil sônico foi adquirido da mesma forma, como um input do simulador. Visualizando esse perfil sônico em formato de gráfico se obtém o gráfico 4.4 abaixo.

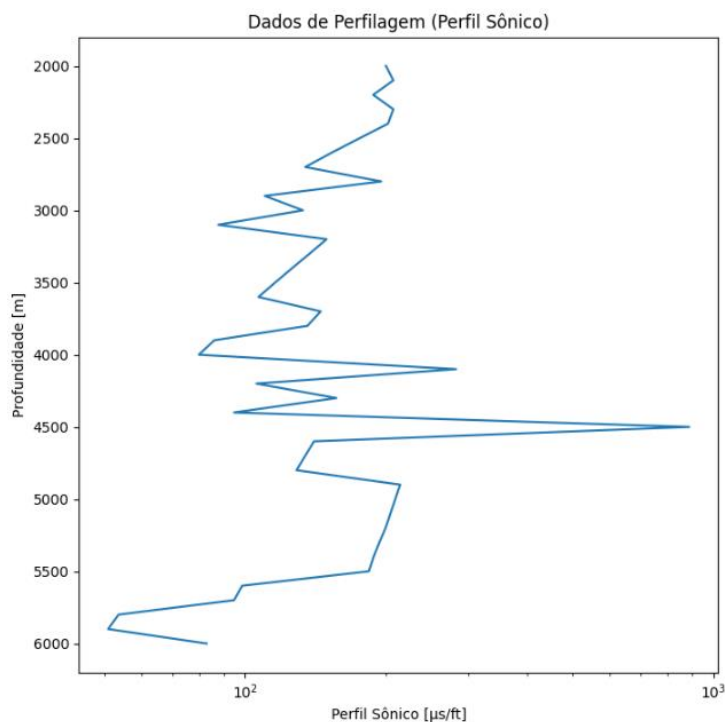


Gráfico 4.4: Perfil sônico provindo dos dados de perfilagem do poço pre-sal

Agora, para o cálculo dos gradientes do poço do pré-sal, é interessante visualizar a evolução dos resultados gradiente a gradiente, comparando com o caso anterior para esclarecer obstáculos que foram encontrados na criação da janela operacional.

4.3.1 GRADIENTE DE SOBRECARGA

Da mesma forma, o cálculo do gradiente de sobrecarga, utiliza-se a correlação de Gardner para o cálculo das densidades da formação pela profundidade e considerando as constantes $a = 0,24$ e $b = 0,2$. Foi criada a função para calcular o tamanho da camada ΔD , utilizada pela equação 3.1, entrando, para essa simulação foi considerado como 100 metros durante toda a profundidade do poço, exceto no caso da LDA, como feito no caso do poço comum.

Tendo todas variáveis para encontrar a tensão, considerando fator de correção para lb/gal de $C = 0,1704$, utiliza-se a equação 3.1 para encontrar o gradiente de sobrecarga.

Os inputs iniciais foram do perfil sônico evidenciado no método e a partir das mesmas equações foi gerado o gradiente de sobrecarga para o poço do pré-sal. Nos gráficos a seguir podemos comparar os gradientes de sobrecarga do poço comum, à esquerda (Gráfico 4.5), e do poço do pré-sal, à direita (Gráfico 4.6).

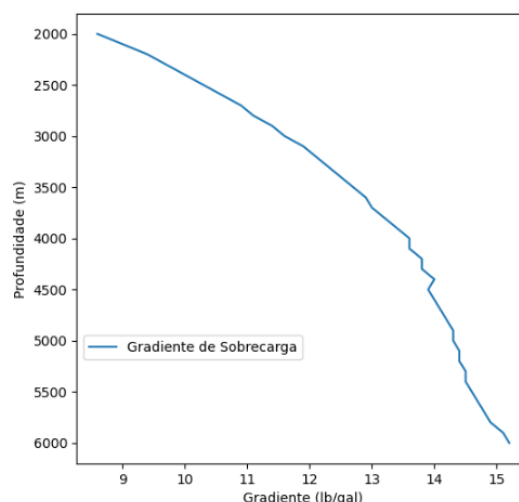
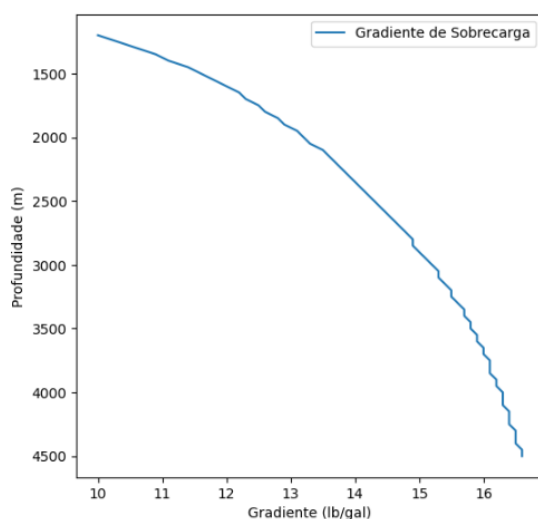


Gráfico 4.5 Gradiente de sobrecarga calculado para um poço ultra profundo comum

Gráfico 4.6 Gradiente de sobrecarga calculado para um poço ultra profundo do pré-sal

É possível observar que por hora ambos os resultados do simulador quanto ao gradiente de sobrecarga estão condizentes com os dados dos poços respectivos, começando em profundidades correspondentes a sua LDA e indo até suas profundidades finais.

