

Anna Carolina Arantes Peres

**MODELAGEM GEOMECÂNICA UNIDIMENSIONAL DO
CAMPO DE HEIDRUN, NORUEGA**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

**UFRJ
Rio de Janeiro
2021**



UFRJ

Anna Carolina Arantes Peres

**MODELAGEM GEOMECÂNICA UNIDIMENSIONAL DO
CAMPO DE HEIDRUN, NORUEGA**

Trabalho Final de Curso de Graduação
em Geologia do Instituto de
Geociências, Universidade Federal do
Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado
como requisito necessário para
obtenção do grau de Geólogo.

Orientador(es):

Fábio André Perosi

Victor Hugo Lima Ferreira

Rio de Janeiro

Abril de 2021

PERES, Anna Carolina Arantes

**Modelagem Geomecânica
Unidimensional do Campo de Heidrun,
Noruega/ Anna Carolina Arantes Peres -Rio
de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2021.**

01, 86 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) –
Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Instituto de Geociências, Departamento de
Geologia, 2021.

Orientador(es): Fábio André Perosi,
Victor Hugo Lima Ferreira

1. Geologia. 2. Geomecânica– Trabalho
de Conclusão de Curso. I. Fábio André
Perosi. II. Universidade Federal do Rio de
Janeiro, Instituto de Geociências,
Departamento de Geologia. III. Título.

Anna Carolina Arantes Peres

MODELAGEM GEOMECÂNICA UNIDIMENSIONAL DO CAMPO DE HEIDRUN,
NORUEGA

Trabalho Final de Curso de Graduação
em Geologia do Instituto de
Geociências, Universidade Federal do
Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado
como requisito necessário para
obtenção do grau de Geólogo.

Orientador(es):

Fábio André Perosi
Victor Hugo Lima Ferreira

Aprovada em: 8.Abril.2021

Por:

Orientador: Prof. Dr. Fábio André Perosi (UFRJ)

Prof. Dr. Emílio Velloso Barroso (UFRJ)

Geóloga Me. Raissa Maria Siqueira da Silva (UFF)

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a essa força maior que está sempre presente nessa minha trajetória denominada de vida me fornecendo forças nos momentos mais difíceis. Deus, obrigada por nunca me abandonar até nos momentos em que eu me questioneei de sua existência. Ao ser humano que sempre esteve ao meu lado e possibilitou minha jornada até aqui: minha mãe, Wilza. Mãe, seus ensinamentos construíram os pilares necessários e fundamentais os quais me sustentam em todas as ocasiões da vida, seja no meio profissional ou pessoal. Como professora da Universidade Federal do Rio de Janeiro sempre priorizou a educação de seus filhos mostrando que através desta podemos tornar o mundo melhor. À minha família, presente fisicamente e mentalmente em todos os momentos. Especialmente à minha avó, Paulina, por todo amor e preocupação comigo, ao meu pai, Rogério, que está sempre disponível para me ajudar em qualquer circunstância, não deixando me faltar nada e ao meu padrasto, José Carlos, por todas as conversas e conselhos que se tornaram em ensinamentos que levo para a vida toda.

Aos meus amigos e geólogos que não só cruzaram, mas estão trilhando essa caminhada comigo compartilhando da vida profissional e pessoal: Matheus Cabral, Lucas Adriano, Victor Lima, Mariana Meirelles, Luiza Tinoco, Pedro Delforge, Leonardo Ribeiro, Matheus Teixeira, Amanda Mustafa, Thaís Santiago, Fernanda Senra, Giovanna Hamad e Julyanna Wermelinger.

Ao meu orientador Fábio Perosi que possibilitou minha primeira experiência na área através da oportunidade de trabalhar no Lagep e por sua orientação nesse trabalho.

Ao meu coorientador e amigo Victor Lima que acompanhou de perto o meu crescimento profissional e esteve sempre disposto a me ajudar em todas as etapas. Obrigada pela dedicação a este trabalho e que possamos gerar muitos outros bons frutos.

À Halliburton, pela disponibilidade dos dados da área de estudo e do software utilizado. Em especial ao Ricardo Alvares e Wilson Ney pela oportunidade de trabalhar com a geomecânica, o que foi um grande desafio, mas se tornou fundamental no meu crescimento profissional e pessoal. A todos da equipe de Geologia & Geofísica, pela disponibilidade de tempo e paciência nos diversos treinamentos concedidos.

À Universidade Federal do Rio de Janeiro onde eu deixei e recebi um tanto. Meu amor por essa segunda casa veio de outras gerações e seus ensinamentos foram além da sala de aula. Obrigada por me ensinar a enxergar a vida de uma forma mais humana, espero retornar em breve.

Aqui deixo meus sinceros agradecimentos a todos que, de alguma forma tiveram importância nessa minha trajetória na graduação. Muito obrigada!

“Quem tem um ‘porquê’ para viver, suporta qualquer ‘como.’”
Qual é o seu propósito?

- Adaptado de Friedrich Nietzsche.

Resumo

PERES, Anna. Modelagem geomecânica unidimensional do campo de Heidrun, Noruega. 2021. 01, 86 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

A modelagem geomecânica tem sua importância em todas as fases de exploração e produção de um campo de óleo e gás. O modelo de estabilidade de poços visa minimizar os riscos e custos inerentes à construção de um poço de petróleo por meio da determinação das geopressões e consequente obtenção da janela operacional de perfuração. As estimativas imprecisas das pressões e tensões atuantes no subsolo estão entre as principais causas de tempo perdido nas operações de perfuração, o que fundamenta a relevância desse estudo. No presente trabalho, foi elaborado um modelo geomecânico unidimensional em um contexto exploratório do campo de Heidrun, localizado na porção offshore da plataforma continental norueguesa, demonstrando que mesmo com uma quantidade restrita de poços perfurados e consequentemente de dados disponíveis é possível realizar a modelagem. O cenário geológico da área de pesquisa deste trabalho é marcado pela forte presença de problemas geomecânicos relacionados às zonas anormalmente pressurizadas. Dentro desse contexto, com o objetivo de entender os desafios geomecânicos existentes na área em estudo, dados de perfilagem, geológicos e de perfuração de três poços exploratórios foram utilizados juntamente com correlações matemáticas para a construção do modelo. Como resultado final da modelagem, as curvas referentes a cada parâmetro geomecânico foram calculadas possibilitando a determinação da janela operacional dos poços. Essa janela define os limites máximo e mínimo da pressão exercida pelo fluido de perfuração de forma a manter a estabilidade do poço. O limite inferior da janela é determinado pelo maior valor entre as curvas do gradiente de pressão de poros e do gradiente de pressão de colapso, já o limite superior é estabelecido pelo gradiente de fratura, o que resultou em valores médios entre 10 a 15,7 ppg (lb/gal) para os poços em estudo nas zonas com pressão de poros anormalmente altas. A partir das análises realizadas foi possível a identificação dessas zonas, com valores de até 12,5 ppg (lb/gal), evidenciando a necessidade de estudos geomecânicos durante as etapas de perfuração do campo. A presente pesquisa também evidencia os possíveis motivos associados a essas zonas anômalas, a ocorrência de subcompactação, atividade tectônica, e transferência de pressão tornam necessário uma maior atenção em novas campanhas de perfuração.

Palavras-chave: Exploração de óleo e gás; Geopressões; Modelo geomecânico.

Abstract

PERES, Anna. One-dimensional geomechanical modeling of Heidrun field, Norway. 2021. 01, 86 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Geomechanical modeling is important in all upstream phases, mainly in the exploration and production of an oil and gas field. The wellbore stability model aims to minimize the risks and costs inherent to the construction of a petroleum wellbore by determining the geopressure and consequently obtaining the operational window. Inaccurate estimates of pressures and stress found in subsurface are among the main causes of NPT (noun productive time) time lost in drilling operations, which justifies the relevance of this study. In this work, an one-dimensional geomechanical model was developed in an exploratory context of the Heidrun field, located in the offshore portion of the Norwegian continental shelf, demonstrating that even with a limited number of wells drilled and, consequently, of the available data, it is possible to perform the modeling. The geological scenario of the research area of this work is marked by the strong presence of geomechanical problems related to abnormally pressurized zones. Within this context, in order to understand the geomechanical challenges in the study area, log curves, geological and drilling data from three exploratory wells were used together with mathematical correlations for the construction of the model. As a final result of the modeling, the curves for each geomechanical parameter were calculated allowing the determination of the operational window of the wells. This window defines the maximum and minimum limits of the pressure exerted by the drilling fluid in order to maintain the stability of the well. The lower limit of the window is determined by the higher value between the curves of the pore pressure gradient and the collapse pressure gradient, whereas the upper limit is established by the fracture gradient, which resulted in average values between 10 to 15.7 ppg (lb/gal) for the wells under study. In addition, from the analyzes performed, it was possible to identify areas with abnormally high pore pressures, reaching values of up to 12.5 ppg (lb/gal), evidencing the need for geomechanical studies during the drilling stages of the field. This research also highlights the possible reasons associated with these anomalous areas that need more attention in new drilling campaigns.

Key-Words: Oil and gas exploration; Geopressure; Geomechanical modeling

Lista de Figuras

- Figura 1: Localização do Campo de Heidrun na plataforma continental da Noruega. O polígono hachurado delimita a região de *Haltenbanken* e a estrela em vermelho representa a localização do campo. Modificado de Hammer, 2010. 19
- Figura 2: Principais eventos ocorridos durante a evolução tectônica das bacias sedimentares na região de Haltenbanken (Bukovics e Ziegler, 1983). 22
- Figura 3: Coluna litoestratigráfica do alto estrutural de Halten Terrace (Bell et al., 2014). 24
- Figura 4: Modelo esquemático ilustrando o sistema petrolífero do campo de Heidrun com os principais geradores e reservatórios de hidrocarbonetos. (Modificado de Karlsen et al., 2004). 26
- Figura 5: Curva tensão-deformação em um ensaio uniaxial de tensão ou ensaio de compressão simples. As tensões axiais (normais) são plotadas contra as deformações axiais, onde: σ_e representa a maior tensão que o material suporta sem sofrer deformações (região elástica) e UCS é a máxima tensão atingida representando a resistência da rocha. 28
- Figura 6: Representação esquemática da deformação axial (dy) e radial (dx) em uma amostra de rocha sob tensão uniaxial. A aplicação da tensão na direção x causa o alongamento da amostra de rocha na direção x enquanto a tensão aplicada em y ocasiona o encurtamento nesta direção. 29
- Figura 7: Desenho esquemático que ilustra o gradiente de sobrecarga em um poço marítimo. As setas em vermelho representam o gradiente variando em cinco trechos distintos (desde a lâmina d'água até a última camada de rocha do poço) de acordo com as respectivas densidades e profundidades. 31
- Figura 8: Classificação dos gradientes de pressão de poros, onde G_p é o gradiente de pressão de poros e G_{ov} é o gradiente de sobrecarga. Retirada de Rocha et al., 2009.....32
- Figura 9: Esquema ilustrativo de uma amostra de rocha sob a atuação das tensões in situ. Esse estado de tensões in situ é dado pela tensão vertical (σ_v) e pelas tensões horizontais (σ_H , σ_h), representadas no sistema cartesiano com eixos nas direções “z”, “x” e “y”.....34
- Figura 10: Fluxo de trabalho utilizado para o cálculo de geopressões. O fluxo sintetiza as etapas realizadas no presente estudo: dados de entrada, controle de qualidade e as estimativas dos parâmetros geomecânicos que serão alcançados durante a modelagem. 36

Figura 11: Dados necessários para a construção de um modelo geomecânico no software DecisionSpace Petrophysics. Os dados geológicos, de perfilagem e de perfuração foram utilizados como dados de entrada para as diversas etapas realizadas ao longo do fluxo de trabalho.	37
Figura 12: Perfis geofísicos referentes ao poço 6507/7-4 com os erros de leituras destacados por círculos vermelhos. Figura A exhibe os spikes presentes nos perfis de resistividade e densidade, e Figura B os gaps nos perfis de raio gama e sônico.	38
Figura 13: Fórmulas utilizadas nos cálculos básicos: (A) equação da estimativa de DTS, onde V_s é a velocidade cisalhante, X_i volume de cada litologia e V_{si} é a velocidade cisalhante referente as litologias; (B) equação da estimativa de VCL, onde Gr_{log} é a medida de GR, Gr_{clean} o valor de GR nos arenitos e Gr_{clay} nos folhelhos; e (C) equação da estimativa de PHI, onde R_{hob} é a medida de RHOB, Rho_{matrix} é o valor de RHOB da matriz da rocha e Rho_{fluid} dos fluidos presentes.	40
Figura 14: Comparação entre as diferentes correlações empíricas utilizadas para a estimativa de UCS. Figura A mostra os gráficos de UCS para os arenitos, com (a) intervalo de tempo de trânsito (ou velocidade da onda P), (b) módulo de Young e (c) porosidade. Figura B mostra os gráficos de UCS para os folhelhos, com (a) intervalo de tempo de trânsito (ou velocidade da onda P), (b) módulo de Young e (c) porosidade (Chang et al., 2006).	43
Figura 15: Estimativa da pressão de poros utilizando do método de Eaton. No primeiro track a linha azul determina o valor de cutoff dos folhelhos através do perfil de VCL. No segundo track os pontos de folhelho em vermelho no perfil sônico foram criados a partir do valor de cut-off determinado anteriormente e a linha em verde representa a linha de tendência de compactação normal. As curvas geradas como resultado para os gradientes de pressão de poros de acordo com o método empregado encontram-se no quarto track.	49
Figura 16: Critério de ruptura de Mohr-Coulomb. Figura A representa o círculo de Mohr no espaço $\tau \times \sigma$, onde S_0 é a constante chamada de coesão da rocha, ϕ é o ângulo de atrito interno e σ_1 e σ_3 são as tensões principais, e Figura B no espaço $\sigma_1 \times \sigma_3$, onde C_0 representa a resistência à compressão simples da rocha.	52
Figura 17: Resultados estatísticos e perfis de UCS obtidos através das relações de Vernik (1993) para os arenitos e Khaksar (2009) para os folhelhos: (A) do poço 6507/7-3; (B) do poço 6507/7-4; e (C) do poço 6507/8-1. As diferentes cores nos histogramas representam as litologias presentes nos poços.	56

Figura 18: Classificação de resistência das rochas sedimentares proposta por Deere e Miller (1966). Essa classificação foi obtida através dos resultados de testes de laboratório de amostras de 27 localidades e utiliza dos valores de módulo de Young estático e UCS.	57
Figura 19: Gráfico com os valores do módulo de Young dinâmico referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 em função da profundidade. Cada poço é representado por uma cor como mostra a legenda.	58
Figura 20: Gráfico com os valores do coeficiente de Poisson dinâmico referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 em função da profundidade. Cada poço é representado por uma cor como mostra a legenda.	59
Figura 21: Gráfico com os valores do ângulo de atrito interno referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 em função da profundidade. Cada poço é representado por uma cor como mostra a legenda.	59
Figura 22: Perfis geofísicos de densidade do poço 6507/8-1. Na cor vermelha observa-se o perfil que foi corrido ao longo do poço, dados medidos, enquanto o tracejado na cor azul representa os dados de densidades sintéticas obtidos através da correlação. O resultado final da integração dessas duas curvas após o processo de edição (splice) está apresentado pelo perfil na cor roxa.....	60
Figura 23: Histogramas com os valores estatísticos da estimativa do gradiente de sobrecarga dos poços. Figura A referente ao poço 6507/7-3, Figura B do poço 6507/7-4 e Figura C do poço 6507/8-1. O cálculo do gradiente de sobrecarga foi realizado para as diferentes zonas presentes ao longo dos poços, as quais se diferenciam de acordo com a litologia. Cada litologia está representada por uma cor como mostra a legenda.....	63
Figura 24: Comparação entre as curvas dos gradientes de sobrecarga dos três poços em estudo. O gradiente de sobrecarga sempre cresce com a profundidade por ser resultante de um somatório das densidades das formações presentes e da água do mar no caso de poços marítimos.....	64
Figura 25: Resultados da estimativa dos gradientes de pressão de poros referentes aos três poços em estudo, mostrando as zonas com pressões de poros anormalmente altas delimitadas pelos retângulos vermelhos. Figura A exibe o resultado do poço 6507/7-3, Figura B do poço 6507/7-4 e Figura C do poço 6507/8-1.....	68
Figura 26: Curvas do gradiente de fratura referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 respectivamente. Os quadrados em azul representam os dados de LOTs.....	69

Figura 27: Resultados dos testes de absorção (LOTs) realizados nos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 respectivamente. Retirado do site https://factpages.npd.no/en/wellbore/pageview/exploration/all , acessado dia 11/01/2021 às 15hs.	70
Figura 28: Curvas de σ_H e σ_h obtidas dos poços. A curva em vermelho representa o gradiente de sobrecarga, em verde a tensão horizontal máxima e em azul a tensão horizontal mínima, sendo nos três poços: $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$. Os retângulos em azul representam os dados de LOTs dos poços e foram utilizados para a calibragem do modelo. A Figura A exibe o poço 6507/7-3, Figura B o poço 6507/7-4 e Figura C o poço 6507/8-1.	73
Figura 29: Histogramas com os valores estatísticos da estimativa do gradiente de pressão de colapso dos poços com as referentes curvas geradas. Figura A referente ao poço 6507/7-3, Figura B do poço 6507/7-4 e Figura C do poço 6507/8-1. O cálculo do gradiente foi realizado para as diferentes zonas presentes ao longo dos poços, as quais se diferenciam de acordo com a litologia. Cada litologia está representada por uma cor como mostra a legenda.	76
Figura 30: Resultado do modelo geomecânico unidimensional dos poços em estudo com as respectivas janelas operacionais delimitadas pelas setas na cor vermelha. Os círculos da cor azul representam os dados reais do peso de fluido de perfuração utilizado em cada poço. Figura A exibe a janela operacional do poço 6507/7-3, Figura B poço 6507/7-4 e Figura C poço 6507/8-1.	80

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo	viii
Abstract.....	ix
Lista de Figuras	x
Sumário.....	xiv
1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Apresentação	16
1.2 Objetivos.....	17
2 CONTEXTO GEOLÓGICO	18
2.1 Localização.....	18
2.2 Evolução Tectonoestratigráfica	19
2.3 Sistema Petrolífero	25
3 REVISÃO CONCEITUAL	26
3.1 Propriedades Mecânicas	26
3.2 Geopressões.....	30
3.2.1 Gradiente de Sobrecarga.....	30
3.2.2 Gradiente de Pressão de Poros e Gradiente de Pressão de Fratura.....	31
3.2.3 Tensões Horizontais	32
3.2.4 Gradiente de Pressão de Colapso.....	35
4 MATERIAIS E MÉTODOS.....	35
4.1 Materiais	36
4.2 MÉTODOS.....	37
4.2.1 Levantamento de Dados e Controle de Qualidade	37
4.2.2 Cálculos Básicos.....	38
4.2.3 Propriedades Mecânicas das Rochas	39
4.2.4 Gradiente de Sobrecarga.....	45
4.2.5 Gradiente de Pressão de Poros e Gradiente de Pressão de Fratura.....	46

4.2.6 Tensões Horizontais	50
4.2.7 Gradiente de Pressão de Colapso.....	51
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	53
5.1 Propriedades Mecânicas das Rochas	53
5.2 Gradiente de Sobrecarga.....	59
5.3 Gradiente de Pressão de Poros e de Pressão de Fratura	64
5.4 Tensões Horizontais	69
5.5 Gradiente de Pressão de Colapso.....	73
5.6 Janela Operacional.....	77
6 CONCLUSÕES	81
7 RECOMENDAÇÕES.....	82
8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

O estudo de geopressões é um ramo da geomecânica de grande relevância para a indústria do petróleo, pois compreende todas as pressões e tensões presentes em subsuperfície. Esse conhecimento é de extrema importância pois está diretamente relacionado com os problemas de instabilidade de poços, os quais são bem conhecidos na indústria do óleo e gás e estão presentes nas operações de perfuração, produção e injeção. Na fase de perfuração, os desafios operacionais vão desde colapsos totais ou parciais da parede do poço, aprisionamentos de colunas, torques elevados, entrada de fluidos presentes na formação para dentro do poço resultando em um retorno de volume de fluidos maior do que o volume injetado (kick), podendo evoluir para níveis mais críticos e resultar na destruição da sonda de perfuração (blowout). Os problemas relacionados às estimativas imprecisas de geopressões ou à incompreensão das mesmas estão entre os principais motivos de tempo não produtivo (NPT- Non Productive Time) e custos operacionais não planejados. Esses problemas podem resultar em perdas humanas, danos ambientais e prejuízos econômicos, e para evitá-los é necessário a realização de estudos aprofundados de geopressões.

A partir da determinação das geopressões, propriedades mecânicas e elásticas que possibilitam estabelecer os critérios de falha da rocha, torna-se possível a construção de um modelo geomecânico de estabilidade de poço em diferentes cenários geológicos. Esse modelo é fundamental em todas as etapas de um campo de óleo e gás e possui como objetivo a elaboração de projetos de poços apropriados que otimizem as fases de perfuração e completção. Na fase exploratória, foco do presente estudo, a realização da modelagem viabiliza o planejamento econômico do campo e conseqüentemente a

previsão dos investimentos necessários para a execução de perfurações seguras, eficientes e econômicas.

O presente estudo utilizou de dados de perfuração, geológicos e perfis geofísicos de três poços exploratórios do campo de Heidrun, situado na plataforma continental norueguesa, visando entender os desafios geomecânicos existentes na área através da realização de um fluxo de trabalho que resultou na modelagem geomecânica unidimensional. Com os resultados produzidos foi possível determinar a janela operacional dos poços, a qual define os limites máximo e mínimo para o estabelecimento da massa específica do fluido de perfuração. Como a pressão é função dessa massa específica, a janela operacional estabelece o intervalo para a variação da pressão exercida pelo fluido de perfuração. Sendo assim, o papel de uma janela de operação eficiente é um fator crítico para o sucesso de operações em cenários com limitações relativas aos custos operacionais. Diante de desafios econômicos devido ao comportamento volátil e cíclico do preço do barril de petróleo, a confecção de modelos geomecânicos é indispensável.