4.3.2 GRADIENTE DE POROS

Nessa parte do simulador começaram a ser encontrados algumas incoerências da literatura e dos resultados do simulador. Naturalmente, em uma litologia clássica do pré-sal, existe uma camada de rocha pós-sal, a camada de sal e os acúmulos de óleos do pré-sal em si. Assim sendo é preciso constatar que em uma camada de sal, não há fluidos nos poros, ou seja, a pressão de poros pode ser considerada como nula independente do perfil sônico.

Portanto, em um primeiro momento, para o gradiente de poros do pré-sal, foi utilizado o mesmo método que para o poço comum, mas com a alteração do coeficiente α da Equação de Eaton, que, como comentado na revisão, dependendo de seu valor pode melhor adequar o gradiente para diferentes tipos de bacia e no trabalho de (CASTRO et al., 2019). Foi empiricamente encontrado que para poços do pré-sal um $\alpha = 2$ adequaria melhor os resultados, dessa forma esse foi o valor considerado.

Ademais, para encontrar o Δt_n foi utilizada a mesma equação, escolhendo as seguintes profundidade para calcular o coeficiente angular m : $D_1 = 2200\text{ m}$ e $D_2 = 4200\text{ m}$. Assim, resultando em um $m = -0,000243$.

Outra mudança nos cálculos feita foi para o gradiente de poros normal (G_N), este foi considerado como constante igual a $8,6\text{ lb/gal}$ durante as profundidades da camada pós sal, coerente com os valores da literatura para essa variável.

Portanto, para o cálculo do gradiente de poros, utilizando-se do mesmo método descrito acima, apenas atentando para a mudança da constante de Eaton, foi obtido o seguinte resultado para este gradiente, novamente comparando os dois poços, sendo à esquerda o poço comum (Gráfico 4.6) e à direita do pré-sal (Gráfico 4.7).

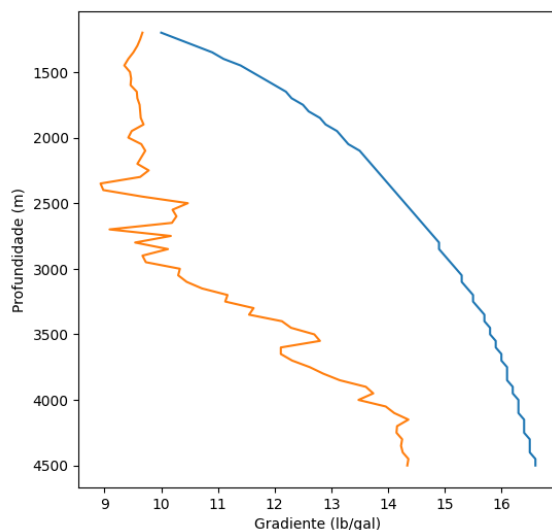


Gráfico 4.6 Gradiente de poros calculado para um poço ultra profundo comum

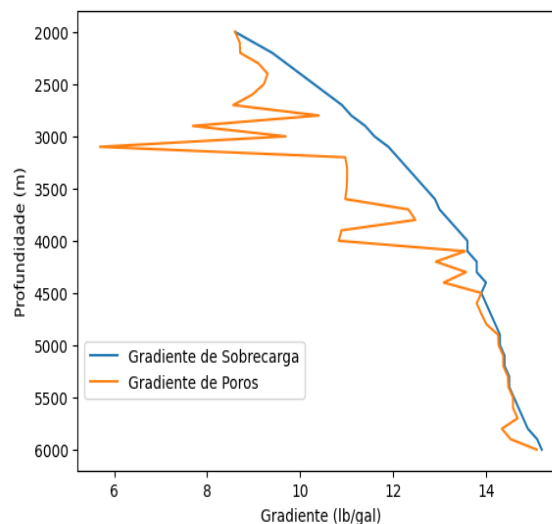


Gráfico 4.7 Gradiente de poros calculado para um poço ultra profundo do pré-sal

Agora encontramos a primeira divergência da literatura, uma vez que é conhecida que a camada de sal se localiza entre os 4100 e 5500 metros, ou seja, era de se esperar que para essas profundidades o gradiente de poros fosse igual a zero. Mas não é o caso. Mesmo utilizando da adequação empírica do artigo de (CASTRO et al., 2019) o gradiente de poros não resultou na curva esperada.

Continuando a utilizar esses gradientes, mesmo que incoerentes com os resultados esperados, a fim de chegar na janela operacional baseada na literatura, passamos para o gradiente de fratura. Para esse gradiente também foram encontradas incoerências com a teoria.

De acordo com (BARBOZA, 2014) a fluência do sal influencia diretamente na perfuração do mesmo, causando uma deformação plástica permanente ao longo do tempo quando submetido a tensão e carga constante. Assim sendo é de se esperar que essa característica influencie no gradiente de fratura da camada de sal de tal forma que os valores do gradiente sejam maiores em relação a outras rochas da

litologia. Traduzindo para a curva da janela operacional os valores do gradiente de fratura da camada de sal na teoria deveriam bem mais elevados, em momentos ultrapassando o gradiente de sobrecarga.

4.3.3 GRADIENTE DE FRATURA

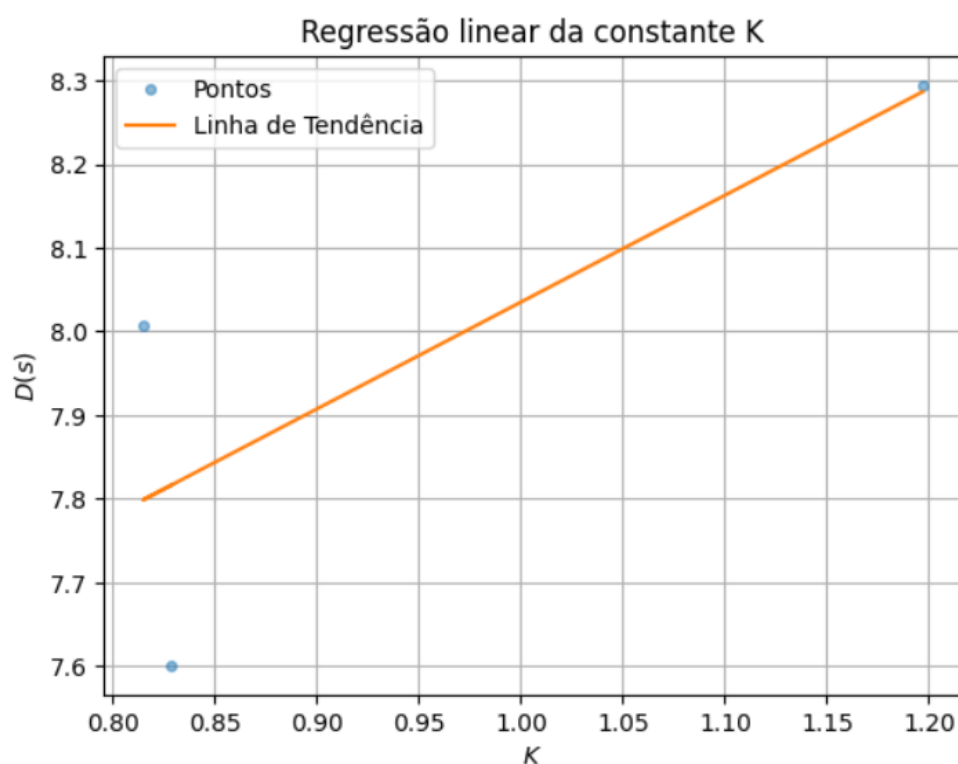
Para o gradiente de fratura, novamente foi utilizado os valores do Leak Off Test para encontrar a constante K local e K' estimada para todo o poço.

Na tabela 3.2, é demonstrado os dados para três profundidades diferentes como feito no método anterior.

Profundidade [m]	Resistência LOT [lb/gal]	Gradiente de Sobrecarga [lb/gal]	Gradiente de Poros [lb/gal]
3000	10,90	11,88	8,6
4000	14,84	13,90	0
5000	14,20	14,52	0

Tabela 4.2: Dados do Leak Off Test, diferentes gradientes para diferentes profundidades coletados empiricamente para o poço do pré-sal

Da mesma forma, com os valores do LOT, por meio da equação 3.14, encontra-se os valores locais de K e pelo mesmo procedimento, ao efetuar a regressão linear para esses valores, obtemos o gráfico 4.8.



$$\ln(D(s)) = 1.2762275013801556K + 6.7587495762624945$$

Gráfico 4.8: Regressão linear dos valores de constante K pela profundidade em escala logarítmica

Agora os coeficientes lineares dessa regressão foram $\ln(D_s) = 1,276227 \cdot K + 6,758749$, assim sendo estima-se o valor de K' para toda a profundidade do poço. Efetuando o mesmo procedimento foi obtido os coeficientes $= 1,276227$ e $b = 66,758749$ encontramos K' através da equação 4.1. Isso nos resulta no gráfico 4.9, com o K' ajustados para todas as profundidades.