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo principal elaborar um modelo geomecânico unidimensional visando a determinação da janela operacional dos poços juntamente com a identificação de zonas anormalmente pressurizadas em um cenário exploratório. Para alcançar esse objetivo foi necessário estimar os seguintes parâmetros: propriedades mecânicas e elásticas das rochas, gradientes de sobrecarga, de pressão de poros e de pressão de fratura, tensões horizontais e gradiente de pressão de colapso. Como objetivo secundário, se tem a necessidade de verificar a eficiência do fluxo de trabalho utilizado através da comparação dos resultados obtidos durante a construção do modelo geomecânico com os dados reais dos poços exploratórios do campo de Heidrun, localizado na plataforma continental da Noruega.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Localização

O campo de óleo e gás de Heidrun está localizado na região de *Haltenbanken* na plataforma continental Norueguesa, em lâmina d'água de aproximadamente 350 m a 190 km da costa (Figura 1). Dentro dessa região o campo encontra-se em um alto estrutural conhecido por *Halten Terrace*, o qual é caracterizado por diversas trapas de hidrocarbonetos como: fechamentos estruturais, *horsts* e blocos de falhas basculados. Este alto contempla grande parte dos campos de petróleo descobertos na região da plataforma continental da Noruega. O campo foi descoberto em 1985 pela Conoco com a perfuração do poço pioneiro 6507/7-2, a qual atuou como operadora na fase de exploração e desenvolvimento, sendo atualmente operado pela Equinor. A produção do campo teve início em outubro de 1995 e suas reservas recuperáveis estimadas foram de 750 milhões de barris de óleo, além de 0.45 trilhões de pés cúbicos de gás associado e 1.32 trilhões de pés cúbicos de gás não-associado. O campo é resultado da junção de dois blocos, 6507/7 e 6507/8, cobrindo uma área de 37 km² (Whitley, 1990).

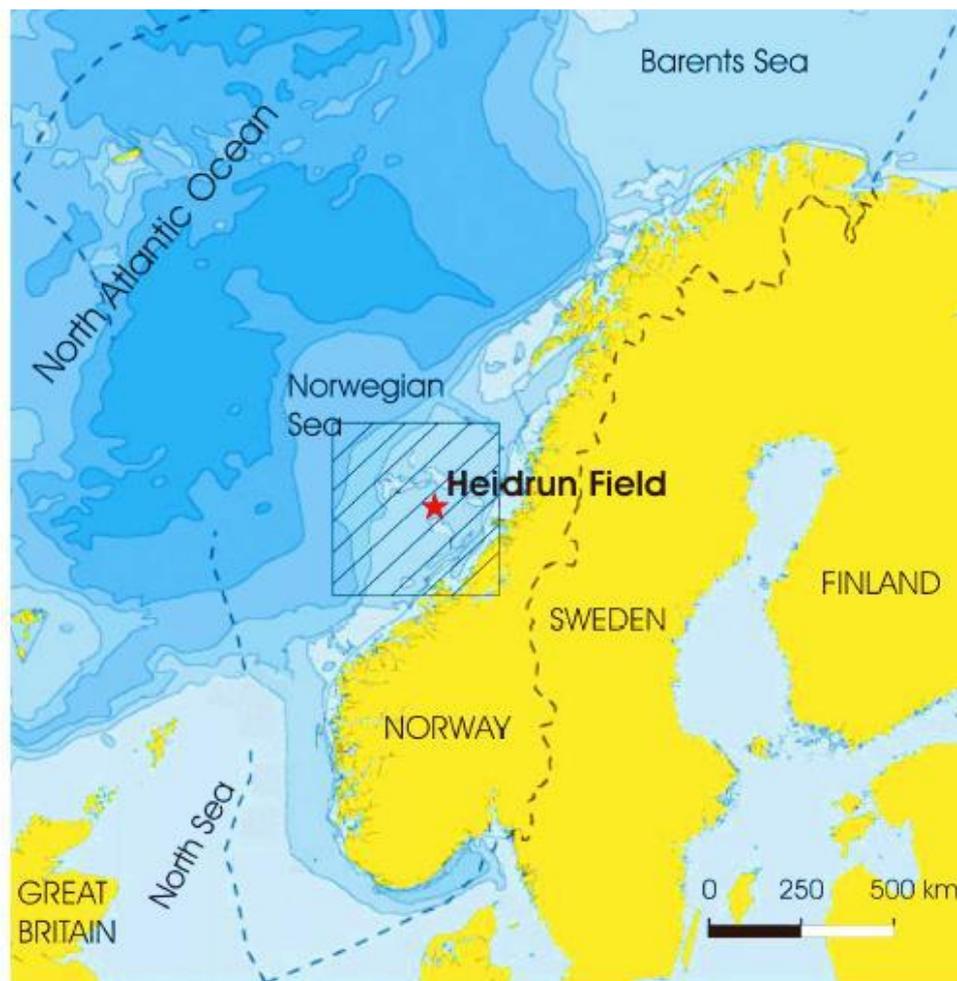


Figura 1: Localização do Campo de Heidrun na plataforma continental da Noruega. O polígono hachurado delimita a região de *Haltenbanken* e a estrela em vermelho representa a localização do campo. Modificado de Hammer, 2010.

2.1 Evolução Tectonoestratigráfica

As bacias da região de *Haltenbanken* são classificadas como do tipo margem passiva contendo um registro sedimentar do final do Paleozoico até o Cenozoico e com a espessura máxima de até 12 km nas partes mais profundas. A fase de rifteamento entre a Groelândia e a Fennoscandia durou cerca de 270 milhões de anos, do Carbonífero superior ao Eoceno inferior, e foi a responsável pela formação dessas bacias. O campo de Heidrun está inserido nesse contexto geotectônico de subsidência e falhamento extensional causado pelo rifteamento, com a presença de fortes transgressões marinhas ocasionando a deposição dos folhelhos que se encontram intercalados às excelentes

rochas reservatório oriundas de um grande influxo de sedimentos siliciclásticos advindos da Groelândia e da Fennoscandia.

A evolução tectonoestratigráfica da região (Figuras 2 e 3) pode ser dividida em diferentes estágios. O primeiro estágio é constituído por intensas fases de tectônica compressional e formação do embasamento das bacias sedimentares de *Haltenbanken*. O embasamento é composto por diferentes tipos de rochas metamórficas de alta pressão oriundas da subducção em grande profundidade durante os processos tectônicos da Orogenia Caledoniana no Ordoviciano inferior. Esse evento orogênico é resultante da colisão entre os crátons de Laurentia e Báltica, representados atualmente por regiões principalmente da Escandinávia e Groenlândia. Essa movimentação convergente, em uma escala de placa tectônica, foi uma das responsáveis pela formação do supercontinente Pangea.

O segundo estágio é marcado por esforços transtensivos de cinemática sinistral no Carbonífero inferior o que gerou uma crosta extremamente fraturada e conseqüentemente mais frágil. Posteriormente, nas fases de rifteamento, essas fraturas foram reativadas gerando sistemas de *horsts* e *grabens*.

O terceiro estágio é caracterizado pelas fases intermitentes do rifte entre a Noruega e a Groenlândia que ocasionaram a separação crustal no início do Eoceno juntamente com a formação da Cadeia Mesoceânica que promoveu o início de crosta oceânica. Durante os episódios de rifteamento, a região foi controlada por esforços distensivos que reativaram zonas de fraquezas preexistentes e posterior relaxamento térmico da base da litosfera causando subsidência e conseqüentemente formação de bacias sedimentares. A reativação dessas falhas transcorrentes e extensionais durante os processos de rifteamento gerou sistemas marcantes de *horsts* e *grabens* com *trend* Norte-Sul, o que controlou a deposição dos sedimentos. A subsidência tectônica nas bacias do rifte é frequentemente

caracterizada por um período inicial de subsidência lenta (“iniciação do rifte”), seguido por um período de subsidência mais rápida (“clímax do rifte”). Essa intensificação do tectonismo extensional que ocorreu no Jurássico marca o pico das atividades tectônicas do rifte com a Orogenia Cimmeriana. Nesse período também ocorreu a formação de grande parte das trapas estruturais do campo de Heidrun (Bukovics e Ziegler, 1983).

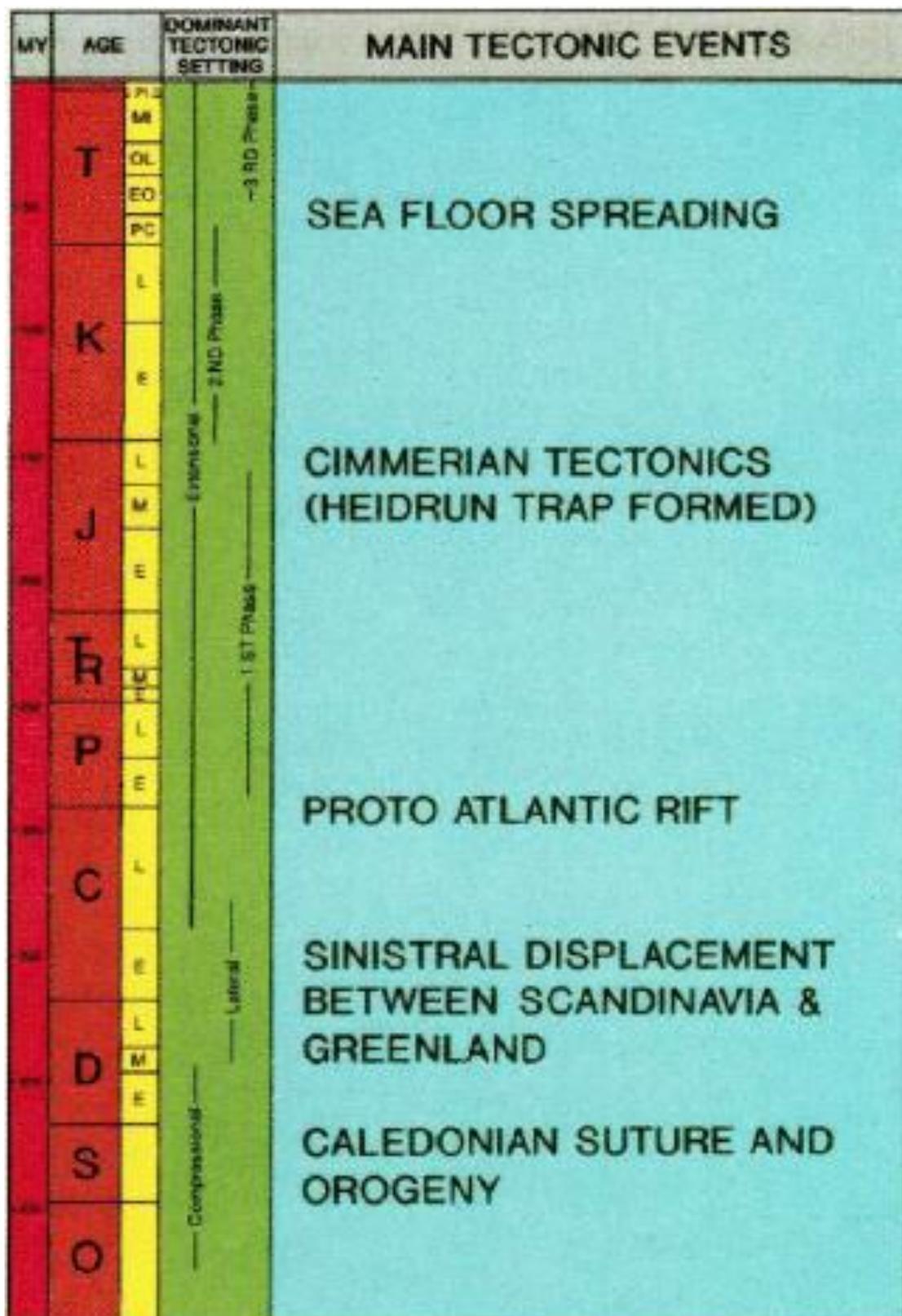


Figura 2: Principais eventos ocorridos durante a evolução tectônica das bacias sedimentares na região de *Haltenbanken* (Bukovics e Ziegler, 1983).

De acordo com Whitley (1990) nesse período de desenvolvimento da fase rifte encontra-se como registro sedimentar do Triássico os siltitos vermelhos, folhelhos e em

alguns poços foi possível observar a presença de sal. A deposição dessas rochas estaria associada a um ambiente fluvial com ocorrência de incursões marinhas. Com o aumento do nível do mar no Jurássico inferior e consequente mudança climática a região tornou-se mais úmida ocasionando na deposição de arenitos, siltitos e folhelhos que muitas vezes estão intercalados com depósitos de carvão. Esse registro sedimentar estaria relacionado a um ambiente sedimentar parálico, como mangues e pântanos, próximos à costa resultando na presença de incursões marinhas. Essas rochas estão representadas na litoestratigrafia pelo grupo Bat o qual compreende as formações: Are, que corresponde ao carvão, Formação Tilje constituída pelos arenitos e Formação Ror representada pelos folhelhos marinhos. Com a ocorrência de um soerguimento regional no Jurássico médio houve a erosão de ambas as margens elevadas e transporte dessa carga sedimentar clástica para as bacias sedimentares que junto com as transgressões marinhas culminou na deposição de sedimentos em um ambiente fluvial e marinho raso do grupo Fangst. Este grupo contém o principal reservatório da região e é caracterizado pelos arenitos das formações Ile e Garn e folhelhos da Formação Not. As fases iniciais da Orogenia Cimmeriana causaram erosão do grupo Fangst nos principais altos estruturais formando uma ampla discordância na sucessão estratigráfica. Este evento foi sucedido pela deposição no Jurássico superior do grupo Viking composto pela Formação Melke (folhelhos) indicando condições marinhas em *Haltenbanken*, e a Formação Spekk (folhelhos com alto teor de matéria orgânica), contendo as principais rochas geradoras de hidrocarbonetos na região. Com a continuação das atividades tectônicas Cimmerianas ocorreu a erosão da Formação Spekk gerando uma discordância na base do Cretáceo, separando assim os sedimentos depositados no Jurássico com os do Cretáceo. O impacto do falhamento gerado juntamente com o basculamento dos blocos de falhas durante as

atividades do rifte (Jurássico) colocaram os geradores em contato com os reservatórios permitindo a migração de hidrocarboneto.

No Cretáceo, ocorreu a sobreposição dos sedimentos jurássicos pelos folhelhos e siltitos marinhos dos grupos Cromer Knoll e Shetland. Do início do Paleógeno ao Holoceno ocorre a deposição de: folhelhos marinhos e rochas vulcânicas associadas às atividades magmáticas da abertura do Atlântico Norte (grupo Rogaland); argilitos depositados no contexto de margem passiva (grupo Hordaland) e encerrando o registro sedimentar da região tem-se siltitos e arenitos (grupo Nordland).

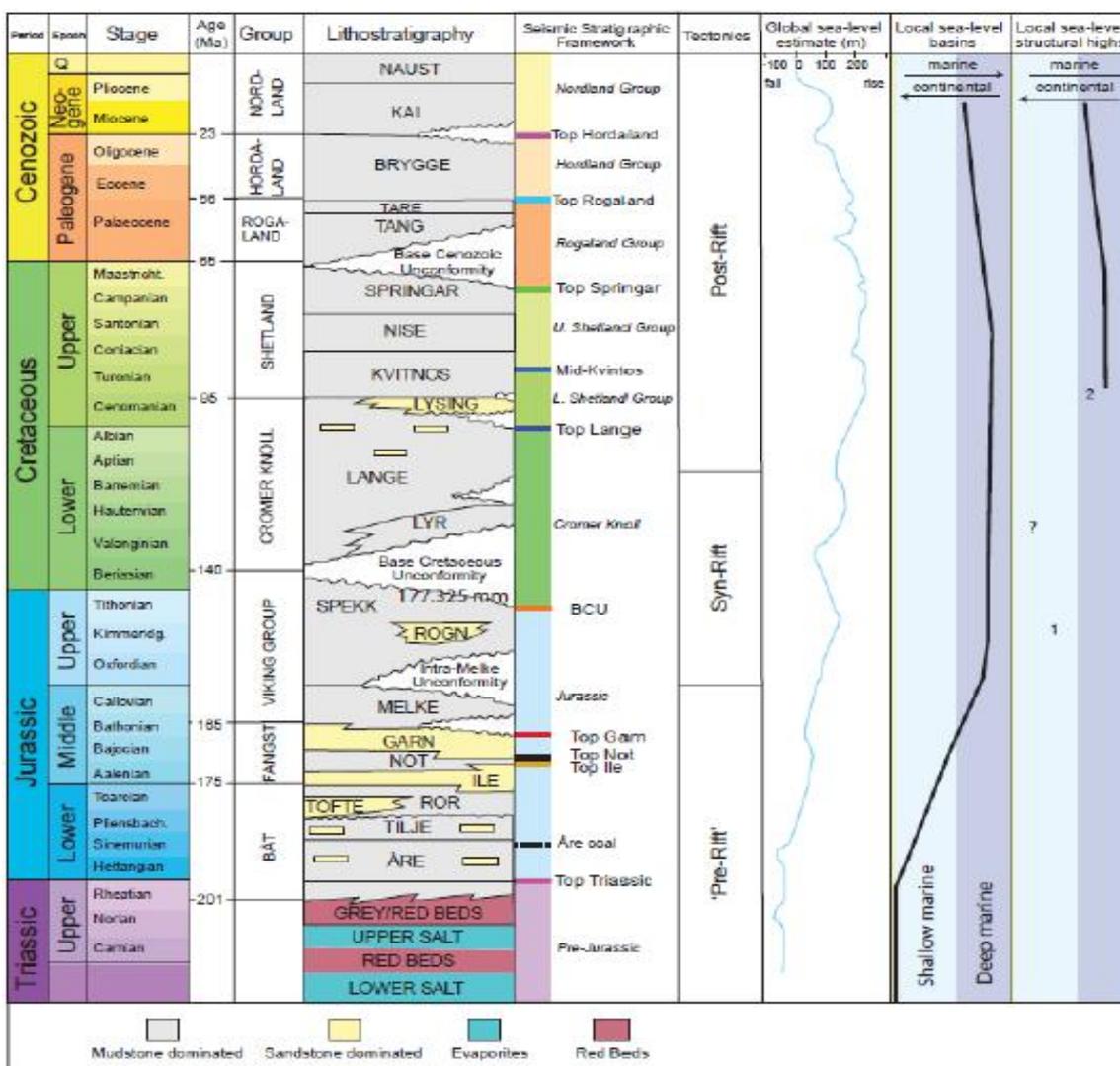


Figura 3: Coluna litoestratigráfica do alto estrutural de *Halten Terrace* (Bell et al., 2014).

2.3 Sistema Petrolífero

O sistema petrolífero do campo de Heidrun contém os quatro elementos básicos (rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante e soterramento) e passou pelos processos necessários (formação de trapa, geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos) como a maioria dos sistemas de um campo de óleo e gás. O primeiro e principal reservatório interpretado da região é constituído por arenitos das formações Ile e Garn (além dos folhelhos da Formação Not, que atuam como barreira de fluxo dentro do reservatório) pertencentes ao grupo Fangst o qual devido a uma profundidade rasa de deposição limitou-se aos efeitos de compactação possibilitando uma boa qualidade do reservatório nas areias limpas. Essa qualidade tornou-se ainda melhor por meio do processo diagenético de dissolução, possibilitando aos arenitos permeabilidades máximas superiores a 10 D (Darcy) e porosidade média de 30%. As principais rochas geradoras de óleo foram interpretadas como sendo os folhelhos da Formação Spekk os quais foram depositados em um ambiente marinho anóxico, condição ideal para a preservação de matéria orgânica, atingindo valores de até 13% de COT (carbono orgânico total). As camadas de carvão da Formação Are também são geradoras, sendo uma importante fonte de gás com possível potencial de óleo. Em muitos altos estruturais da região a Formação Spekk é inexistente ou se apresenta em camadas pouco espessas devido aos eventos erosionais da Orogenia Cimmeriana. Ressalta-se que essas rochas geradoras foram depositadas após a deposição das rochas reservatório e devido às atividades tectônicas foram deslocadas possibilitando a migração de hidrocarbonetos. As rochas selantes também são representadas pelos folhelhos da Formação Spekk e pelos folhelhos cretáceos. A Formação Spekk pode ser tanto a rocha geradora quanto a rocha selante devido à geologia estrutural da região, sendo as falhas normais essenciais para tal peculiaridade. A contínua subsidência e preenchimento da bacia durante o Cretáceo até o

Quaternário teve como resultado o soterramento dos sedimentos, tornando os selos altamente eficientes possibilitando a acumulação de hidrocarbonetos. As armadilhas, ou trapas, presentes no *Halten Terrace* são do tipo estrutural, das quais os *horsts*, blocos de falhas basculados e os fechamentos estruturais estão presentes em toda a área mapeada. Os blocos de falhas basculados constituem a principal armadilha encontrada na região, sendo esta indispensável no sistema petrolífero em estudo, pois a migração do óleo só foi possível através das falhas que serviram como conduto (Figura 4).

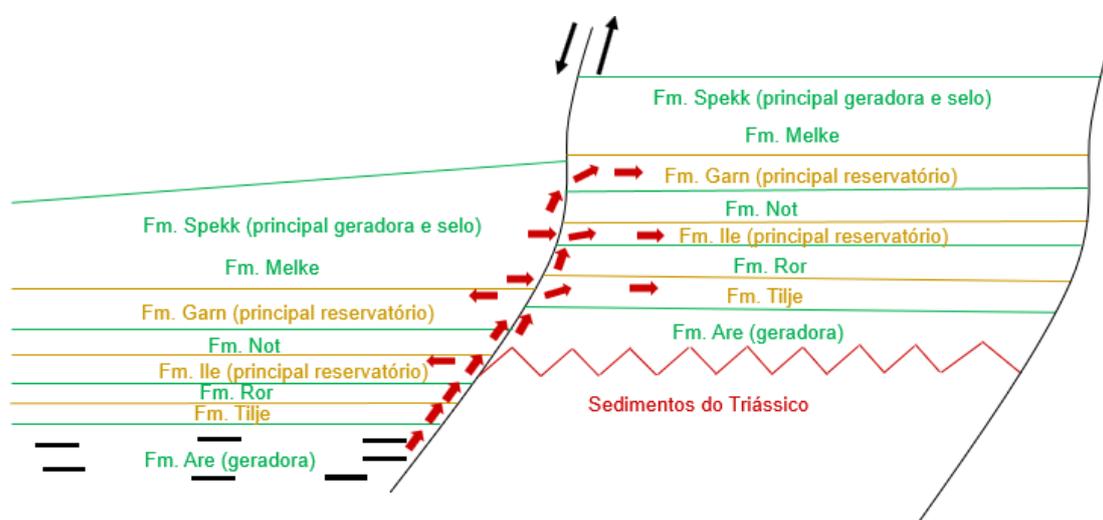


Figura 4: Modelo esquemático ilustrando o sistema petrolífero do campo de Heidrun com os principais geradores e reservatórios de hidrocarbonetos. (Modificado de Karlsen et al., 2004).