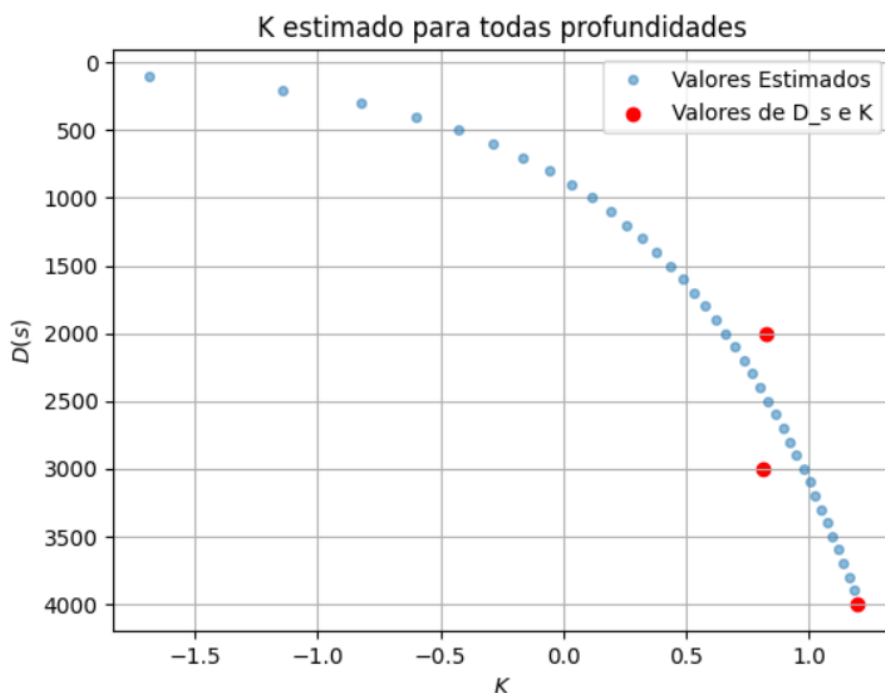


Gráfico 4.9: Valores estimados de K' para todas as profundidades

Dessa forma voltamos aos resultados do simulador esperando um aumento drástico do gradiente de fratura ao chegar na camada de sal. Mas como já estamos considerando um gradiente de poros errôneo o gradiente de fratura carregará esse erro. Isto pode ser visto no gráfico 4.10 e sua comparação com um poço comum, gráfico 4.11.

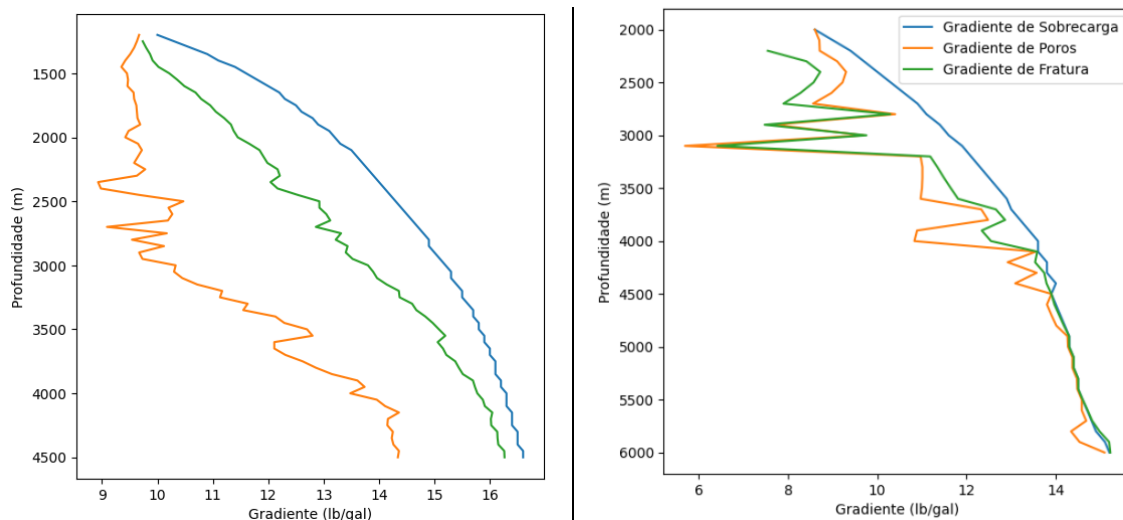


Gráfico 4.10 Gradiente de fratura calculado para um poço ultra profundo comum

Gráfico 4.11 Gradiente de fratura calculado para um poço ultra profundo do pré-sal

Nesse caso já é observável o erro, dado que em certas profundidades, mesmo fora da camada de sal, não há janela operacional existente. Assim sendo não é preciso calcular o gradiente de colapso uma vez que os resultados carregam erro e não representam a realidade de um poço do pré-sal.

4.3.4 GRADIENTE DE COLAPSO

Pro fim, para o cálculo do último gradiente as variáveis consideradas foram as mesmas, ou seja, maior tensão horizontal $\sigma_H = 3,25 \text{ psia}/m$, ângulo de inclinação do plano de falha $\phi = 32^\circ$, constante de resistência a , mas com compressão simples $C_0 = 800 \text{ psia}$ e a menor tensão horizontal pode ser considerada igual a pressão de fratura como explicado na revisão $\sigma_h = P_F$.