3 REVISÃO CONCEITUAL

3.1 Propriedades Mecânicas

O entendimento dessa etapa é fundamental, pois durante a perfuração de um poço as rochas são removidas produzindo uma alteração no estado de tensão existente no subsolo, o que resulta na concentração das tensões na parede do poço em relação às tensões *in situ* (originais). Estimam-se as propriedades mecânicas das rochas com o objetivo de estabelecer os critérios que descrevem relações entre as tensões que levam à falha das rochas e conseqüentemente ocasionam algum tipo de instabilidade ao poço,

como um colapso ou uma fratura (Rocha *et al.*, 2009). Essas pressões que levam à falha da rocha são denominadas pressão de colapso e pressão de fratura as quais serão detalhadas mais adiante. A estimativa dessas propriedades é de grande importância uma vez que irá definir os limites de pressões aos quais o poço poderá ser submetido. As propriedades mecânicas são dependentes tanto de fatores externos, como as pressões e tensões que atuam sobre a rocha e que serão vistas mais adiantes, quanto das características intrínsecas das rochas. Essas características estão relacionadas a parâmetros como mineralogia, porosidade, cimentação, teor de matéria orgânica, de água, densidade, tamanho e empacotamento dos grãos, os quais muitas vezes são resultados dos processos de diagênese, e compreendê-los é importante para a análise geomecânica. Por meio de ensaios mecânicos de rocha em laboratório é possível reproduzir as tensões que atuam em uma determinada rocha, possibilitando uma melhor compreensão sobre os aspectos relativos ao estado de tensão atuante, as deformações causadas por este estado e as relações existentes entre tensões e deformações. Contudo, para a determinação desse estado de tensão é utilizado de testes *in situ*, que são as medições diretas referidas como métodos diretos (teste de absorção clássico, estendido, de microfraturamento, entre outros).

As principais propriedades mecânicas estimadas no presente estudo foram: a resistência à compressão simples da rocha (UCS - *uniaxial compressive strength*), ângulo de atrito interno (FA - *friction angle*), módulo de Young (E), coeficiente de Poisson (ν) e o coeficiente de Biot (α). Esses parâmetros podem estar relacionados à resistência da rocha (UCS e FA) e as propriedades elásticas (E, ν e α), todos serão detalhados a seguir. Experimentalmente, o UCS é um estado de tensão, sendo a máxima tensão atingida na curva tensão-deformação quando o regime de deformação é frágil (Figura 5) e representa a resistência da rocha no ensaio uniaxial. Nesse ensaio uma tensão vertical (σ_1) é aplicada

enquanto as outras duas denominadas de tensões horizontais ou confinantes são nulas ($\sigma_2 = \sigma_3 = 0$). Por esse ponto representar na curva o pico da tensão, após a fase de comportamento elástico, microfissuras interligadas podem ocorrer e até gerar uma superfície de ruptura semicontínua (Rocha et al., 2009). Já o FA representa a taxa de incremento da tensão cisalhante (que causa ruptura na rocha por cisalhamento devido a esforços de compressão) com a tensão normal no plano da ruptura com ausência de coesão.

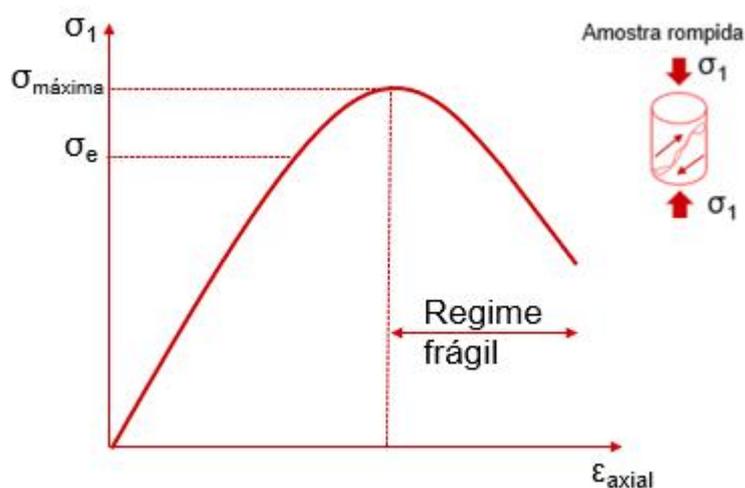


Figura 5: Curva tensão-deformação em um ensaio uniaxial de tensão ou ensaio de compressão simples. As tensões axiais (normais) são plotadas contra as deformações axiais, onde: σ_e representa a maior tensão que o material suporta sem sofrer deformações permanentes e $\sigma_{máxima}$ é a máxima tensão atingida representando a resistência da rocha.

Em relação às propriedades elásticas das rochas, ν representa a razão entre a deformação radial (horizontal) e a deformação axial (vertical). A deformação axial de uma amostra de rocha ocasiona a redução de seu comprimento e causa uma deformação radial, aumentando seu diâmetro (Figura 6). Assim, esse coeficiente mede a expansão lateral relativa a uma contração longitudinal, quantificando quanto uma tensão aplicada em uma direção é sentida na direção ortogonal a esta. O coeficiente é adimensional e possui geralmente valores entre 0,15 e 0,4 para as rochas, todavia pode se aproximar de zero em caso de rochas porosas e fracas e fica com valores aproximadamente de 0,5 nos

aplicada sobre a rocha subtraindo a pressão de poros. Ressalta-se que o parâmetro de Biot incluído na definição da tensão efetiva enunciada por Terzaghi corresponde a um caso particular para os solos, em um cenário estático e sem o efeito da pressão do fluido em movimento. Por fim, o módulo de Young ou módulo de elasticidade é representado pela razão entre tensão e deformação, esta razão linear se aplica em materiais com comportamento linear-elástico e está relacionada com a rigidez do material, sendo assim uma resistência à deformação causada pelo estado de tensão atuante.

$$\sigma' = \sigma - \alpha PP \quad (1)$$

A Equação 1 mostra a fórmula da tensão efetiva proposta por Terzaghi transformada por Biot, onde: σ' é a tensão efetiva, σ a tensão total, α é a constante de Biot e PP a pressão de poros.

3.2 Geopressões

No presente estudo, as geopressões compreenderão todas as pressões e tensões presentes no subsolo e seus gradientes representam a razão entre a pressão que está sendo analisada e sua profundidade de atuação.

3.2.1 Gradiente de Sobrecarga

A tensão vertical (σ_v), em uma dada profundidade, corresponde ao gradiente de sobrecarga que equivale ao somatório do peso de todas as camadas de rocha sobrepostas (Figura 7). Sendo assim, a determinação desse gradiente irá depender do conhecimento da massa específica das formações presentes ao longo dos poços, as quais são função da densidade da matriz da rocha, porosidade e densidade dos fluidos contidos em seus poros. A lâmina d'água também tem influência direta no cálculo do σ_v pelo fato da densidade da rocha ser maior que a da água o que resulta em maiores gradientes para os poços

terrestres comparados aos marítimos em uma mesma profundidade. Dessa forma, quanto maior a lâmina d'água menor será o gradiente de sobrecarga. (Rocha et al., 2009).

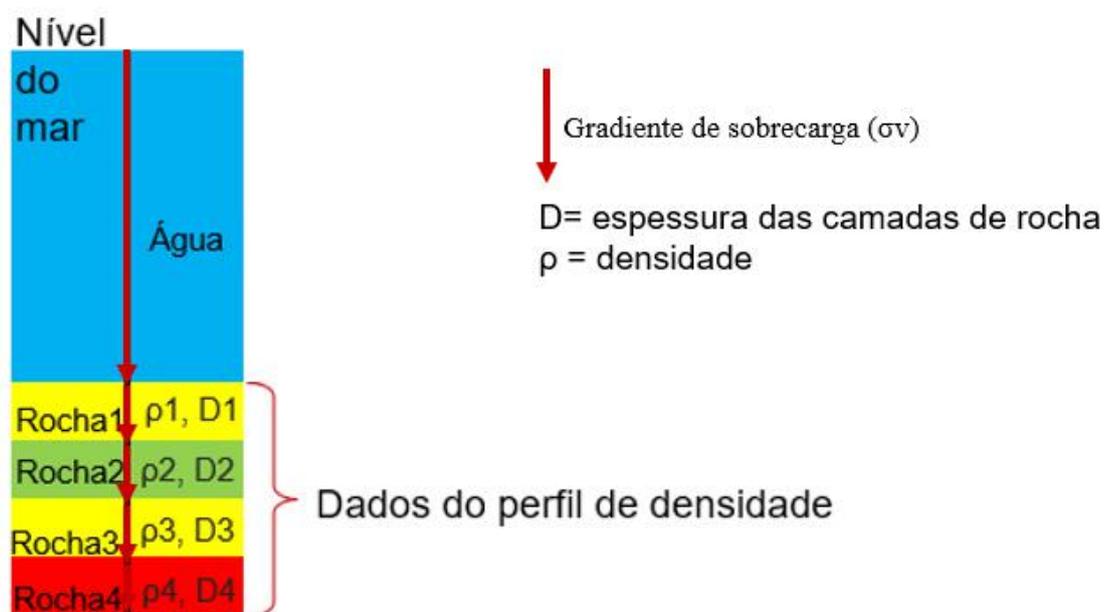


Figura 7: Desenho esquemático que ilustra o gradiente de sobrecarga em um poço marítimo. As setas em vermelho representam o gradiente variando em cinco trechos distintos (desde a lâmina d'água até a última camada de rocha do poço) de acordo com as respectivas densidades e profundidades.

3.2.2 Gradiente de Pressão de Poros e Gradiente de Pressão de Fratura

A pressão dos fluidos (água, óleo ou gás) contidos nos espaços porosos de uma rocha é intitulada como pressão de poros (PP), sendo essa essencial na determinação do peso do fluido de perfuração. Essa pressão depende da massa específica do fluido e das cargas que este esteja suportando, desse modo seu gradiente pode ser classificado de acordo com sua magnitude em: anormalmente baixa, normal, anormalmente alta e alta sobrepressão (Figura 8). Essa classificação foi elaborada com base nos gradientes dos fluidos presentes na natureza, considerando um gradiente normal aquele cujo valor é igual ao exercido por uma coluna hidrostática de fluido da formação. Nesse caso, a PP é função da altura da coluna de fluido e de sua massa específica. As zonas anormalmente pressurizadas requerem uma maior atenção, pois, caso uma zona como essa seja perfurada sem ser prevista, complicações operacionais podem ocorrer e ocasionar prejuízos econômicos, financeiros e ambientais (Rocha et al., 2009).

Anormalmente Baixo	$G_p < 8,5 \text{ lb/gal}$
Normal	$8,5 \text{ lb/gal} < G_p < 9,0 \text{ lb/gal}$
Anormalmente Alto ou Sobrepressão	$9,1 \text{ lb/gal} < G_p < 90\% \text{ do Gov}$
Alta Sobrepressão	$G_p > 90\% \text{ Gov}$

Figura 8: Classificação dos gradientes de pressão de poros, onde G_p é o gradiente de pressão de poros e G_{ov} é o gradiente de sobrecarga. Retirada de Rocha et al., 2009.

Outro parâmetro essencial é o gradiente de pressão de fratura (FG), sendo esse gradiente junto com o gradiente de pressão de poros os dois parâmetros mais importantes na estimativa da janela operacional. Esse gradiente é definido como o gradiente de pressão necessário para induzir fraturas na rocha em uma determinada profundidade. Com base nessa definição ele é o limite superior máximo do peso de fluido de perfuração para manter a integridade do poço. Esta pressão é a responsável pela falha da rocha por tração podendo ocorrer tanto pela utilização de um baixo peso de fluido de perfuração quanto por um alto peso de fluido resultando em consequências como o desmoronamento da parede do poço ou a perda de fluido de perfuração para a formação, denominada de perda de circulação.

3.2.3 Tensões Horizontais

Um estado de tensão compressivo que uma rocha em subsuperfície é submetida, dada as profundidades da maior parte dos poços em estudo na indústria do petróleo, consiste em três tensões principais, uma vertical e duas horizontais, as quais são denominados de tensões *in situ* (Figura 9). É importante ressaltar que essas tensões podem variar de acordo com a orientação dos planos em estudo, como por exemplo em casos de poços direcionais as tensões principais não serão as verticais e horizontais. No caso do presente estudo que se utiliza de poços verticais, a tensão vertical *in situ* (σ_v) é dada pelo peso das camadas de rocha subjacentes, como explicado anteriormente, e em resposta a esse carregamento, a rocha tende a se deformar lateralmente, sendo limitada pelos

elementos vizinhos. Isso resulta no aparecimento das tensões *in situ* horizontais σ_H e σ_h (ver Figura 9), as quais podem ou não ser iguais. Em termos dessas tensões *in situ* na bacia, a tensão vertical será a maior tensão principal em regimes tectônicos de falhamento normal, nos demais regimes, transcorrente e reverso, a tensão principal maior será sempre horizontal. Dessa forma, mesmo em equilíbrio, as formações existentes em subsuperfície estão sempre submetidas a algum tipo de tensão *in situ*. No momento em que o poço é perfurado, com a remoção das rochas, ocorre uma concentração de tensões na parede do poço alterando o estado de tensão existente no subsolo. Com o objetivo de manter as paredes do poço estáveis por meio do estado de tensões (função das tensões *in situ*, pressão de poros, pressão do fluido de perfuração e da orientação do poço), a rocha removida é substituída pelo fluido de perfuração. As tensões *in situ* tem sido reconhecidas como um dos principais fatores que afetam a estabilidade das paredes do poço, pois um poço pode se tornar instável caso seja perfurado em uma direção desfavorável quando comparado ao estado de tensões na parede do poço. Por isso, o entendimento dessas tensões ao redor do poço é de grande importância para determinar se um poço será direcional, horizontal ou vertical e evitar que rupturas ocorram na rocha (Rocha et al., 2009).

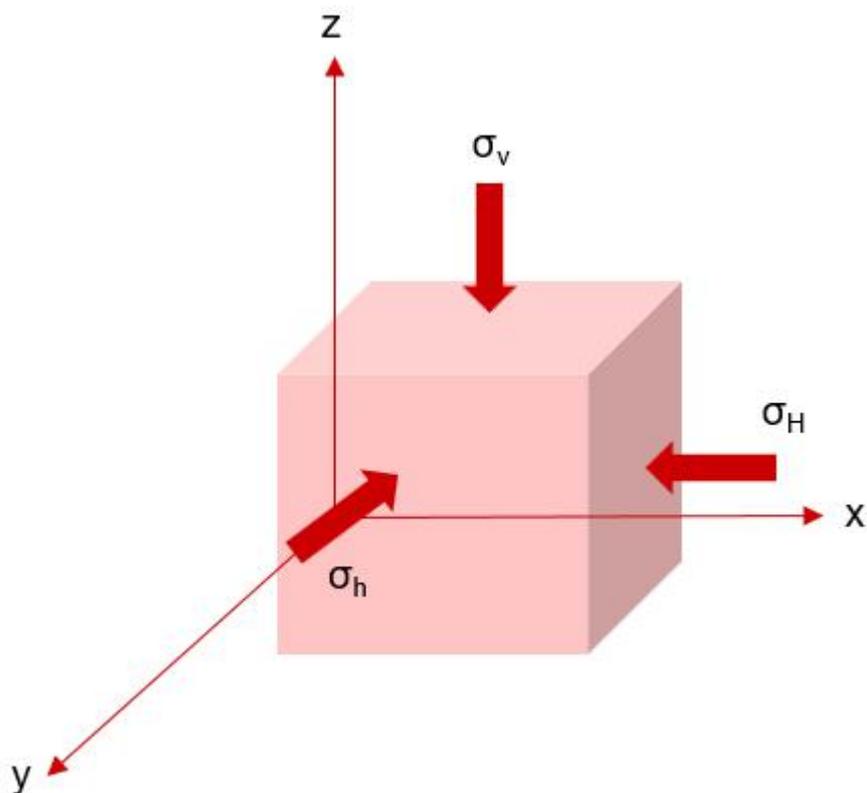


Figura 9: Esquema ilustrativo de uma amostra de rocha sob a atuação das tensões in situ. Esse estado de tensões in situ é dado pela tensão vertical (σ_v) e pelas tensões horizontais (σ_H , σ_h), representadas no sistema cartesiano com eixos nas direções “z”, “x” e “y”.

A identificação da orientação dessas tensões horizontais principais baseia-se na possibilidade da ocorrência de falha de compressão ou de tração na parede do poço. Os *breakouts* são originados por falhas de cisalhamento/compressão e ocorrem na direção da tensão horizontal mínima devido a um peso de fluido de perfuração insuficiente para manter as paredes do poço estáveis. Em um poço vertical ou quase vertical, as fraturas que se formam na parede do poço são originadas quando se excede o limite superior de pressão da formação. Essas fraturas se orientam de acordo com a distribuição das tensões principais *in situ*, ao se propagar, se abrem na direção da tensão principal menor e se orientam/propagam na direção da tensão principal maior, mesmo em regiões com fraturas pré-existentes. Isso se deve ao fato de que esta configuração requer menos energia para o processo de propagação da fratura, razão pela qual permite o uso do fraturamento

hidráulico para medições das tensões horizontais conforme Hubbert & Willis (1957) mostraram.

3.2.4 Gradiente de Pressão de Colapso

Existem dois principais tipos de falhas que podem ocorrer na parede do poço causadas tanto por um peso de fluido de perfuração insuficiente quanto por excesso de peso de fluido: a falha por tração (gradiente de pressão de fratura) e a falha por cisalhamento, causada pela pressão de colapso a qual leva à falha da rocha por esforços compressionais diferenciais. Diferentes problemas operacionais durante a perfuração podem ocorrer como resposta ao estado de tensão atuante na parede do poço. Caso a rocha possua um comportamento mais dúctil, a deformação da rocha fará com que o diâmetro do poço se reduza, enquanto o comportamento de rochas mais frágeis leva ao rompimento da rocha, isto é, desmoronamento das paredes do poço. Assim, é necessário determinar a pressão de dentro do poço que leve ao seu colapso através da comparação do estado de tensão atuante ao redor do poço com o critério de falha da rocha (Rocha et al, 2009). O círculo de Mohr de tensões, método essencial para o estabelecimento do critério de falha será detalhado no próximo capítulo.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

O presente capítulo foi dividido em duas seções seguindo a sequência da metodologia aplicada conforme o fluxograma de trabalho da Figura 10. A primeira seção (4.1 Materiais) apresenta os materiais utilizados para a confecção do trabalho e a segunda seção (4.2 Métodos) é apresentada em sete itens (4.2.1 a 4.2.7) para facilitar a descrição dos métodos referentes a cada etapa do fluxograma de trabalho. Para a realização da modelagem geomecânica do campo de Heidrun, a sequência do trabalho na Figura 10 foi

utilizada junto a uma série de dados da geologia, de perfilagem e de perfuração os quais serão descritos na seção 4.1 na parte de materiais. Todo o trabalho foi realizado por meio do software DecisionSpace Petrophysics 10ep 4.04® da empresa *Landmark Software and Services*, subsidiária da *Halliburton*.

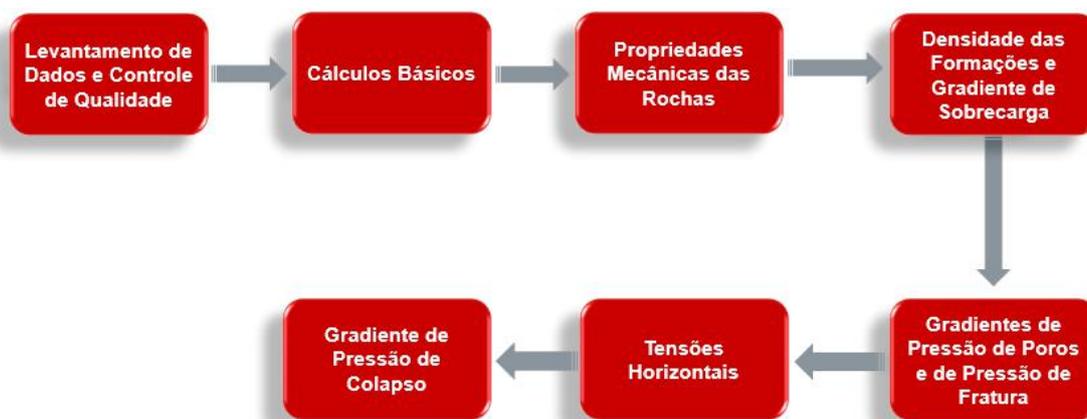


Figura 10: Fluxo de trabalho utilizado para o cálculo de geopressões. O fluxo sintetiza as etapas realizadas no presente estudo: dados de entrada, controle de qualidade e as estimativas dos parâmetros geomecânicos que serão alcançados durante a modelagem.

4.1 Materiais

O estudo em questão utilizou os dados de três poços exploratórios da região, sendo eles: 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1. O conjunto de dados consistiu em perfis geofísicos referentes aos três poços fornecidos pela Halliburton (no formato .las), sendo eles: caliper, raio gama (GR), resistividade (RT), sônico (DT), densidade (RHOB), nêutrons (NPHI) e o perfil de litologia (LITH). Os dados de perfuração (no formato .txt) foram adquiridos por meio do banco de dados *NPD FactPages*. A Figura 11 mostra os principais dados exigidos pelo *software* para a realização do fluxo de trabalho.



Figura 11: Dados necessários para a construção de um modelo geomecânico no software DecisionSpace Petrophysics. Os dados geológicos, de perfilagem e de perfuração foram utilizados como dados de entrada para as diversas etapas realizadas ao longo do fluxo de trabalho.