Entretanto, para fins de visualização, foi feita uma tentativa de conseguir a janela operacional do pré-sal, mesmo que por outros meios.

4.3.5 DADOS POÇO PRÉ-SAL ALTERNATIVO

Para esses resultados, a mesma metodologia foi adotada até o cálculo do gradiente de sobrecarga. Após isso, ao invés de calcular um gradiente de poros, foi considerado como imputado um gradiente de poros adequado para as características do pré-sal, ou seja, na camada dos pós sal os valores foram simplificados para $8,6 \text{ lb}/gal$, durante a camada de sal definidos como 0 e após a camada foi adotado um aumento constante do gradiente, podendo ser vistos no gráfico 4.12.

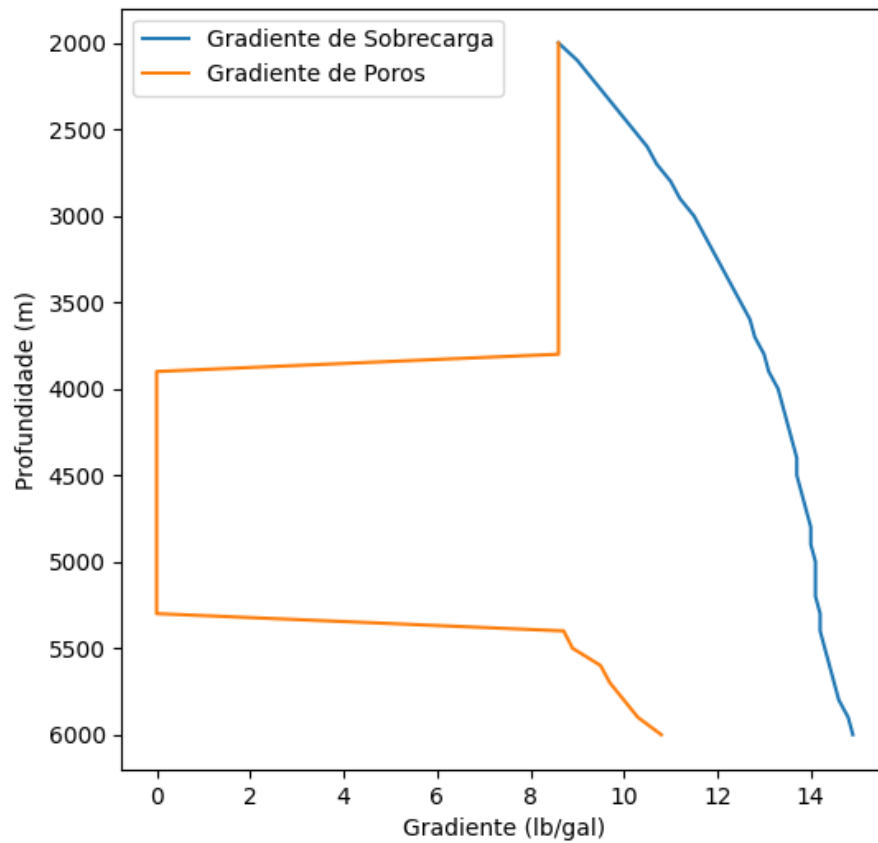


Gráfico 4.12: Curvas do gradiente de sobrecarga e gradiente de poros adequado a teoria de um poço do pré-sal

Agora temos o gráfico que seria esperado considerando a literatura para dados do pré-sal. Ademais, para o cálculo do gradiente de fratura, também foi efetuado um método diferente, alterando a equação 3.16 para somar correção de K' à diferença entre os gradientes de sobrecarga e poros ao gradiente de sobrecarga ao invés do de poros, visto na equação 4.2, resultando no gráfico 4.13.