4.2 MÉTODOS

4.2.1 Levantamento de Dados e Controle de Qualidade

A primeira etapa realizada foi o levantamento de dados adquiridos com o objetivo de verificar a existência dos dados necessários e avaliar a qualidade dos mesmos para a confecção do modelo geomecânico. Esse levantamento foi fundamental na seleção dos poços pois permitiu verificar quais possuíam os dados mínimos para o estudo. Na sequência, o controle de qualidade foi feito nos perfis geofísicos que apresentaram erros nas leituras das ferramentas de poços. A edição dessas curvas que continham *gaps* (ausência de dados) e *spikes* (leituras com valores anormalmente altos ou baixos) ocorreu através de ferramentas de controle de qualidade (Figura 12). Após a filtragem dos dados e correção das leituras espúrias, os perfis foram considerados prontos para a realização dos cálculos básicos.

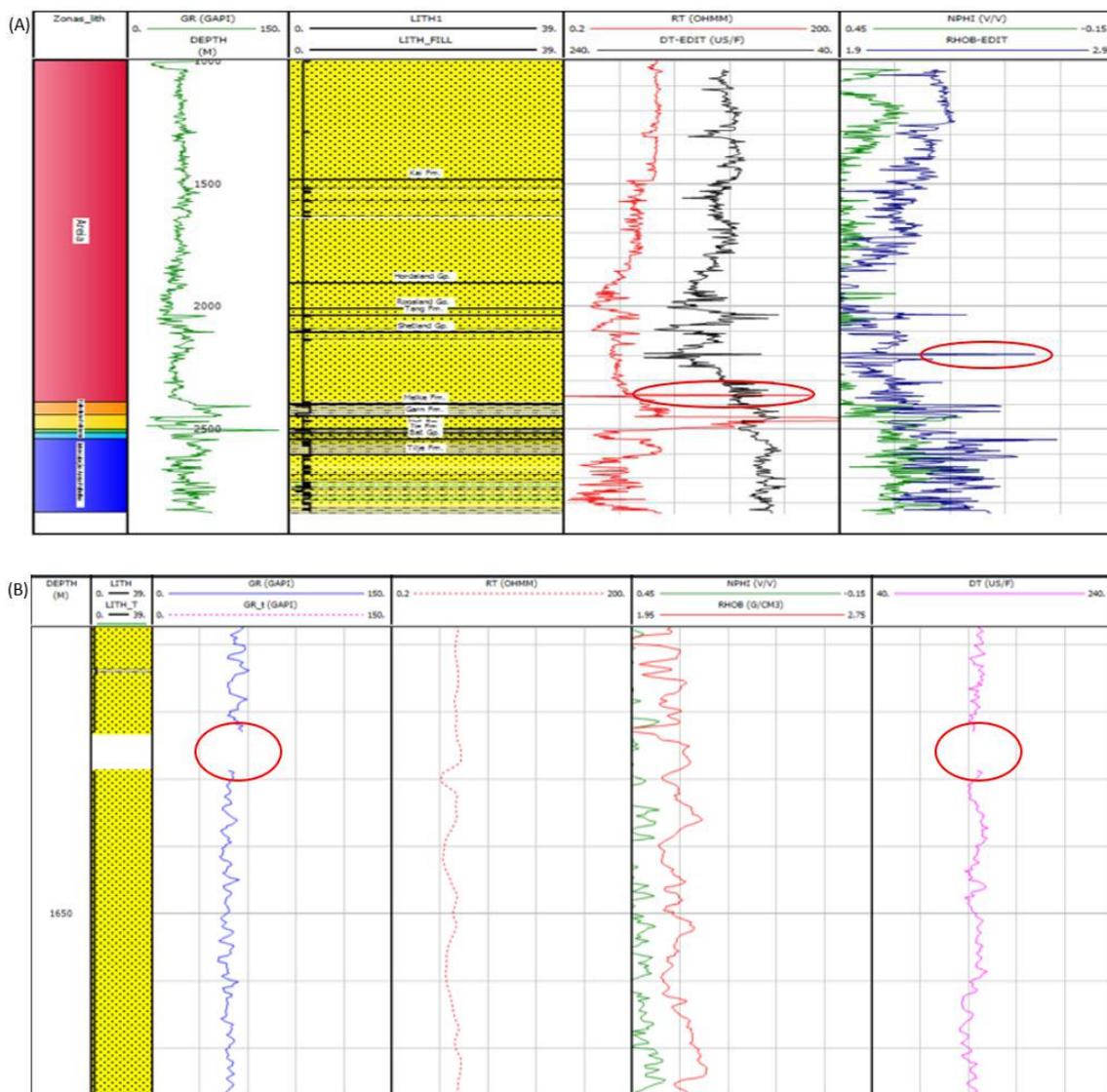


Figura 12: Perfis geofísicos referentes ao poço 6507/7-4 com os erros de leituras destacados por círculos vermelhos. Figura A exibe os spikes presentes nos perfis de resistividade e densidade, e Figura B os gaps nos perfis de raio gama e sônico.

4.2.2 Cálculos Básicos

Alguns dados necessários para a modelagem geomecânica unidimensional, muitas vezes não estão disponíveis no pacote de dados dos perfis geofísicos. Assim, para que o fluxo da modelagem seja desenvolvido, dados como: volume de argila (VCL), porosidade (PHI) e o perfil sônico cisalhante (DTS) são necessários. Os valores de DTS foram estimados considerando a correlação empírica de Greenberg-Castagna (1992) (Equação 2) a qual foi desenvolvida a partir dos volumes e velocidades equivalentes às litologias presentes. Para o cálculo de VCL utilizou-se da equação proposta por Larionov, V.V.

(1969) (Equação 3) através do perfil geofísico de GR e no cálculo de PHI foi empregada a equação de Nery, G.G. (2004) (Equação 4) estimada por meio do perfil de RHOB.

$$V_s = \frac{1}{2} \left\{ \left(\sum_{i=1}^4 X_i \times V_{s_i} \right) + \left(\sum_{i=1}^4 X_i / V_{s_i} \right)^{-1} \right\} \quad (2)$$

$$V_{cl} = \frac{Gr_{log} - Gr_{clean}}{Gr_{clay} - Gr_{clean}} \quad (3)$$

$$\text{Phi} = \frac{Rho_{matrix} - Rho_b - V_{cl} \times (Rho_{matrix} - Rho_{clay})}{Rho_{matrix} - Rho_{fluid}} \quad (4)$$

Nas Equações 2, 3 e 4: V_s é a velocidade cisalhante, X_i volume de cada litologia e V_{s_i} é a velocidade cisalhante referente as litologias. Gr_{log} é a medida de GR, Gr_{clean} o valor de GR nos arenitos e Gr_{clay} nos folhelhos. Rho_b é a medida do perfil geofísico de RHOB, Rho_{matrix} é o valor de RHOB da matriz da rocha e Rho_{fluid} dos fluidos presentes.

4.2.3 Propriedades Mecânicas das Rochas

Com todos os dados de entrada prontos, a modelagem geomecânica unidimensional foi iniciada com o cálculo das propriedades mecânicas das rochas. Para a estimativa dessas propriedades existem diversos métodos disponíveis na literatura os quais utilizam de dados de perfis geofísicos e variam conforme a litologia em razão das diferentes propriedades petrofísicas. Portanto, cada poço foi dividido em diferentes zonas de acordo com a litologia visando facilitar a aplicação de correlações para o cálculo dessas propriedades. É importante ressaltar que a compreensão desses métodos e sua aplicação é crucial para a modelagem geomecânica pois os resultados gerados nessa etapa servirão como dados de entrada para as próximas fases do fluxo de trabalho. Na Figura 13,

encontram-se os dados de saída gerados nessa etapa das propriedades de resistência mecânica das rochas junto com os métodos empregados na estimativa de cada um desses parâmetros para cada litologia presente nos poços.

Propriedades mecânicas de resistência das rochas	Correlações utilizadas
UCS para arenito	Vernik
UCS para intercalação arenito/folhelho	Modified Vernik
UCS para folhelho	Chang Global
FA para arenito	VClay Plumb
FA para intercalação arenito/folhelho	VClay Plumb
FA para folhelho	Sonic Lal

Figura 13: Correlações utilizadas na estimativa das propriedades mecânicas para cada litologia presente nos poços em estudo.

As correlações empregadas na estimativa de UCS estão apresentadas nas equações empíricas (Equações 5, 6 e 7) e cada uma delas utiliza das propriedades físicas obtidas por meio dos perfis geofísicos. A correlação de Vernik (1993), apresentada na Equação 5, foi elaborada para arenitos com porosidade variando de 0.2% a 33% e utiliza dos valores de PHI para seu cálculo. Já a modificada de Vernik (1993), apresentada na Equação 6, foi desenvolvida para arenitos lamosos com porosidade menor que 30% e baseia-se tanto na porosidade quanto no volume de argila da rocha, esta foi utilizada para a intercalação arenito/folhelho. Ambas as correlações estimam o UCS para arenitos baseando-se nos ensaios triaxiais realizados em laboratório por Vernik et al. (1993). Já para o cálculo de UCS nos folhelhos, utilizou-se da correlação de Chang Global, apresentada na Equação 7, a qual se baseia no perfil sônico e foi desenvolvida a partir do modelo de UCS para carbonatos descrito por Khaksar et al. (2009).

$$UCS_{VERN} = (277 \times EXP(-10 \times PHI)) \times 145.038 \quad (5)$$

$$UCS_{VERN_MOD} = ((254 - 204 \times VCL) \times (1 - 2.7 \times PHI)^2) \times 145.038 \quad (6)$$

$$UCS_{GLO} = (1.35 \times (304.8/DT)^{2.6}) \times 145.038 \quad (7)$$

Nas equações empíricas 5, 6 e 7 utilizadas para a estimativa de UCS, considera-se PHI os dados de porosidade, VCL de volume de argila e DT do tempo de trânsito da onda primária.

Chang et al. (2006) realizaram uma análise comparando diferentes correlações empíricas existentes com o objetivo de sintetizar e comparar as muitas correlações propostas ao longo dos anos. Por meio dessa revisão obteve-se informações sobre a adequação dos vários critérios propostos para a resistência das rochas nos casos de não disponibilidade de amostras para os testes em laboratório devido aos altos custos para testemunhagem e a não desejada parada na perfuração para a coleta da amostra. É importante ressaltar que o custo referente a amostragem quando comparado ao custo das complicações operacionais que podem ocorrer durante a perfuração é ínfimo. A maioria das correlações analisadas provenientes de perfis geofísicos se utilizaram de um ou mais parâmetros a seguir: velocidade da onda P (V_P), ou o equivalente que é o intervalo de tempo de trânsito ($\Delta t \propto V_P^{-1}$), o qual é medido diretamente; módulo de Young, derivado de V_P , V_S e de dados de densidade, ou a porosidade derivada normalmente de dados de densidade que assumem a densidade tanto da matriz da rocha quanto dos fluidos presentes.

A justificativa encontrada para as correlações empíricas existentes baseia-se na correlação entre esses parâmetros descritos e o UCS. Essas correlações são observadas através de dados obtidos em laboratórios apresentados na Figura 14 para arenitos e

folhelhos, litologias em estudo no presente trabalho. Apesar da considerável dispersão nos dados, há uma diminuição acentuada na resistência uniaxial com relação ao tempo de trânsito (Δt) e porosidade (Φ) e um aumento de resistência à compressão uniaxial em relação ao incremento do módulo de Young (E), o qual será detalhado mais adiante. Também é possível observar uma relação entre a resistência à compressão uniaxial e o módulo de Young e uma relação inversa com o tempo de trânsito e porosidade. Os dados de resistência da rocha e as propriedades físicas apresentados nas figuras foram compilados dos trabalhos de Lama & Vutukuri (1978), Carmichael (1982), Kwasniewski (1989), Jizba (1991), Wong et al. (1997) e Bradford et al. (1998), os quais classificaram uma extensa lista de propriedades mecânicas de rochas sedimentares de diferentes locais ao redor do mundo e Kwasniewski (1989) listou dados de UCS e porosidade de vários arenitos. Jizba (1991) apresentou as propriedades mecânicas dos arenitos e folhelhos com ampla variação de porosidade, recuperados de diferentes profundidades num poço no Texas, EUA. Wong et al. (1997) elaboraram tabelas de resistência e de propriedades físicas de vários arenitos porosos representativos de reservatório. Bradford et al. (1998) e Horsrud (2001) apresentaram resultados de ensaios mecânicos realizados em laboratório de arenitos e folhelhos do Mar do Norte.

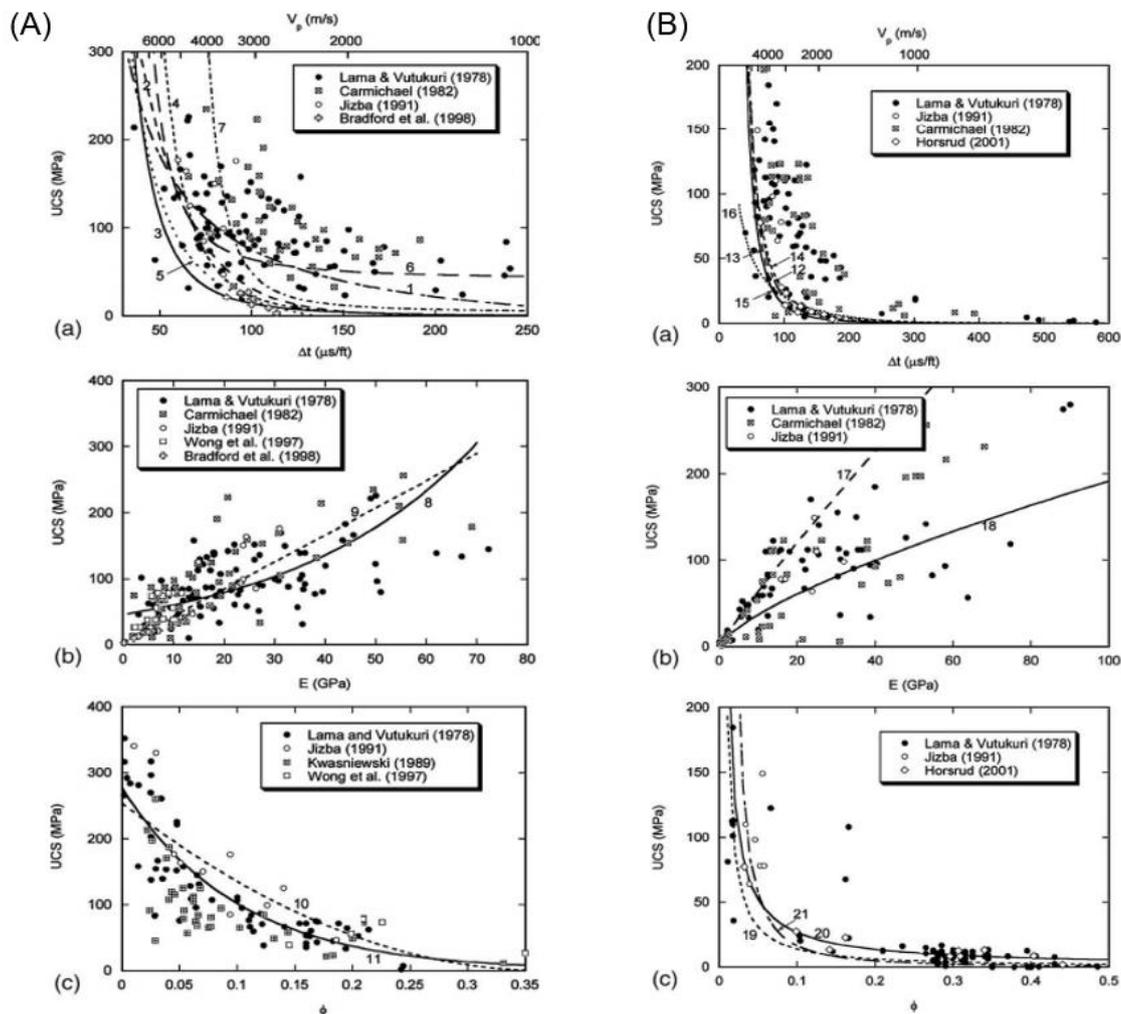


Figura 14: Comparação entre as diferentes correlações empíricas utilizadas para a estimativa de UCS. Figura A mostra os gráficos de UCS para os arenitos, com (a) intervalo de tempo de trânsito (ou velocidade da onda P), (b) módulo de Young e (c) porosidade. Figura B mostra os gráficos de UCS para os folhelhos, com (a) intervalo de tempo de trânsito (ou velocidade da onda P), (b) módulo de Young e (c) porosidade (Chang et al., 2006).

Para o cálculo de FA a correlação de $V_{Clay} Plumb$ é baseada nos dados de porosidade e volume de argila sendo aplicável tanto em arenitos quanto em folhelhos. No presente estudo, esta foi utilizada nas zonas de arenito e nas intercalações entre arenito e folhelho, já para as zonas de folhelho foi aplicada a correlação de $Sonic Lal$, que foi elaborada especificamente para essa litologia e baseia-se no perfil sônico. Ambos os métodos utilizam do modelo descrito por Khaksar et al. (2009). Essas correlações estão apresentadas nas Equações 8 e 9, respectivamente, onde θ é o ângulo de atrito, ϕ a porosidade, V_{clay} o volume de argila e DT o tempo de trânsito da onda primária.

$$\theta = 26.5 - 37.4(1 - \phi - V_{clay}) + 62.1(1 - \phi - V_{clay})^2 \quad (8)$$

$$\theta = \sin^{-1}\left(\frac{304878}{DT} - 1000\right) / \left(\frac{304878}{DT} + 1000\right) \quad (9)$$

Para a estimativa das propriedades elásticas das rochas, coeficiente de Poisson e módulo de Young, foram utilizadas, respectivamente, as Equações 10 e 11 as quais baseiam-se na teoria de propagação de ondas elásticas. No caso do coeficiente de Biot (Equação 12), utilizou-se da lei de tensão efetiva formulada por Nur e Byerlee (1971) a qual leva em conta o efeito da deformação volumétrica dos sistemas mecânicos da matriz e dos poros das rochas para o cálculo de α , dependendo assim da composição química dos minerais. Na determinação dessas propriedades, devido a não disponibilidade de dados de ensaios mecânicos de laboratório (estático) foram utilizados os valores obtidos de perfis geofísicos acústicos (dinâmico). Sendo assim, não foi possível estabelecer uma correlação entre os resultados estáticos e dinâmicos, o que não resulta na redução da confiabilidade do modelo.

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{DT_S}{DT_C}\right)^2 - 1}{\left(\frac{DT_S}{DT_C}\right)^2 - 1} \quad (10)$$

$$E = 2GDYN(1 + PRDYN) \quad (11)$$

$$\alpha = 1 - \frac{Cg}{CBISO} \quad (12)$$

Nas Equações 10, 11 e 12, tem-se que: DTc é o tempo de trânsito da onda compressional, DTs da onda cisalhante, GDYN é o módulo de cisalhamento dinâmico, PRDYN o coeficiente de Poisson dinâmico, Cg o módulo volumétrico dos grãos e CBISO o módulo volumétrico da matriz da rocha.

4.2.4 Gradiente de Sobrecarga

O passo seguinte consistiu no cálculo do gradiente de sobrecarga através da integração do perfil geofísico de densidade de acordo com a profundidade de interesse (Equação 13) dado que as densidades das rochas apresentam variações conforme a profundidade. Em muitos casos o perfil de densidade não está disponível para toda a extensão do poço, como no caso do poço 6507/8-1. Assim, foi necessário estimar essa curva por meio da correlação de Gardner (1974), uma das mais utilizadas da literatura, nas profundidades em que a ferramenta não correu. Essa correlação (Equação 14) relaciona a densidade com o tempo de trânsito da formação ou com a velocidade do som, e utiliza das constantes (A e B) para estimar a densidade das formações em ambiente *offshore*, podendo estas serem corrigidas por meio da calibração por meio dos perfis de densidades disponíveis da área em análise. Como os poços em estudo são poços marítimos, a densidade da água do mar e a lâmina d'água são dados conhecidos, um valor típico utilizado no presente trabalho para essa densidade foi de 8,5 lb/gal ou 1,3 g/cm³.

$$\sigma_V = \rho_w g Z_w + g \int_{Z_w}^Z \rho_b(z) dz \quad (13)$$

$$\rho = A \times \left(\frac{10^6}{\Delta t}\right)^B \quad (14)$$

As Equações 13 e 14 empregadas na estimativa do gradiente de sobrecarga (σ_V) utilizaram de ρ_w que é a densidade da água do mar, g a aceleração da gravidade, Z_w a profundidade da lâmina d'água, $\rho_b(z)$ é a densidade da formação em função da profundidade obtida a partir do perfil geofísico de densidade, A é a constante empírica, B o expoente empírico e Δt o tempo de trânsito.

4.2.5 Gradiente de Pressão de Poros e Gradiente de Pressão de Fratura

O princípio básico das metodologias utilizadas para o cálculo de pressão de poros é a Teoria de Terzaghi (1929) já citada anteriormente. Essa teoria foi comprovada por experimentos e mostrou que a tensão efetiva (σ'), suportada pela matriz, é controlada pela diferença entre a tensão total (σ) (que é a pressão de sobrecarga) e a pressão de poros (PP). A quantificação dos gradientes de pressão de poros nesse estudo se deu através de métodos indiretos, os quais baseiam-se em formações impermeáveis, ou seja, no comportamento de folhelhos/argilas e utilizam da interpretação de parâmetros como os perfis elétricos. Essas rochas são apropriadas para o estudo da compactação devido à sua alta porosidade inicial e à pouca influência sofrida de processos diagenéticos que ocorrem após a compactação. Na literatura existem diversos métodos indiretos para a estimativa da PP, o método de Eaton (Equações 15 e 16) foi o aplicado no presente estudo sendo este um dos mais utilizados na indústria do petróleo. Esse método fundamenta-se em perfis que são afetados pela porosidade (observando-se uma constância da redução da porosidade ao logo da profundidade em resposta a compactação, no caso o perfil sônico e de resistividade foram os utilizados), nos pontos de folhelhos e na linha de tendência de compactação normal. Quando aplicado ao perfil de resistividade baseia-se no fato de a salinidade do fluido presente no folhelho ser constante, associando qualquer mudança na resistividade a uma variação da porosidade. A regra geral é que uma baixa resistividade corresponde a uma alta pressão de poros e em bacias sedimentares em que o aporte sedimentar é maior do que a velocidade de drenagem (escape dos fluídos presentes nos poros da rocha) o método de resistividade de Eaton se torna ideal para prever a pressão de poros. A deposição contínua e rápida de espessas camadas de rochas com baixa permeabilidade gera condições favoráveis ao desequilíbrio do processo de compactação ocasionando na compactação anormal (subcompactação). Esse processo de compactação

ocorre quando a taxa de soterramento e a taxa de redução do volume dos poros ficam maiores que a taxa de escape do fluido. O expoente de Eaton (n) usado nesse método é suficientemente confiável para uso generalizado em poços de exploração, sendo função da área em estudo e variando de 0,6 a 1,5. No outro caso, quando utilizado perfil sônico, o método fundamenta-se na velocidade de propagação da onda no folhelho como um indicador da porosidade. A regra geral é que uma velocidade mais baixa (maior tempo de trânsito) corresponde a uma maior pressão dos poros e o expoente de Eaton aplicado na equação pode variar de 2,0 a 4,0.

$$Ppg = OBG - (OBG - Png) \left(\frac{R}{Rn} \right)^n \quad (15)$$

$$Ppg = OBG - (OBG - Png) \left(\frac{\Delta tn}{\Delta t} \right)^n \quad (16)$$

Na Equações 15 e 16, a pressão de poros a certa profundidade é função do gradiente de sobrecarga (OBG), do gradiente de pressão de poros normal (Png) e dos dados dos perfis de resistividade e sônico, considerando-se: R como a resistividade do folhelho obtida a partir do perfil geofísico, Rn a resistividade do folhelho considerando-se o *trend* da curva de compactação normal, n o expoente de Eaton, Δtn o tempo de trânsito da onda compressional em folhelhos nas condições de pressão normal e Δt o tempo de trânsito obtido a partir do perfil geofísico.

Sendo assim, para avaliar pressões anormalmente altas associadas às anomalias do processo de compactação através do método escolhido, deve-se primeiro identificar o trecho em que a compactação ocorrida foi normal por meio de uma linha de tendência de compactação normal. A compactação é representada pela redução de porosidade com o aumento da profundidade e essa característica marcante deve ser representada no

comportamento da linha de tendência de compactação normal (Rocha et al.,2009). O traçado dessa linha é feito manualmente sobre os pontos de folhelho que são determinados pelo valor de *cutoff* (corte) escolhido pelo intérprete no perfil de GR, ou na coluna litológica ou no perfil de VCL (Figura 15). Essa linha/curva de tendência baseia-se nas formações normalmente compactadas, as quais geralmente se encontram nos trechos superficiais e é realizada sobre os perfis elétricos que são afetados pela porosidade como o perfil sônico, o de resistividade e o de densidade, no caso do presente trabalho utilizou-se do perfil de resistividade para alguns poços e do perfil sônico para outros.

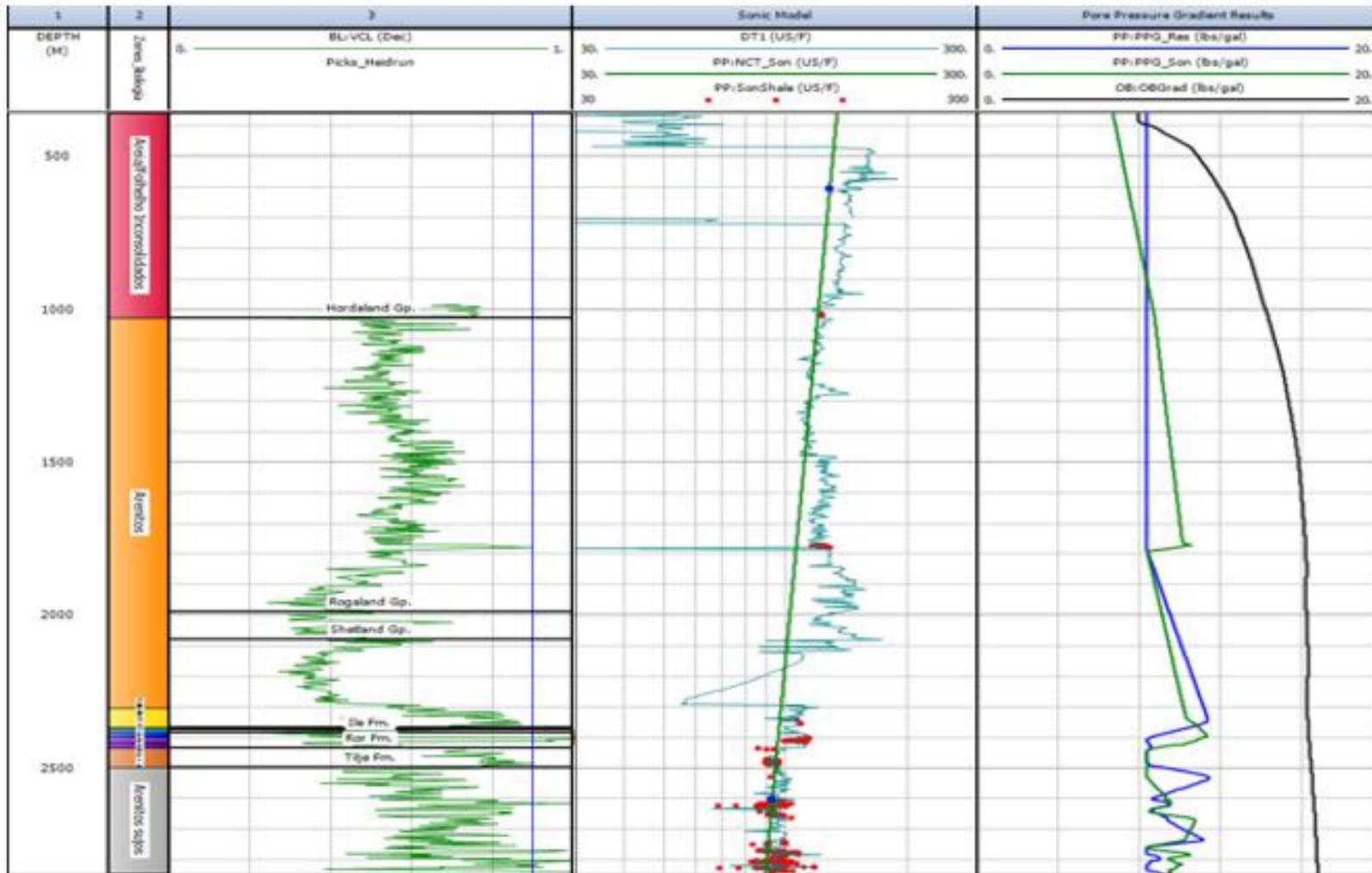


Figura 15: Estimativa da pressão de poros utilizando do método de Eaton. No primeiro track a linha azul determina o valor de cutoff dos folhelhos através do perfil de VCL. No segundo track os pontos de folhelho em vermelho no perfil sônico foram criados a partir do valor de cut-off determinado anteriormente e a linha em verde representa a linha de tendência de compactação normal. As curvas geradas como resultado para os gradientes de pressão de poros de acordo com o método empregado encontram-se no quarto track.

O método de Eaton também foi aplicado para a estimativa do gradiente de fratura (FG) e utilizou das curvas do gradiente de sobrecarga e do gradiente de pressão de poros, baseando-se no conceito de pressão de injeção mínima proposta por Hubbert e Willis (1957). Eaton (1969) leva em consideração o regime de tensões atuantes em subsuperfície e utiliza do coeficiente de Poisson das formações para explicar o efeito dos diferentes tipos de rochas na previsão do gradiente de fratura (Equação 17). Esse coeficiente, que representa uma das propriedades elásticas da rocha explicada anteriormente, leva em consideração essa questão da litologia e é determinado de acordo com a área em estudo. Para o Golfo do México e para águas profundas tem-se o valor determinado, todavia esse coeficiente pode ser calculado a partir do perfil sônico em função da velocidade das ondas cisalhantes e compressionais.

$$FG = \frac{\nu}{1 - \nu} (OBG - Ppg) + Ppg \quad (17)$$

Na Equação 17, FG é o gradiente de fratura, ν equivale ao coeficiente de Poisson, OBG é o gradiente de sobrecarga e Ppg é o gradiente de pressão de poros.

4.2.6 Tensões Horizontais

A tensão horizontal mínima (σ_h) foi estimada a partir da equação empírica de Eaton e para auxiliar na calibragem dados de testes de absorção (LOTs) foram utilizados. A Equação 18 propõe uma relação entre a tensão horizontal mínima, o gradiente de sobrecarga (OBG), o gradiente de pressão de poros (PPg) e o coeficiente de Poisson (ν). No caso da tensão horizontal máxima (σ_H) a não disponibilidade de técnicas de fácil aplicação e de dados de campo tornam a estimativa de sua magnitude mais desafiadora. Sendo assim, no presente estudo essa tensão foi tratada como uma escala linear da tensão horizontal mínima (Equação 19), ou seja, da correlação de σ_h com uma constante/ fator

de multiplicação (Factor) determinado de acordo com o regime de tensões atuantes na região (regime de tensões das falhas normais no caso em estudo). O perfil *caliper* (ou calibre) orientado e o de imagem, quando disponíveis, são utilizados para a determinação da orientação das tensões horizontais pois permitem a identificação de ocorrências de *breakouts* e fraturamentos hidráulicos. Ressalta-se que no presente estudo a direção de σ_H não influencia no modelo de estabilidade de poços pelo fato de os três poços serem verticais.

$$\sigma_h = (OBG - PPg) \times \left(\frac{\nu}{(1 - \nu)} \right) + PPg \quad (18)$$

$$\sigma_H = \sigma_h \times \text{Factor} \quad (19)$$

4.2.7 Gradiente de Pressão de Colapso

A última etapa do fluxo de trabalho apresentado consistiu na estimativa do gradiente de colapso. Com essa finalidade, estabeleceu-se o critério de ruptura da rocha por meio das tensões atuantes ao redor do poço que foram utilizadas em termos de tensões efetivas por meio do método Linear Mohr-Coulomb. Esse método consiste em um critério de ruptura por cisalhamento que descreve as relações entre as tensões que ocorrem no instante da ruptura da rocha correspondendo ao pico das curvas tensão x deformação obtidas em ensaios de resistência. O círculo de Mohr determina graficamente as tensões principais e a tensão cisalhante máxima sendo possível através dele apresentar os estados de tensões atuantes em todos os planos que passam por um ponto. É expresso por meio de um sistema de coordenadas em que as abscissas são tensões normais e as ordenadas são tensões cisalhantes. Seu raio equivale à tensão cisalhante máxima e ambos aumentam à medida que a diferença entre as tensões principais máxima e mínima também aumentam. Conforme mostra a Figura 16A, o critério de Mohr-Coulomb é definido pela

reta tangente que toca os círculos de Mohr, ou seja, se um estado de tensões atuante na rocha atingir a linha tangente aos círculos significa que a rocha irá falhar. Dessa forma, um grande diferencial entre as tensões normais (σ_1 e σ_3) leva a ruptura da rocha por cisalhamento sendo a envoltória de ruptura o limite máximo das tensões cisalhante. Se plotarmos o critério de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço $\sigma_1 \times \sigma_3$ (Figura 16B) será obtida uma reta que é expressa pela Equação 20, a qual foi a utilizada no cálculo do gradiente de colapso. Plotando-se no espaço $\sigma_1 \times \sigma_3$, e não no espaço $\tau \times \sigma$ o estado de tensão em termos das tensões principais passa a ser representado por um ponto, e não por um círculo (Rocha et al, 2009).

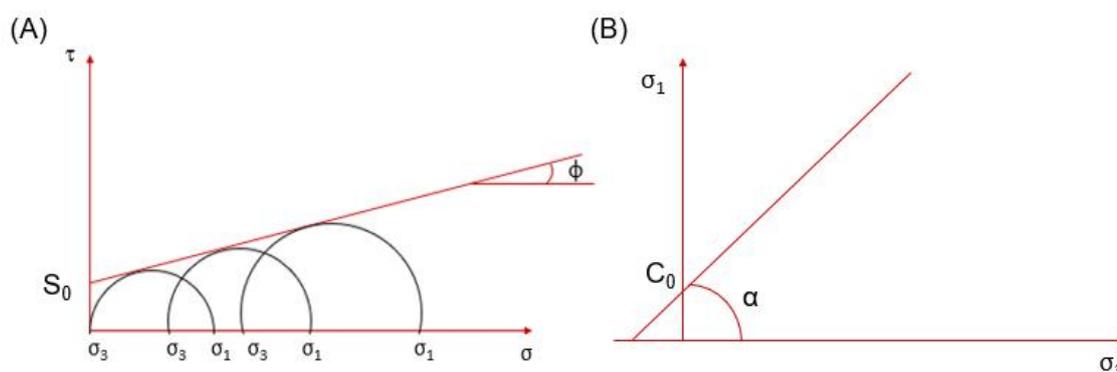


Figura 16: Critério de ruptura de Mohr-Coulomb. Figura A representa o círculo de Mohr no espaço $\tau \times \sigma$, onde S_0 é a constante chamada de coesão da rocha, ϕ é o ângulo de atrito interno e σ_1 e σ_3 são as tensões principais, e Figura B no espaço $\sigma_1 \times \sigma_3$, onde C_0 representa a resistência à compressão simples da rocha.

Como σ_1 é a tensão principal maior, σ_3 é tensão principal menor, C_0 a resistência à compressão simples da rocha (quando $\sigma_3 = \sigma_2 = 0$), e ϕ é o ângulo de atrito interno, o critério de Mohr-Coulomb é representado pela Equação 20. A falha por cisalhamento da rocha ocorra quando: $\sigma_1 > C_0 + q \sigma_3$.

$$\sigma_1 = C_0 + \sigma_3 \tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) \quad (20)$$

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

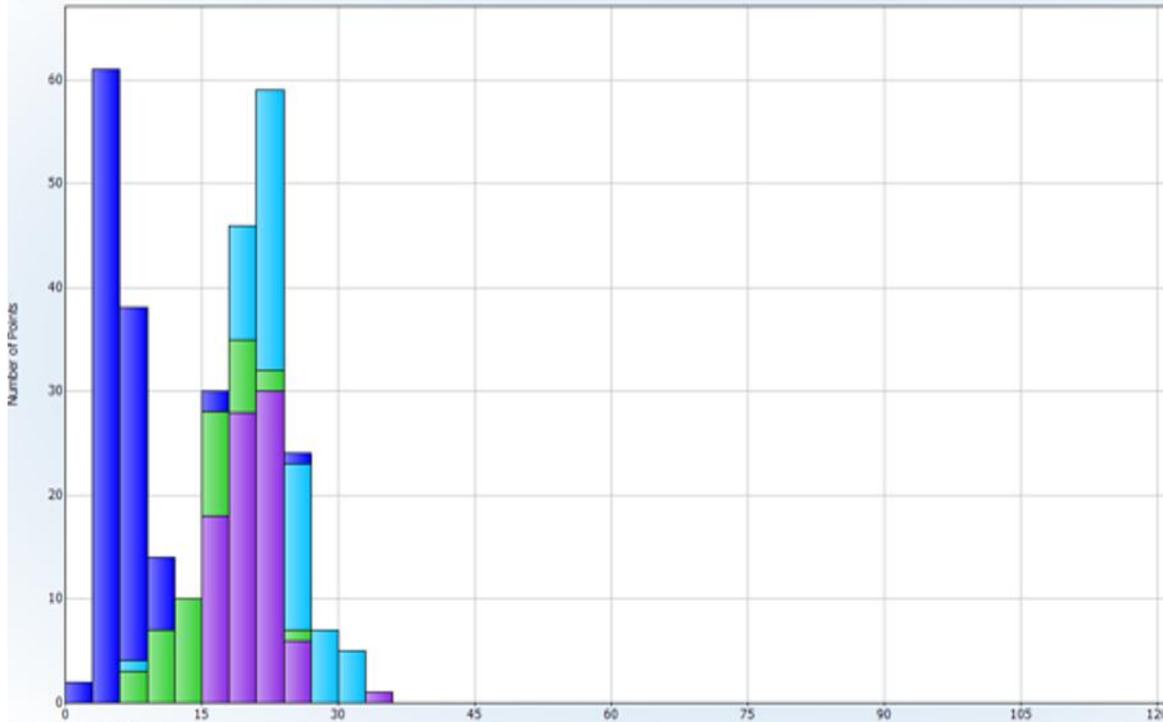
A seguir serão apresentados os resultados obtidos de todos os parâmetros estimados durante a elaboração do modelo geomecânico unidimensional do campo de Heidrun, conforme o fluxo de trabalho (Figura 10).

5.1 Propriedades Mecânicas das Rochas

Os resultados de UCS obtidos por meio das correlações empíricas para os arenitos e folhelhos e os histogramas demonstram os valores estatísticos (média, P10 e P90) gerados por meio do método de Monte Carlo são apresentados nas Figuras 17A, 17B e 17C para os poços 6507/7-3; 6507/7-4 e 6507/8-1, respectivamente. Essa metodologia estatística, no presente estudo, utilizou de milhares de amostras aleatórias para atingir um resultado próximo do real. Os resultados são expressos em termos da probabilidade de que algum parâmetro ou evento ocorra, por exemplo: P90 significa que existe 90% de chance de o valor real ser o indicado, já no caso de P10, há 10% de chance para que o valor indicado ocorra (Lima, 2006). Observa-se que a correlação de Vernik (1993) resultou em valores médios de resistência dos arenitos entre 6 e 20 MPa, indicando que os arenitos dessa região são muito pouco resistentes de acordo com a classificação proposta por Deere e Miller (1966). Essa classificação (Figura 18) foi desenvolvida utilizando de diversas amostras de rochas do mundo e é baseada na correlação entre o módulo de elasticidade (módulo de Young) e o UCS, duas importantes propriedades que oferecem uma boa estimativa para a resistência das rochas. No caso dos folhelhos os valores médios de resistência obtidos por meio da correlação de Khaksar (2009) variaram entre 13 e 23 MPa comprovando a baixa resistência já esperada para esse tipo de litologia.

(A)

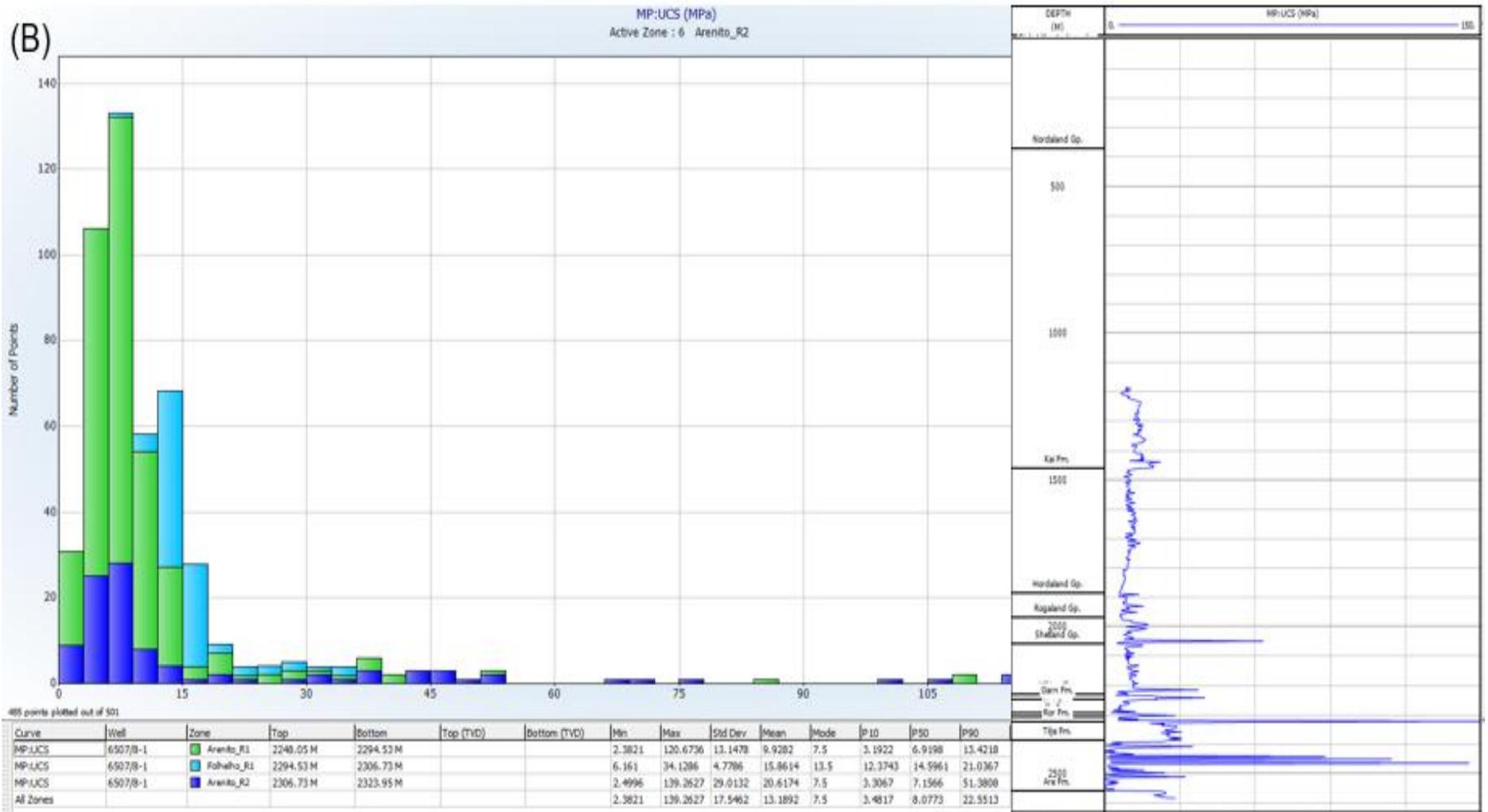
MP:UCS (MPa)
Active Zone : 7 Folheira R2