$$G_{F_{sal}} = G_{ob} + K'(G_{ob} - G_p) \quad 4.2$$

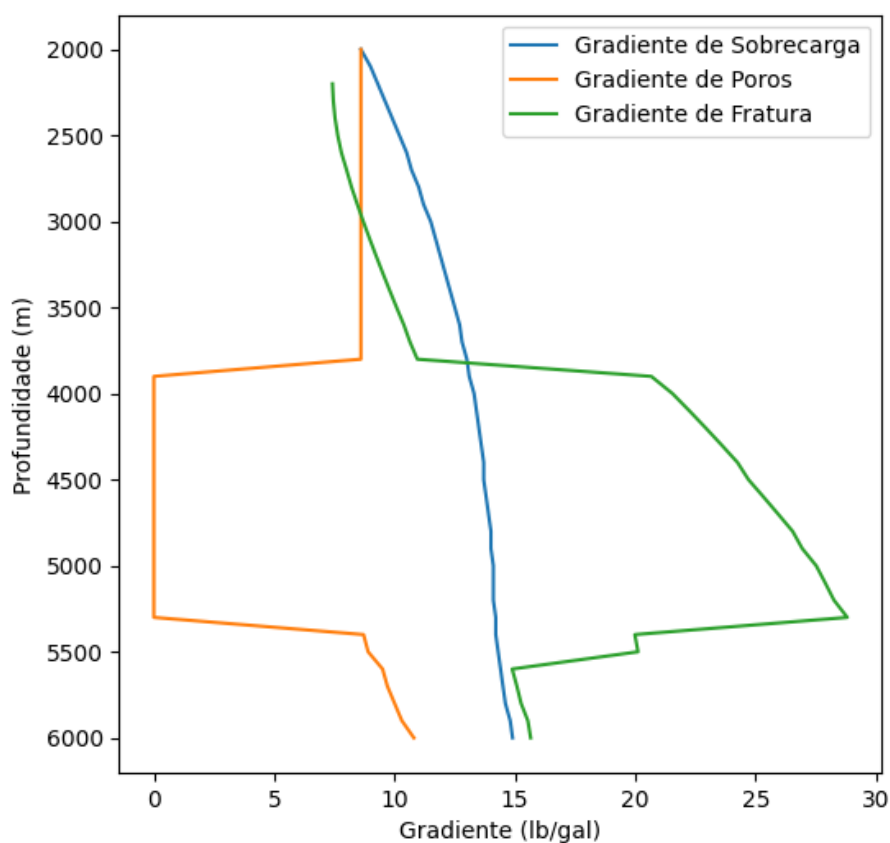


Gráfico 4.13: Curvas dos gradientes de sobrecarga, poros e fratura coerentes com a teoria do pré-sal

Por fim, agora tendo curvas coerentes com a teoria, podemos calcular o gradiente de colapso da mesma forma indicada pela metodologia. Assim podemos, apesar das incongruências com a aplicação dos equacionamentos da literatura, obter a janela operacional para um poço ultra profundo do pré-sal, visto no gráfico 4.14.

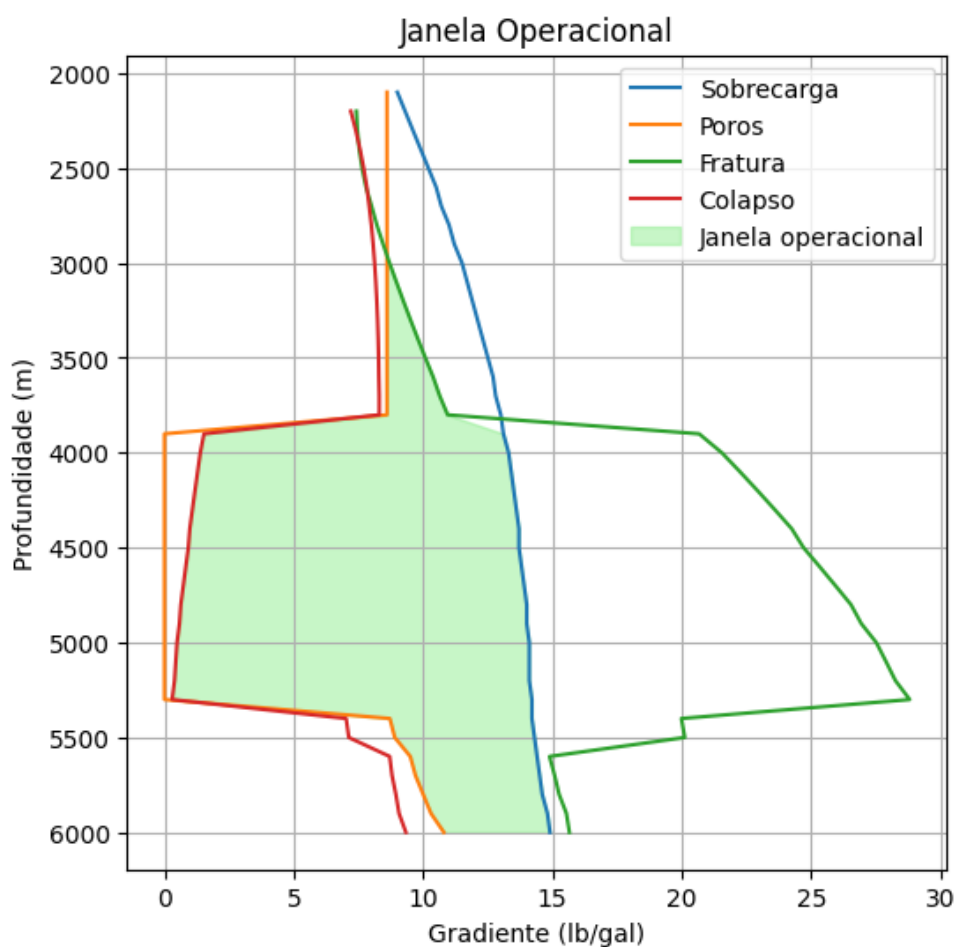


Gráfico 4.14: Janela Operacional para dados típicos do pré-sal coerentes com a teoria

Vemos que nesse caso o gradiente de colapso acompanha a janela de sal e para esse caso existe uma janela operacional, mesmo que não até a profundidade de 3000 metros. Isso pode vir do fato do gradiente de poros estar sendo considerado como constante para a camada dos pós sal.