297 points plotted out of 297

Curve	Well	Zone	Top	Bottom	Top (TVD)	Bottom (TVD)	Min	Max	Std Dev	Mean	Mode	P50	P50	P90
MP:UCS	6507(7-3)	Aranha R1	2368.3 M	2374.24 M			8.1175	24.1625	3.9941	15.0098		10.4403	15.0246	19.5055
MP:UCS	6507(7-3)	Folheira R	2374.24 M	2384.3 M			7.7923	32.543	3.8059	23.8038	22.5	20.1347	23.3983	29.2941
MP:UCS	6507(7-3)	Aranha R2	2384.3 M	2400.45 M			2.8118	24.7273	2.9267	6.1615	4.5	3.9333	5.7596	8.1383
MP:UCS	6507(7-3)	Folheira R2	2400.45 M	2412.95 M			17.312	33.2891	2.686	20.5082	22.5	17.5306	20.2194	23.6065
All Zones							2.8118	33.2891	8.0356	15.3425	4.5	4.6387	17.6636	24.2377





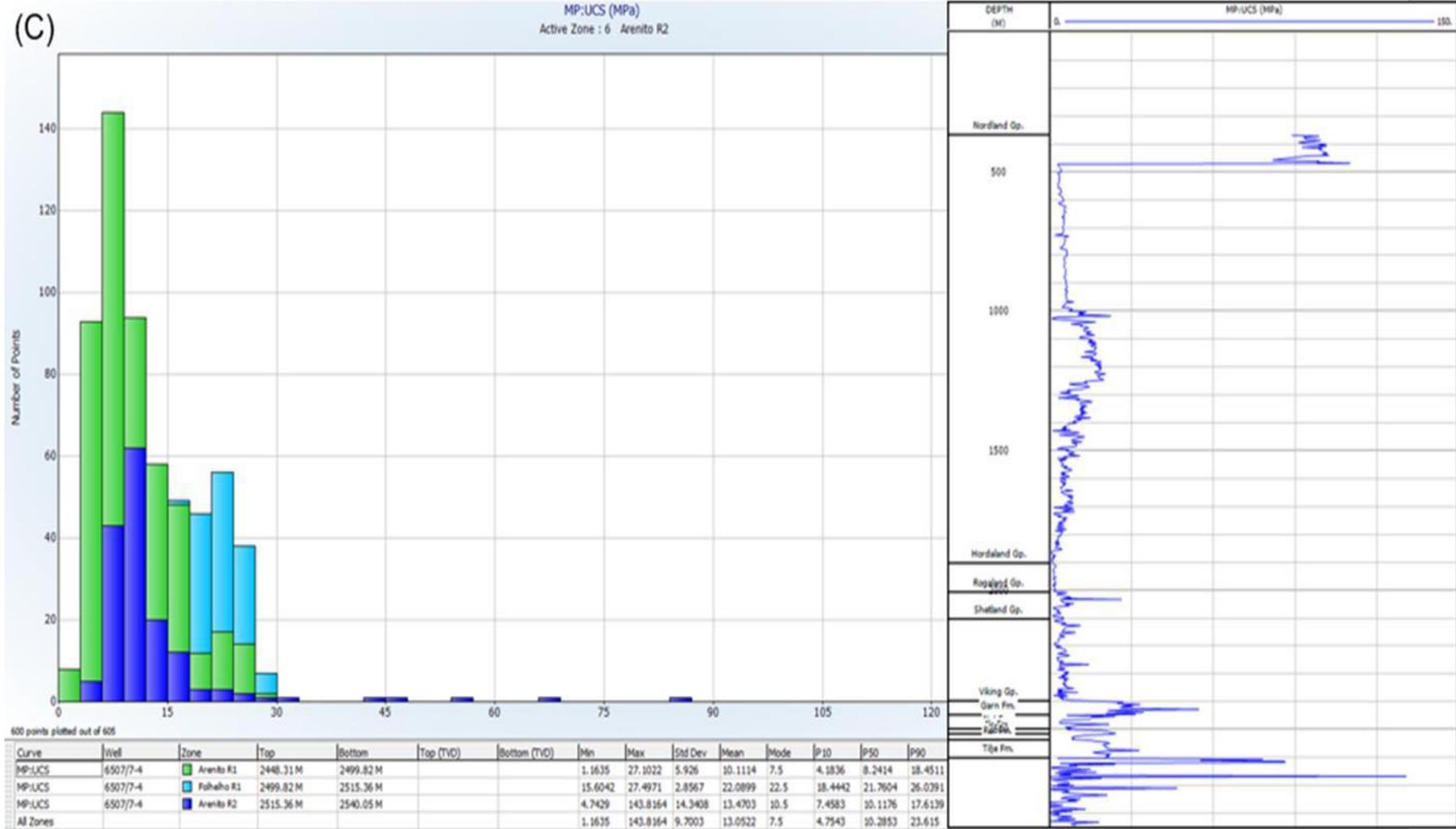


Figura 17: Resultados estatísticos e perfis de UCS obtidos através das relações de Vernik (1993) para os arenitos e Khaksar (2009) para os folhelhos: (A) do poço 6507/7-3; (B) do poço 6507/7-4; e (C) do poço 6507/8-1. As diferentes cores nos histogramas representam as litologias presentes nos poços.

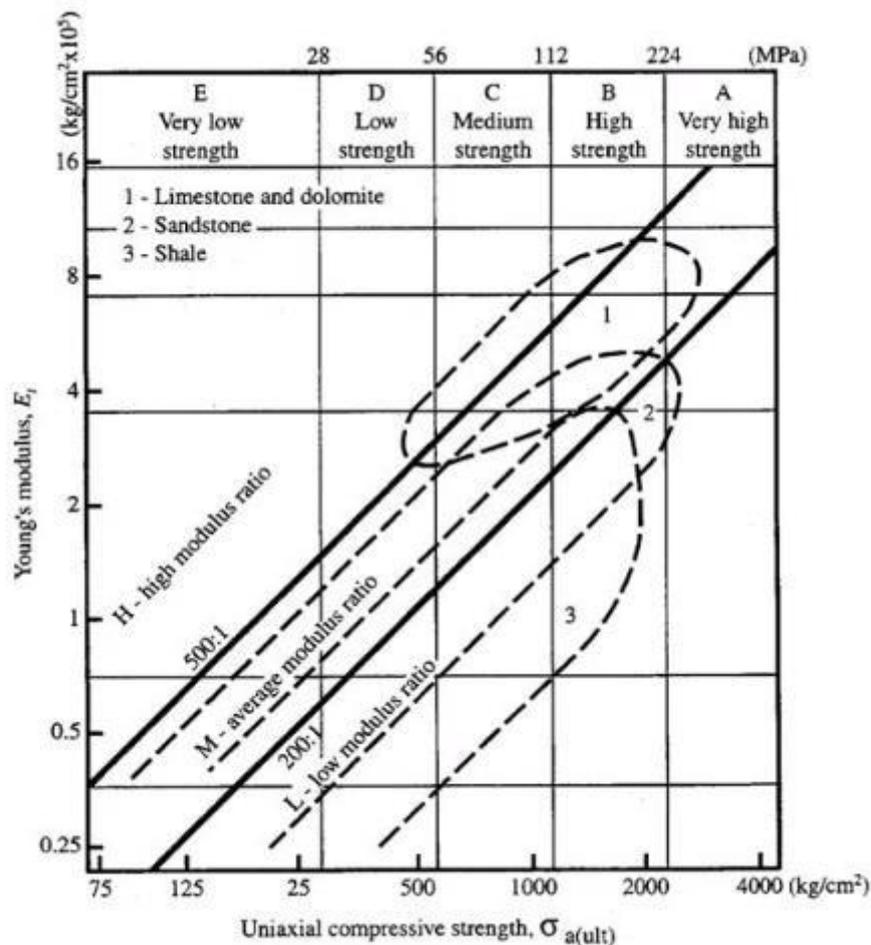


Figura 18: Classificação de resistência das rochas sedimentares proposta por Deere e Miller (1966). Essa classificação foi obtida através dos resultados de testes de laboratório de amostras de 27 localidades e utiliza dos valores de módulo de Young estático e UCS.

O estudo de Bradford et al. (1998) estimou valores de resistência de arenitos do Mar do Norte por meio de testes de laboratórios realizados em amostras de poço combinados com perfis geofísicos. Os valores estimados indicaram arenitos com resistência muito baixa assim como os folhelhos do Mar do Norte estudados por Horsrud (2001) se assemelhando aos resultados obtidos para os poços analisados neste estudo. Um valioso banco de dados com as propriedades mecânicas e petrofísicas desses folhelhos foi gerado por Horsrud (2001) com ênfase nos folhelhos de baixa resistência os quais podem causar problemas de estabilidade no poço. Das propriedades elásticas estimadas os valores do módulo de Young dinâmico variaram de 6 a 19 GPa para os arenitos e de 8 a 20 GPa para os folhelhos. Os valores baixos, dependendo da curva tensão-deformação,

podem indicar rochas mais deformáveis, mais dúcteis, com pouca resistência à deformação gerada pela tensão atuante. Avaliando o coeficiente de Poisson observa-se uma variação entre 0,2 a 0,37 para os poços em análises e os valores do ângulo de atrito interno que também foram estimados através de correlações resultou em uma dispersão dos dados que variam entre 21,8 a 26,4 graus. Para a análise dos resultados foram elaborados gráficos correlacionando as propriedades elásticas com a profundidade (Figuras 19, 20 e 21), onde os resultados dos três poços foram plotados no mesmo gráfico. Vale ressaltar que não foram disponibilizadas amostras dos arenitos e folhelhos estudados o que permitiria a realização de ensaios de laboratório com a finalidade de validar as correlações empíricas utilizadas e calibrar as propriedades mecânicas e elásticas obtidas.

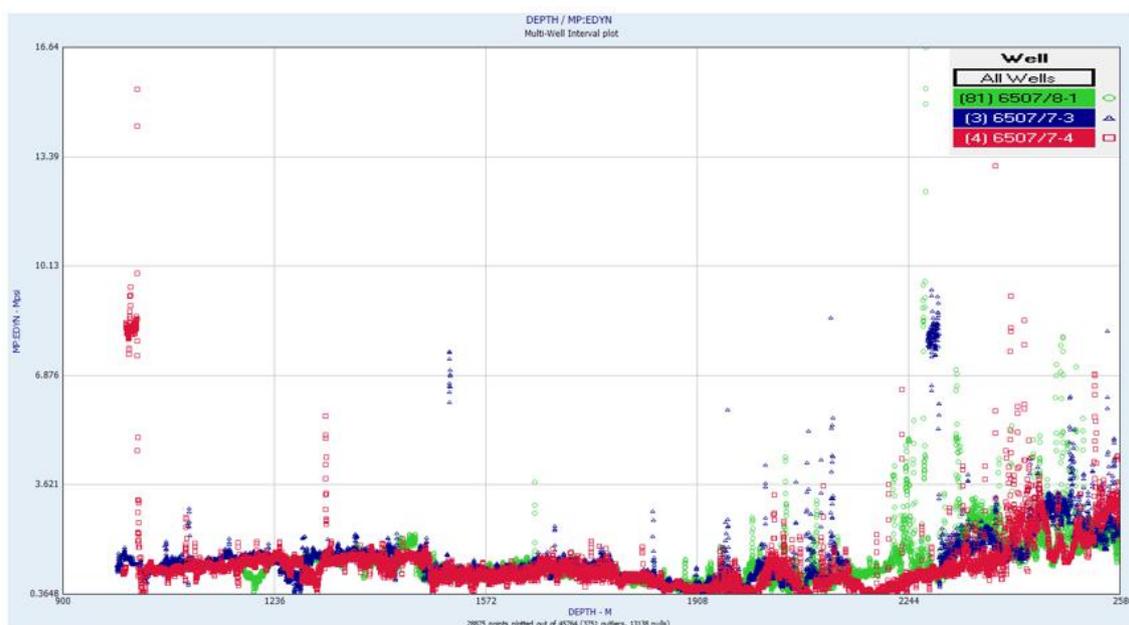


Figura 19: Gráfico com os valores do módulo de Young dinâmico referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 em função da profundidade. Cada poço é representado por uma cor como mostra a legenda.

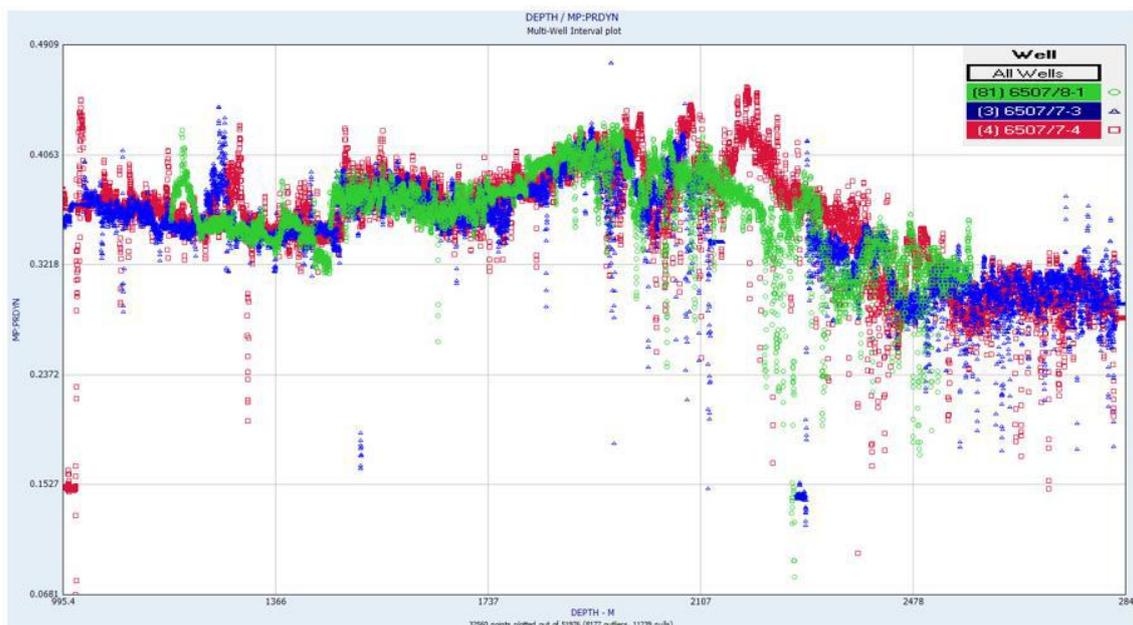


Figura 20: Gráfico com os valores do coeficiente de Poisson dinâmico referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 em função da profundidade. Cada poço é representado por uma cor como mostra a legenda.

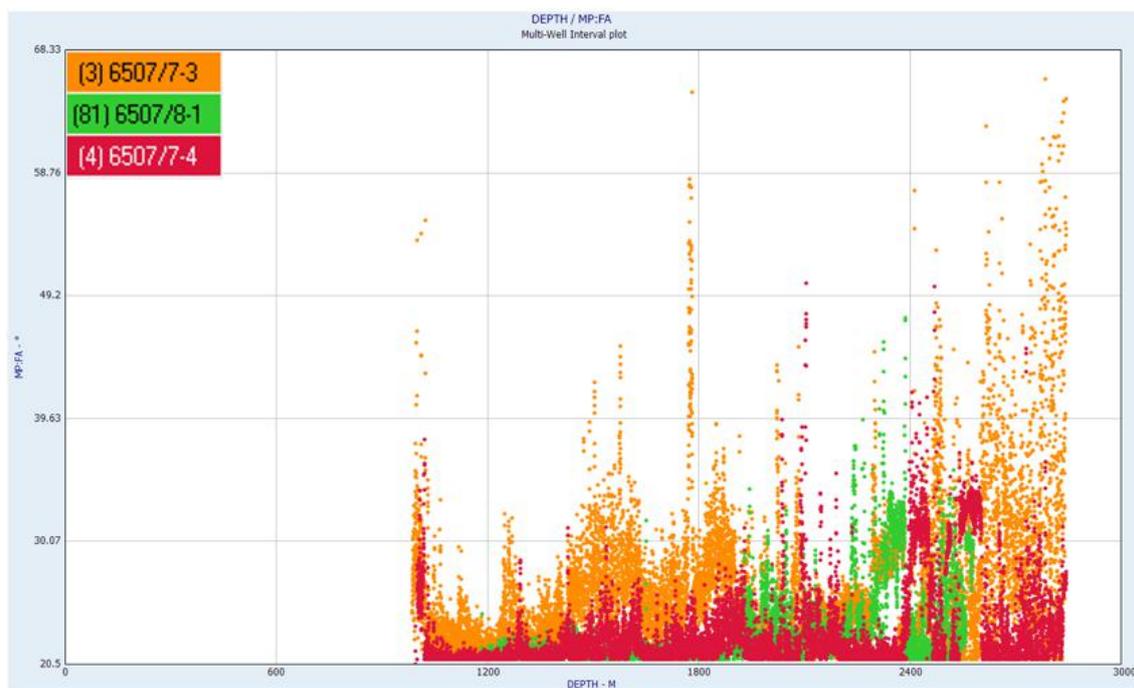


Figura 21: Gráfico com os valores do ângulo de atrito interno referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 em função da profundidade. Cada poço é representado por uma cor como mostra a legenda.

5.2 Gradiente de Sobrecarga

Para a estimativa do gradiente de sobrecarga necessitou-se das densidades das formações as quais são obtidas por meio do perfil de densidade dos poços. Todavia, como o poço 6507/8-1 não possui esse perfil disponível para toda a extensão do poço foi

necessário a geração de uma curva de densidade sintética através da correlação de Gardner (1976). Essa curva de densidade sintética foi utilizada no trecho do perfil que não possuía os dados de densidade como mostra a Figura 22.

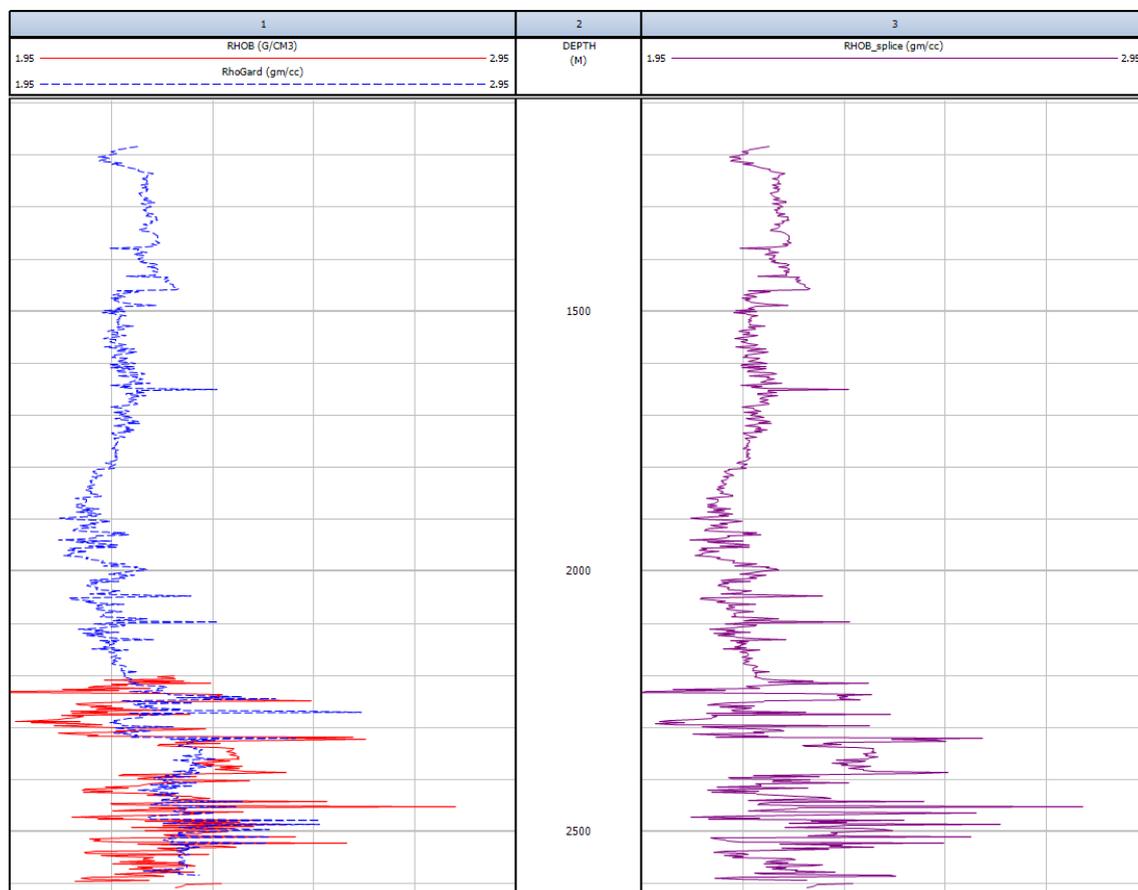
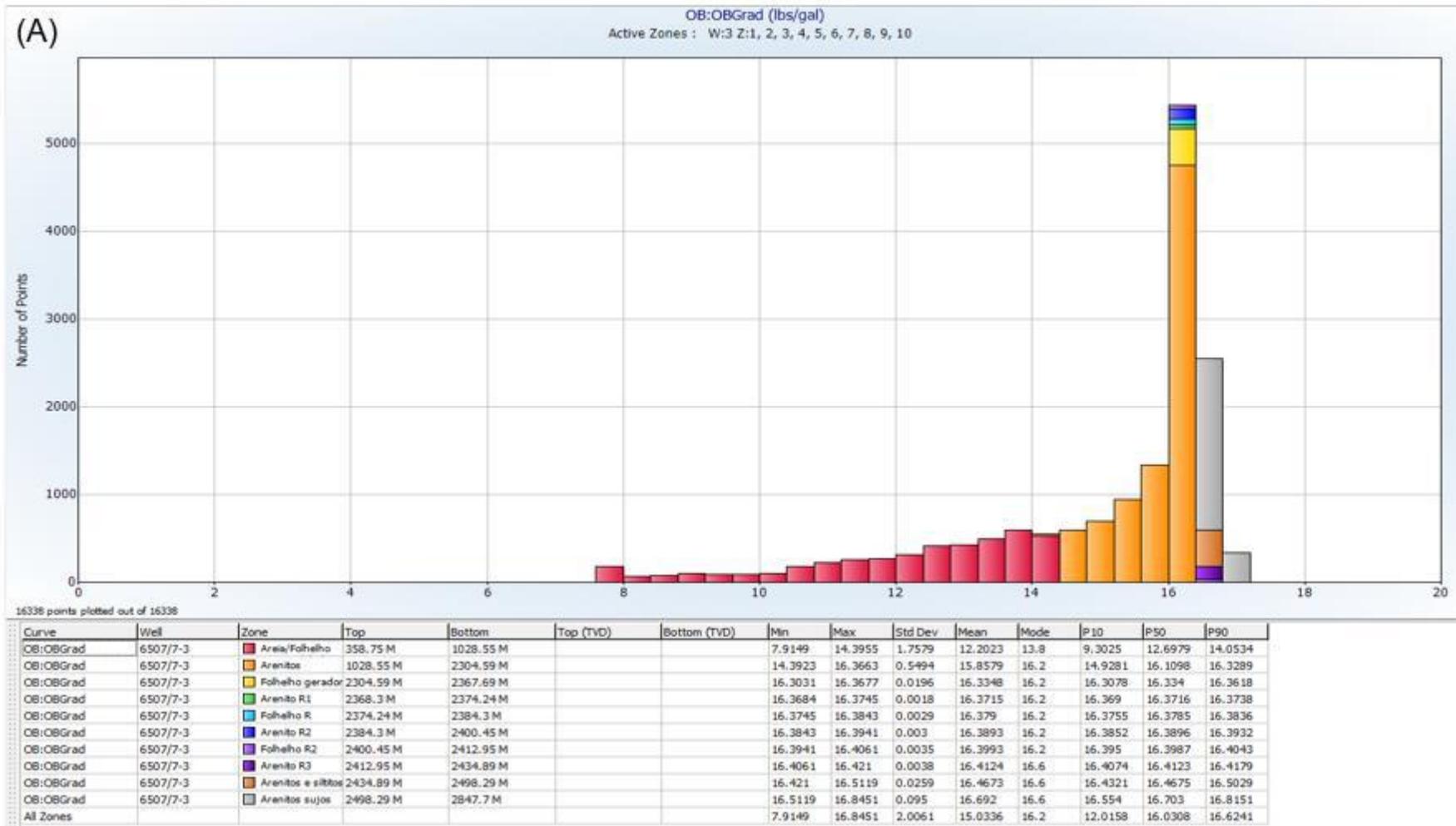
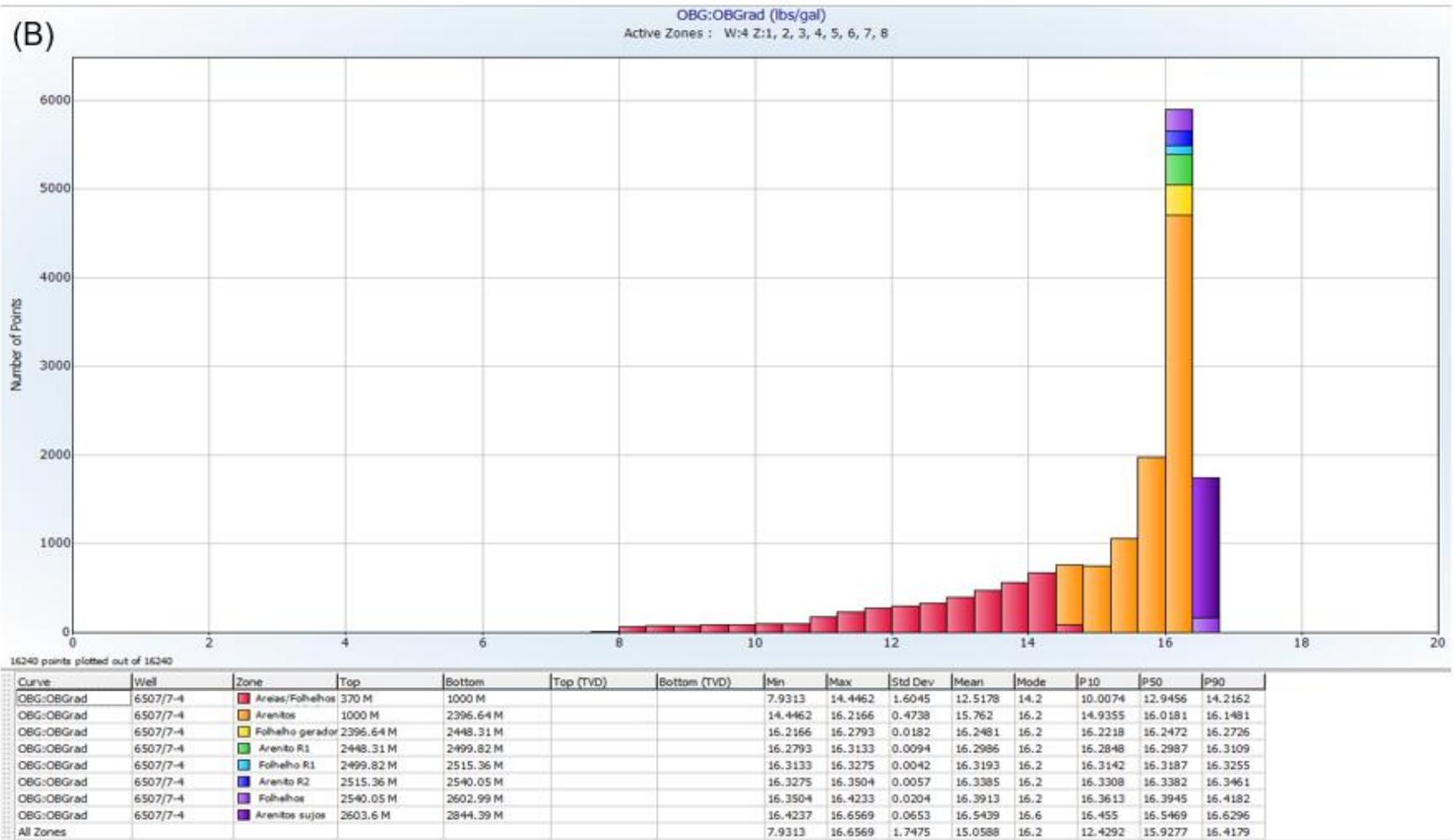


Figura 22: Perfis geofísicos de densidade do poço 6507/8-1. Na cor vermelha observa-se o perfil que foi corrido ao longo do poço, dados medidos, enquanto o tracejado na cor azul representa os dados de densidades sintéticas obtidos através da correlação. O resultado final da integração dessas duas curvas após o processo de edição (splice) está apresentado pelo perfil na cor roxa.

Os valores de densidade nos arenitos variam de 2,13 a 2,28 g/cm³ e dos folhelhos de 2,18 a 2,25 g/cm³, por se tratarem-se de poços marítimos a densidade da água do mar de 1,03 g/cm³ foi utilizada para o cálculo do gradiente. Na Figura 23, observam-se os resultados estatísticos da estimativa do gradiente de sobrecarga, os valores médios variam de 14,17 a 15,06 lb/gal, e por meio da comparação das curvas do gradiente de sobrecarga dos três poços estudados nota-se que por se tratar de um somatório de pressões para cada profundidade, esse gradiente sempre aumenta com a profundidade (Figura 24).





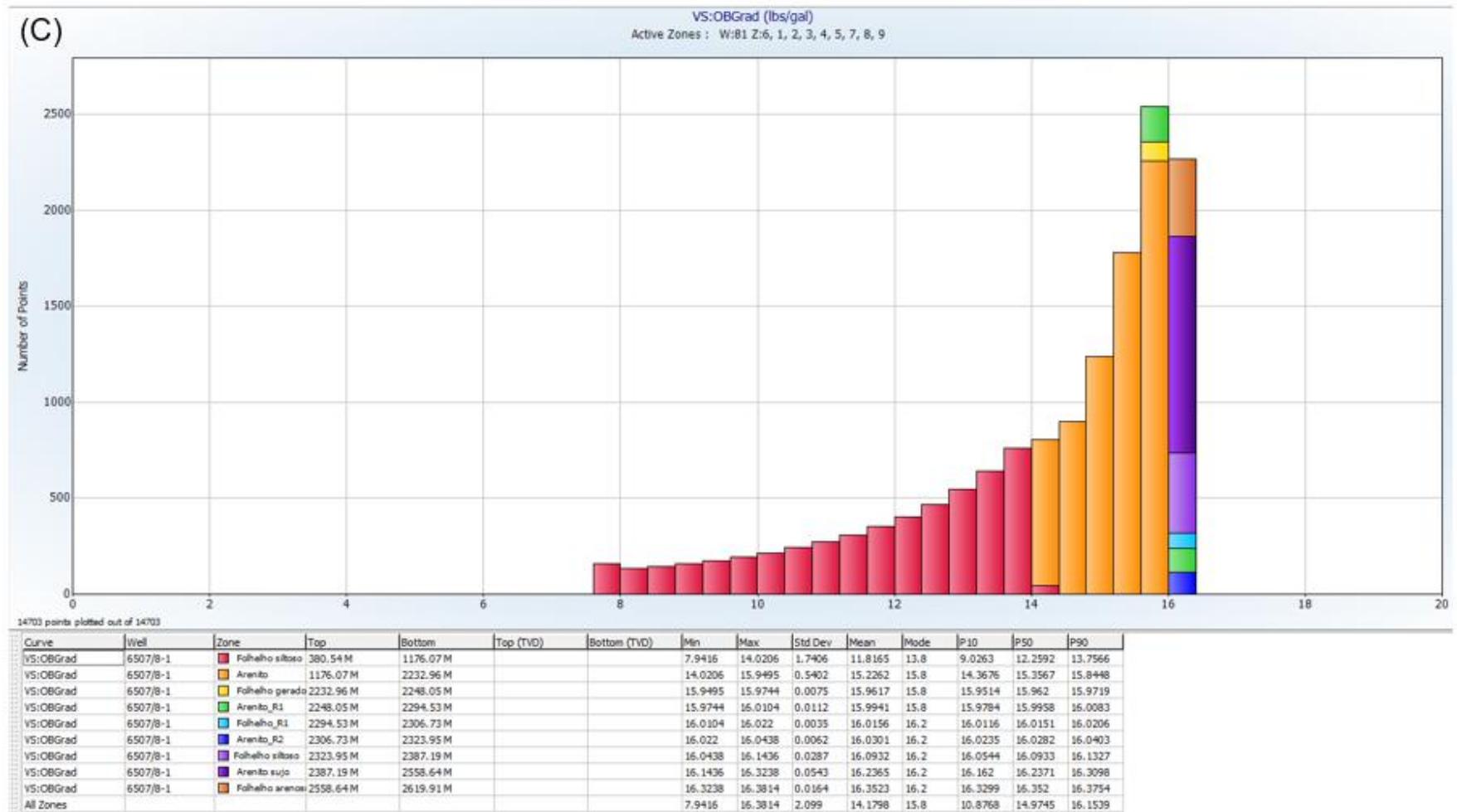


Figura 23: Histogramas com os valores estatísticos da estimativa do gradiente de sobrecarga dos poços. Figura A referente ao poço 6507/7-3, Figura B do poço 6507/7-4 e Figura C do poço 6507/8-1. O cálculo do gradiente de sobrecarga foi realizado para as diferentes zonas presentes ao longo dos poços, as quais se diferenciam de acordo com a litologia. Cada litologia está representada por uma cor como mostra a legenda.

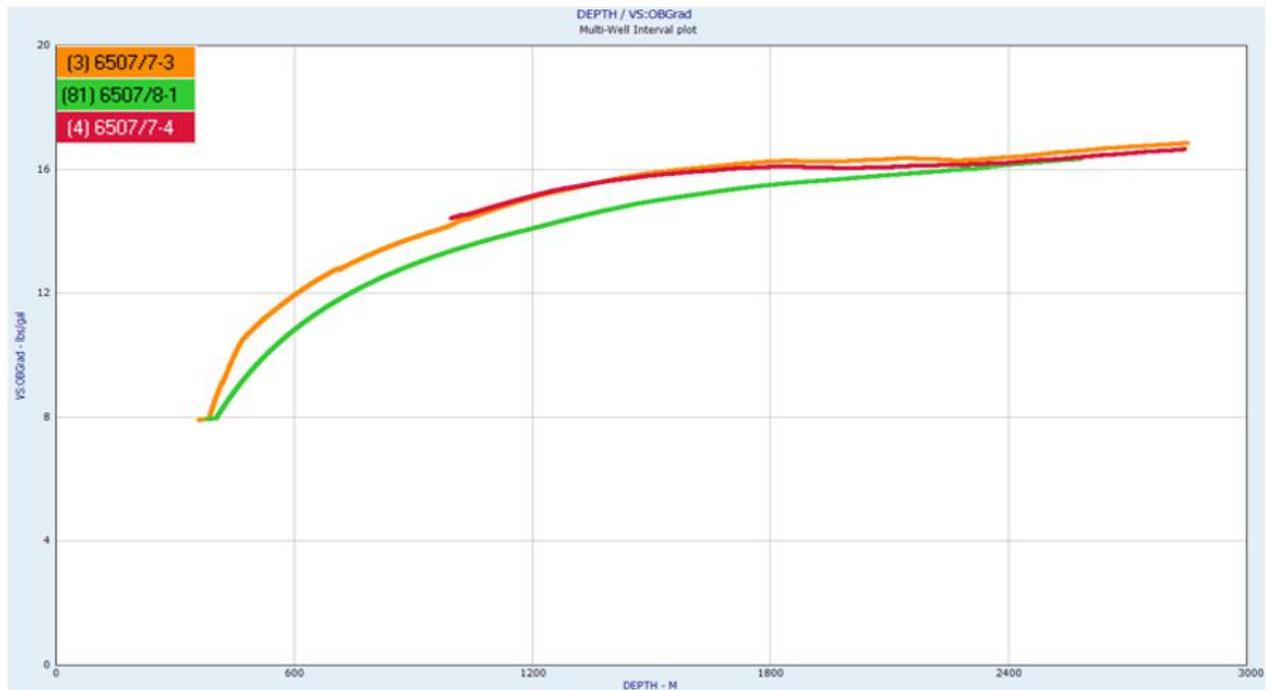


Figura 24: Comparação entre as curvas dos gradientes de sobrecarga dos três poços em estudo. O gradiente de sobrecarga sempre cresce com a profundidade por ser resultante de um somatório das densidades das formações presentes e da água do mar no caso de poços marítimos.

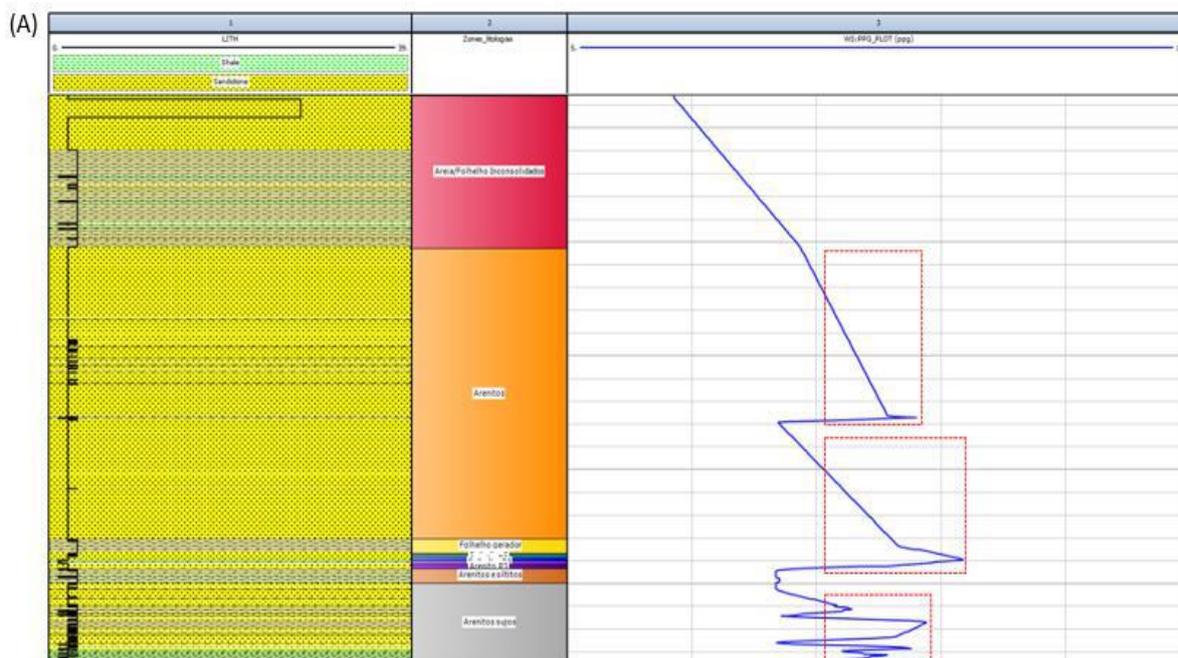
5.3 Gradiente de Pressão de Poros e de Pressão de Fratura

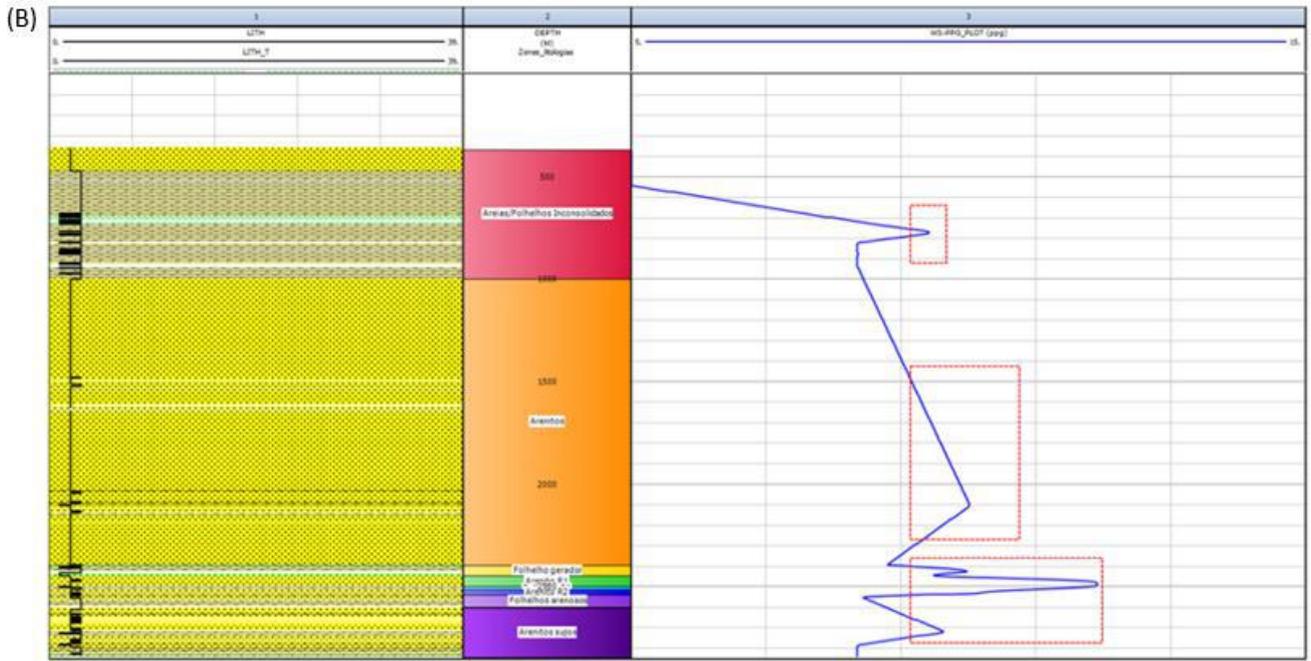
Para a estimativa do gradiente de pressão de poros foi utilizada a metodologia de subcompactação desenvolvida para a aplicação em folhelhos e argilas devido a fatores relacionados ao processo de compactação. Nas Figuras 25A, 25B e 25C, estão apresentadas as curvas dos gradientes de pressão de poros calculados para os poços em análise por meio do método indireto citado. Por meio das curvas geradas foi possível observar dois cenários de pressões de poros na área de estudo: uma região com pressão de poros normal ($8,5 \text{ ppg} < G_p < 9,0 \text{ ppg}$) e outra com pressão de poros anormalmente alta ($9,1 \text{ ppg} < G_p < 90\% \text{ Gov}$). Os valores médios para as zonas com pressão de poros anormalmente altas ficaram entre 9,4 e 11,3 ppg para o poço 6507/7-3; 9,3 e 11,3 ppg para o poço 6507/7-4, e; 9,5 e 12,5 ppg para o poço 6507/8-1. Os maiores valores de pressão de poros estão relacionados com às intercalações de folhelhos/arenitos, sendo as rochas do Jurássico tidas como os casos de pressões anormalmente altas mais severos. Levando em conta as características do sistema

petrolífero do campo de Heidrun foram estabelecidas algumas hipóteses, baseando-se na literatura, para justificar a origem das pressões anormalmente altas estimadas:

- A ocorrência do efeito de sobrecarga, isto é, quando a taxa de soterramento da rocha e a taxa de redução de seu volume poroso passam a ser maiores que a taxa de expulsão de fluidos durante a compactação. O fluido permanece confinado em um espaço poroso menor que o necessário para armazenar seu volume e a pressão de sobrecarga passa a atuar toda sobre ele. Esse excesso de peso sobre o fluido faz com que a pressão dos fluidos nos poros da rocha seja maior que a pressão hidrostática gerada pelo próprio fluido, ocasionando as pressões anormalmente altas. A deposição contínua e rápida de espessas camadas de rochas de baixa permeabilidade, como os folhelhos, pode ter ocorrido ocasionando a retenção do fluido nos poros o que resultaria nesse mecanismo. Essas anomalias foram observadas por meio de perfis elétricos que mostraram o aumento da porosidade com a profundidade indicando trechos subcompactados / anormalmente pressurizados. Devido a abundância de folhelhos e a intensa atividade tectônica ocorrida na região indicando a possibilidade de elevados aportes sedimentares com controle tectônico, esse mecanismo torna-se o mais provável de geração das zonas com pressão de poros anormalmente altas.
- A presença de falhas geológicas com um comportamento selante no sistema petrolífero agindo como barreiras para a circulação de fluidos. Assim, o fluido é comprimido dentro dos poros e não consegue escapar devido à existência dessas falhas selantes, o que faz com que as zonas de falhas geralmente contenham rochas sob alta pressão.
- Pode ter ocorrido uma transferência de pressão de poros anormal para o reservatório, em que pressões anormalmente altas podem ser geradas por meio da migração de fluidos oriundos de áreas com pressões ainda maiores. O movimento do fluido é guiado pelas diferenças de pressão

e controlado por um canal conectante, como uma falha ou pela permeabilidade de uma formação inclinada (Rocha et al., 2009).