5 CONCLUSÕES

Nesse trabalho, o objetivo era de conseguir criar um módulo de estimativa de geopressões para um simulador completo de perfuração de poços. A partir de dados reais de poços clássicos e do pré-sal, foi possível, construir esse simulador em um ambiente de código aberto baseado na literatura vigente. Entretanto ao buscar generalizar o simulador, foi descoberto que os equacionamentos utilizados não abrangem todas litologias.

Assim sendo, observando as janelas operacionais calculadas é possível concluir que para um poço comum tanto a teoria apresentada na revisão quando o código foi validado, apresentando resultados coerentes e seguindo todo o processo e metodologia utilizada pelos artigos.

Entretanto, uma vez que se adentra nas bacias do pré-sal, existem diversas especificidades a serem consideradas, assim sendo, considerações e cálculos que foram feitos para poços ultra profundos comuns não se aplicam. Como já foi referenciado o sal é um material que possui propriedades únicas e diferentes das rochas encontradas numa litologia de poço. Portanto, o método precisa se adequar a essas diferenças, no caso dos coeficientes do cálculo da pressão de poros, fratura e colapso.

Quando os dados do poço do pré-sal passaram pelo simulador calibrado para metodologia de um poço comum foram encontradas divergências do que seria esperado na teoria. Isto não é um problema do código, mas do método utilizado que não era modelado ao pré-sal.

Assim sendo, para alcançar os resultados esperados foram feitos cálculos não convencionais e não baseados em literatura, simplesmente considerar como input o gradiente que antes era calculado retira do simulador a essência do que ele se propõe em calcular. Uma vez que está sendo colocado como dado algo que era para ser simulado e equacionado por meio do código, devendo ser flexível à diferentes provas de conceito. Mas para fins de demonstração e comparação visual do que era esperado e do que o método adotado resultou, essa metodologia alternativa foi adotada.

A literatura atual é sim pertinente e funcional, como o código demonstrou, mas a partir do momento que poços com características individuais são considerados, é preciso encontrar uma metodologia igualmente individual.

6 TRABALHOS FUTUROS

Para continuação desse projeto seria interessante em um primeiro momento fazer uma pesquisa bibliográfica mais intensa a fim de encontrar algum método que poderia se adequar a bacias do pré-sal. Caso seja encontrado, implementar ao código do simulador.

Em um segundo momento seria interessante aprimorar a funcionalidade de interface do usuário do simulador, não seria uma mudança na teoria, mas no *frontend* do código, fornecendo ao usuário um aplicativo no qual ele pode interagir e visualizar os resultados

Além disso seria interessante, mesmo que para as partes que já funcional, implementar diferentes metodologias que foram deixas que o próprio Rocha (NZEDA et al., 2014; ROCHA; AZEVEDO, 2019) descreve.

REFERÊNCIAS

AADNØY, B. S.; CHENEVERT, M. E. **Stability of highly inclined boreholes**. SPE Drilling Engineering, v. 2, n. 4, p. 364–372, 1987.

AADNØY, B. S.; LOOYEH, R. **Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design**. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2019.

ADDIS, M. A. et al. **Fracture initiation pressure prediction**. SPE Drilling & Completion, v. 13, n. 2, p. 104–111, 1998.

AGRAWAL, V. **Role of Formation Pressure and Sonic Measurements While Drilling in Pre-drill Well Design Validation and Syn-Drill Well Design Optimization: Case Studies from Deepwater India**. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, set. 2011.

ALMASOV AZAD. **Wellbore Stability**:
https://github.com/almasovAzad/Wellbore_Stability

BAKER HUGHES. **Advanced Drilling Simulation Technologies**. Relatório técnico interno, 2020.

BARBOZA, B. R. **Estudo para a simulação computacional da dinâmica salina em ambientes deposicionais**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, fev. 2014.

BECK, K. **Extreme Programming Explained: Embrace Change**. Addison-Wesley, 1999.

BISONG, E. **Building machine learning and deep learning models on Google cloud platform: A comprehensive guide for beginners**. Berkeley, CA: Apress, 2019.

BOURGOYNE JR., Adam T. et al. **Applied drilling engineering**. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1986.

BOWERS, G. L. **Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction**. Geophysics, v. 60, n. 2, p. 328–344, 1995.

CASTRO, Rafael; SANTOS, João Paulo Lobo dos; ANDRADE, Juliano Ferreira de; ALMEIDA NETO, José Bezerra de; SANTOS, Ana Paula Pereira. **Projetos de poços: um estudo de caso na Bacia Sergipe-Alagoas**. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento, ano 3, n. 2, p. 31–40, 2019.

DRILLING SYSTEMS. **DrillSIM: Advanced Drilling Simulation Software**. s.d.

EATON, B. A. **The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs**. Society of Petroleum Engineers, 1975.

EJKE, C. et al. **Investigation and Analysis of Influential Parameters in Bottomhole Stick–Slip Calculation during Vertical Drilling Operations**. *Energies*, v. 17, n. 3, p. 622, 2024.

FERNANDES, Fernando Bastos et al. **Drilling developments in Pre-Salt of Brazil: background and new horizons**. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2020. Proceedings... Rio de Janeiro: IBP, 2020.

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. M.; RISNES, R. **Petroleum related rock mechanics**. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008.

GARBIN, F. G. B.; KAMPFF, A. J. C. **Uso da simulação para o ensino de engenharia: aplicações em cursos de graduação brasileiros**. XLIX Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia e IV Simpósio Internacional de Educação em Engenharia da ABENGE, 2021.

GARDNER, G. H. F.; GARDNER, L. W.; GREGORY, A. R. **Formation velocity and density—The diagnostic basics for stratigraphic traps**. *Geophysics*, v. 39, n. 6, p. 770–780, 1974.

HALLIBURTON. **WellPlan™ Software**. Disponível em: <https://www.halliburton.com/...> Acesso em: 10 mar. 2024.

HAMID, O. et al. **Impact of Gas Hydrate Below the Mud Line on Wellbore Stability: A Temperature Simulator Approach**. Offshore Technology Conference Asia, fev. 2024.

HARKOUSS, Rami. **Top 7 Open-Source Simulators in Petroleum Engineering: A Good Start for Students and Young Professionals**. The Way Ahead, ago. 2023.

HELMERICH & PAYNE INC. **DrillScan® Software Platform**. Disponível em: <https://www.helmerichpayne.com/...> Acesso em: 10 mar. 2024.

HUBBERT, M. K.; WILLIS, D. G. **Mechanics of hydraulic fracturing**. Transactions of the AIME, v. 210, p. 153–168, 1957.

JAIMES, W.; COOK, J. **Drilling engineering**. Hoboken: Wiley, 2013.

LANDMARK. **WellPlan Software for Drilling Optimization**. Halliburton, s.d.

MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. **Fundamentals of drilling engineering**. SPE Textbook Series, v. 12. Texas: SPE, 2011.

NORCE ENERGY. **OpenLab Drilling**. Disponível em: <https://openlab.app/>. Acesso em: 10 mar. 2024.

NZEDA, B. G. et al. **Development of Well Complexity Index to Improve Risk and Cost Assessments of Oil and Gas Wells**. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, mar. 2014.

OPENDTECT. **Open Source Seismic Interpretation Software**. s.d.

OSAROGIAGBON, A. et al. **A new methodology for kick detection during petroleum drilling using long short-term memory recurrent neural network**. Process Safety and Environmental Protection, v. 142, p. 126–137, 2020.

OSBORNE, M. J.; SWARBRICK, R. E. **Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins**. AAPG Bulletin, v. 81, n. 6, p. 1023–1041, 1997.

PLUMB, R. A.; EDWARDS, S.; PIDCOCK, G. M. **The mechanical earth model concept and its application**. SPE Formation Evaluation, v. 6, n. 3, p. 275–283, 1991.

POLICARPO, N. **Relatório para Inscrição da bolsa ANP**. [S.l.], 2024. Relatório técnico.

ROCHA, Luis; AZEVEDO, Cecília. **Projeto de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento**. 3. ed. Editora Interciência, Petrobras, 2019.

SAFEKICK. **SafeVision™ Software**. Disponível em: <https://www.safekick.com/....> Acesso em: 10 mar. 2024.

SILVA, Cristiane; RABE, Claudio; FONTOURA, Sergio. **Geomechanical model and wellbore stability analysis of Brazil's pre-salt carbonates**. OTC Brasil, 2017.

SLB. **MudWare Engineering Software v30**. Disponível em: <https://www.slb.com/....> Acesso em: 10 mar. 2024.

STALLMAN, R. **The GNU Manifesto**. Free Software Foundation, 1985.

SWARBRICK, R. E.; OSBORNE, M. J. **Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview**. AAPG Bulletin, v. 82, n. 11, p. 2023–2041, 1998.

TERZAGHI, K. **Theoretical soil mechanics**. New York: Wiley, 1943.

WHIMIAN. **pyGeoPressure**: <https://github.com/whimian/pyGeoPressure>

WU, M.-W.; LIN, Y.-D. **Open source software development: an overview**. Computer, v. 34, n. 6, p. 33–38, 2001.

WYLLIE, M. R. J.; GREGORY, A. R.; GARDNER, L. W. **Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media**. Geophysics, v. 21, n. 1, p. 41–70, 1956.

ZHANG, J. **Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches**. Geophysics, v. 76, n. 5, p. 15–25, 2011.

ZOBACH, M. D. **Reservoir Geomechanics**. Cambridge University Press, 2010.