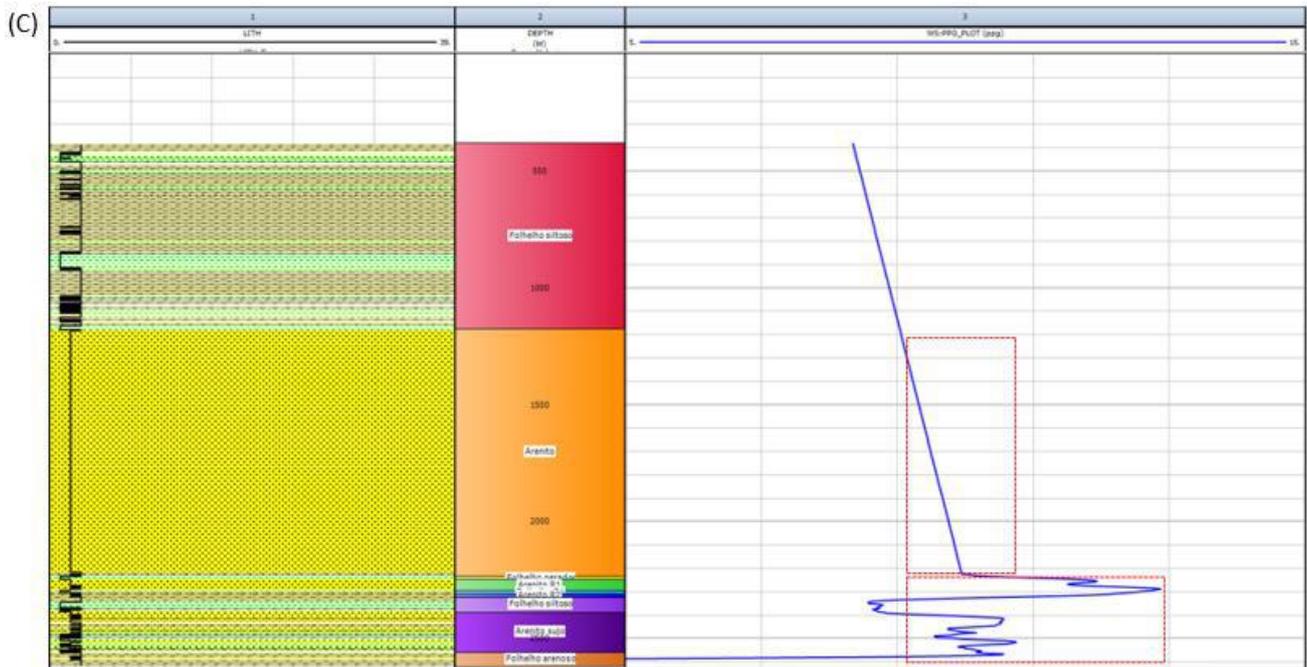


Figura 25: Resultados da estimativa dos gradientes de pressão de poros referentes aos três poços em estudo, mostrando as zonas com pressões de poros anormalmente altas delimitadas pelos retângulos vermelhos. Figura A exibe o resultado do poço 6507/7-3, Figura B do poço 6507/7-4 e Figura C do poço 6507/8-1.

Na Figura 26 estão apresentados os resultados da estimativa dos gradientes de pressão de fratura para os poços em estudo. Os valores médios estão entre 9,5 e 15 ppg para o poço 6507/7-3, 9,8 e 15,7 ppg para o poço 6507/7-4 e 10 e 15,1 ppg para o poço 6507/8-1. A partir desses valores, é possível determinar o limite máximo que a densidade do fluido de perfuração pode assumir com o intuito de evitar a ocorrência de falhas por tração na parede dos poços. Sendo assim, esse gradiente é um parâmetro crítico na indústria de perfuração dependendo não apenas do gradiente de sobrecarga e pressão de poros, mas também da profundidade e da litologia que está sendo perfurada. Diferentes tipos de rochas resultam em valores distintos do gradiente de fratura em resposta da dependência do coeficiente de Poisson com a litologia. Dados dos testes realizados para a avaliação da formação, como os valores de LOTs, podem ser utilizados para a calibragem desse gradiente.

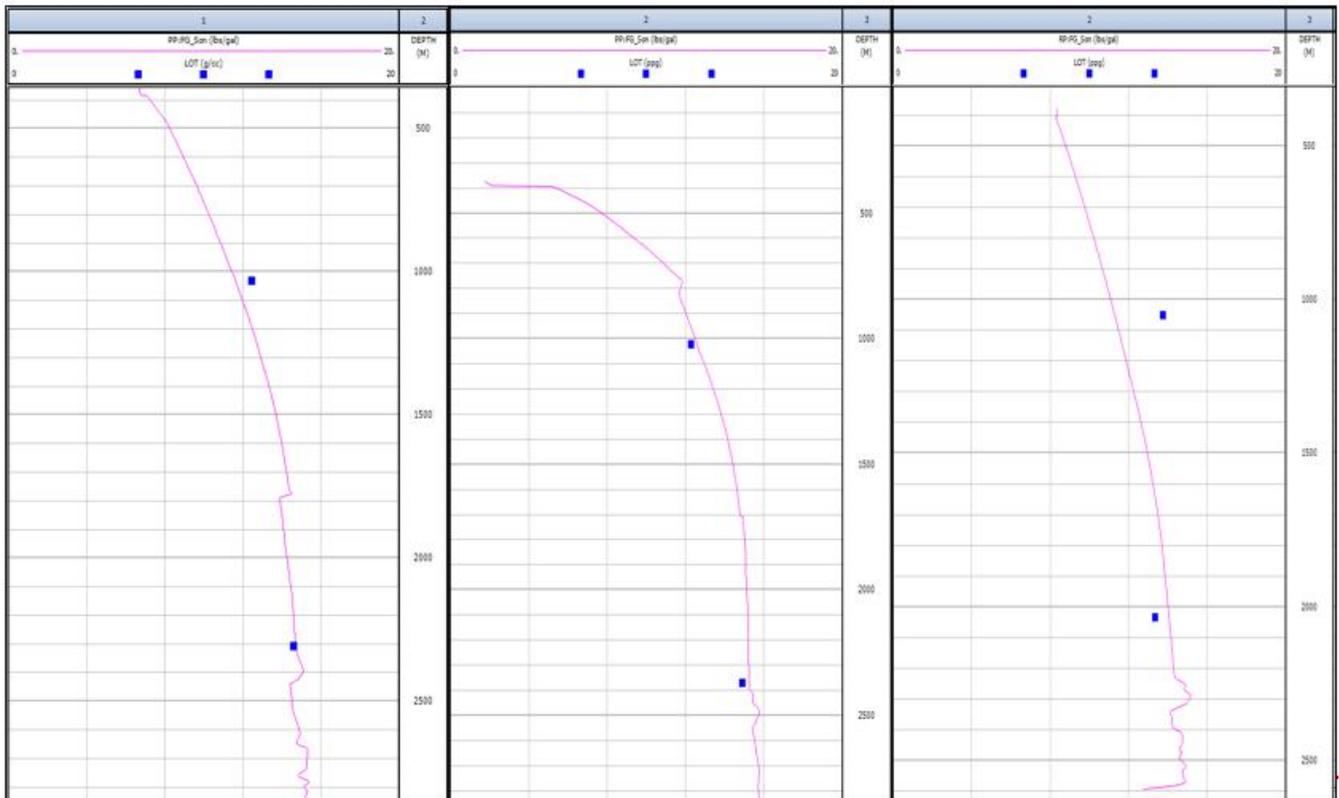


Figura 26: Curvas do gradiente de fratura referentes aos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 respectivamente. Os quadrados em azul representam os dados de LOTs.

5.4 Tensões Horizontais

O estado de tensões existentes em uma área é caracterizado pela tensão horizontal mínima e máxima, sendo estas tensões *in situ* que determinam a direção favorável para a perfuração de um poço. Na indústria do óleo e gás, a tensão horizontal mínima é comumente estimada e/ou calibrada por meio dos testes de fraturamento hidráulico e absorção. No presente estudo, os dados de LOTs foram utilizados para a calibração do modelo. A Figura 27 apresenta os valores de LOTs realizados nos poços em análise por meio dos quais observa-se que a maioria dos resultados apontam valores entre 12,4 e 14,9 ppg, indicando o gradiente máximo de pressão que os poços podem ser submetidos sem que ocorra perda de circulação. Os valores estimados através de equações empíricas para a tensão horizontal mínima e máxima confirmam o regime de falhamento tectônico na região como o regime normal, representado por $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$. Nas Figuras 28A, 28B e 28C, os resultados obtidos indicam valores médios para σ_h de 13 ppg e para σ_H estão em torno de 13,6 ppg. Ressalta-se que a direção de

σ_H não influencia no modelo de estabilidade de poços, uma vez que os três poços em estudo são verticais.

■ **Casing and leak-off tests**

Casing type	Casing diam. [inch]	Casing depth [m]	Hole diam. [inch]	Hole depth [m]	LOT/FIT mud eqv. [g/cm ³]	Formation test type
CONDUCTOR	30	469.0	36	469.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	1024.0	26	1030.0	1.49	LOT
INTERM.	13 3/8	2291.0	17 1/2	2307.0	1.75	LOT
INTERM.	13 3/8	2307.0	17 1/2	2360.0	1.75	LOT
INTERM.	9 5/8	2832.0	12 1/4	2850.0	0.00	LOT

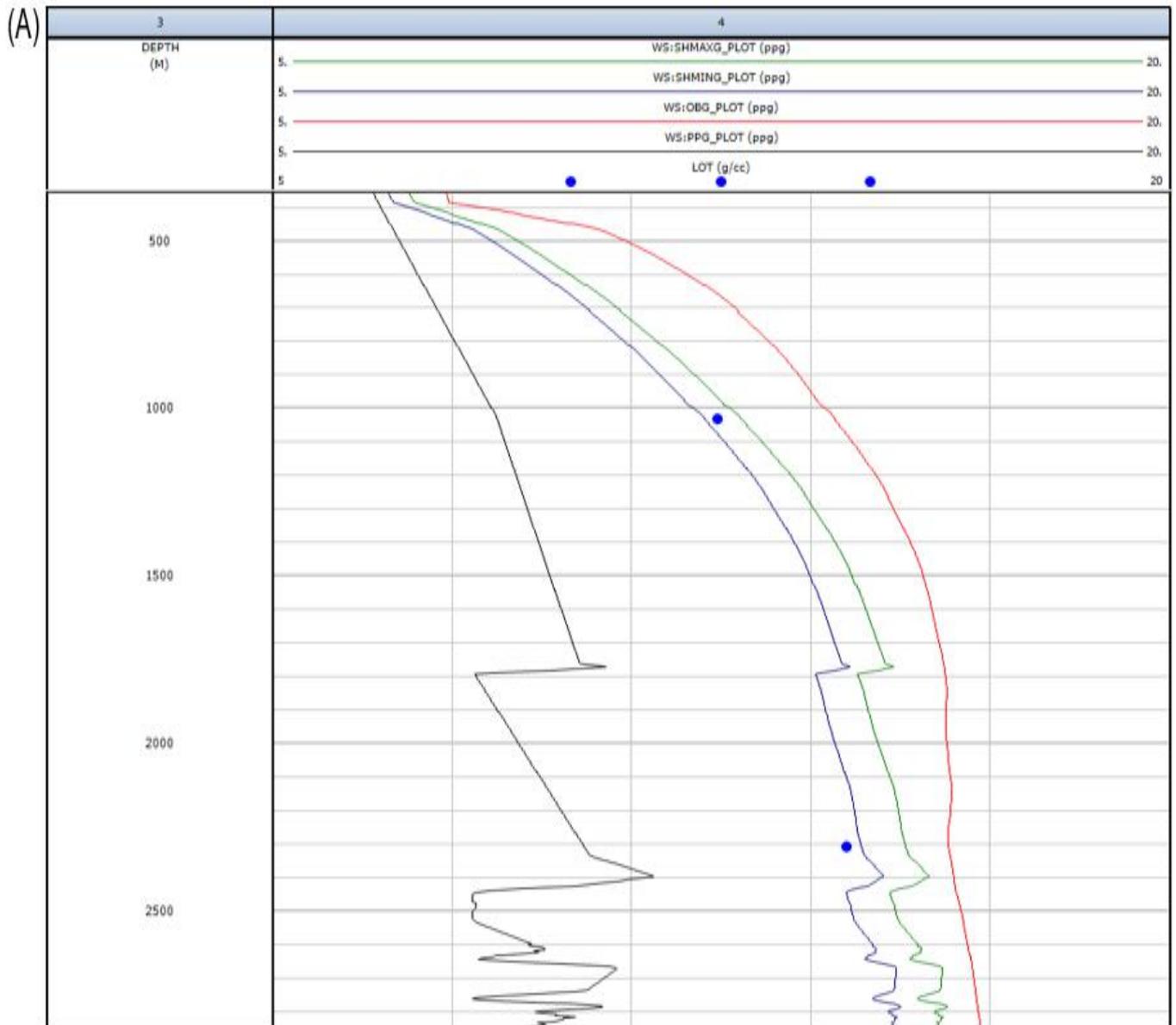
■ **Casing and leak-off tests**

Casing type	Casing diam. [inch]	Casing depth [m]	Hole diam. [inch]	Hole depth [m]	LOT/FIT mud eqv. [g/cm ³]	Formation test type
CONDUCTOR	30	469.5	36	951.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	1021.0	26	1030.0	1.51	LOT
INTERM.	13 3/8	2371.0	17 1/2	2388.0	1.79	LOT
INTERM.	9 5/8	2832.0	12 1/4	2850.0	0.00	LOT

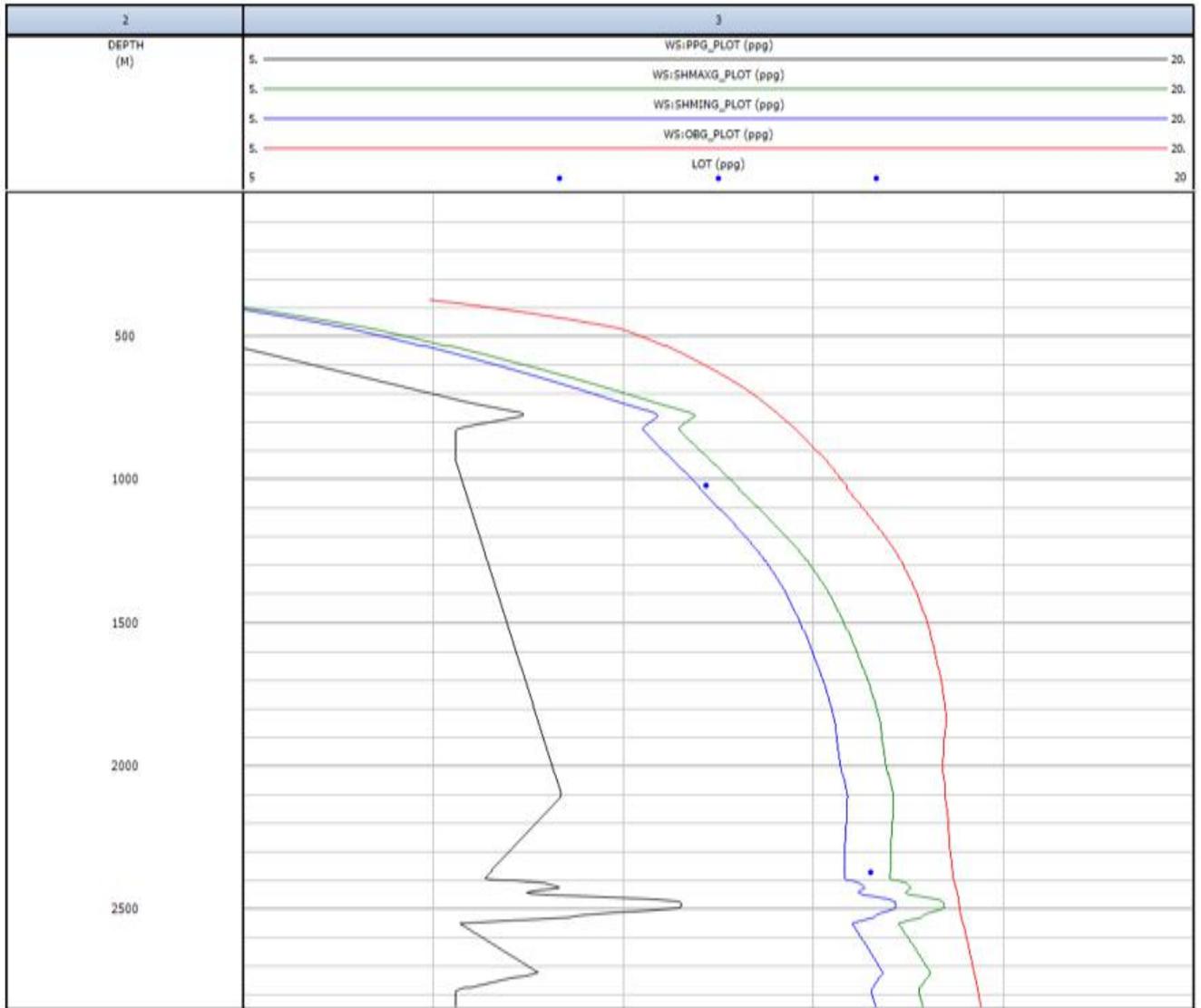
■ **Casing and leak-off tests**

Casing type	Casing diam. [inch]	Casing depth [m]	Hole diam. [inch]	Hole depth [m]	LOT/FIT mud eqv. [g/cm ³]	Formation test type
CONDUCTOR	30	444.0	36	610.0	0.00	LOT
INTERM.	13 3/8	1033.0	17 1/2	1050.0	1.64	LOT
INTERM.	9 5/8	2217.0	12 1/4	2235.0	1.60	LOT
LINER	7	2598.5	8 1/2	2600.0	0.00	LOT

Figura 27: Resultados dos testes de absorção (LOTs) realizados nos poços 6507/7-3, 6507/7-4 e 6507/8-1 respectivamente. Retirado do site <https://factpages.npd.no/en/wellbore/pageview/exploration/all>, acessado dia 11/01/2021 às 15hs.



(B)



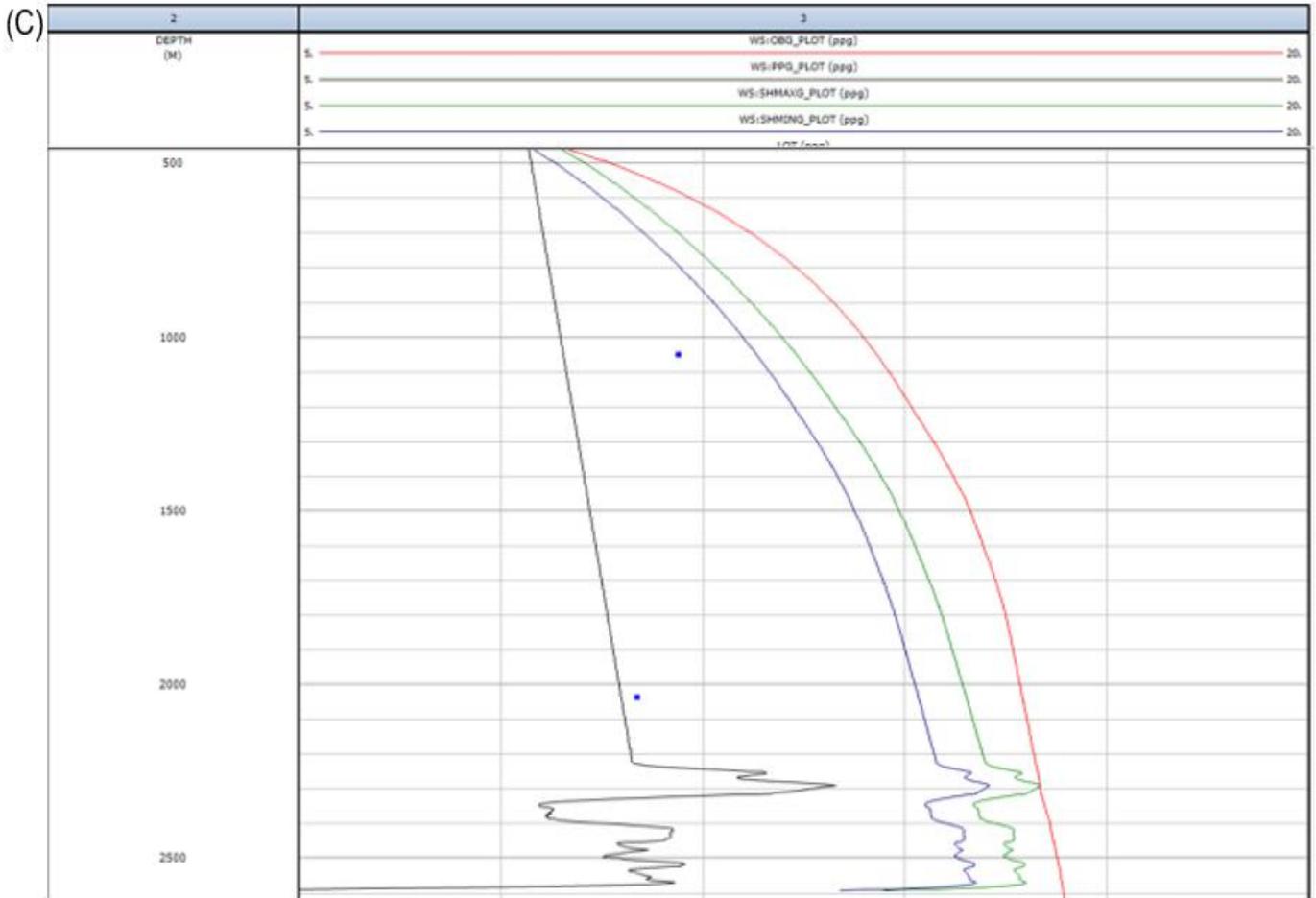
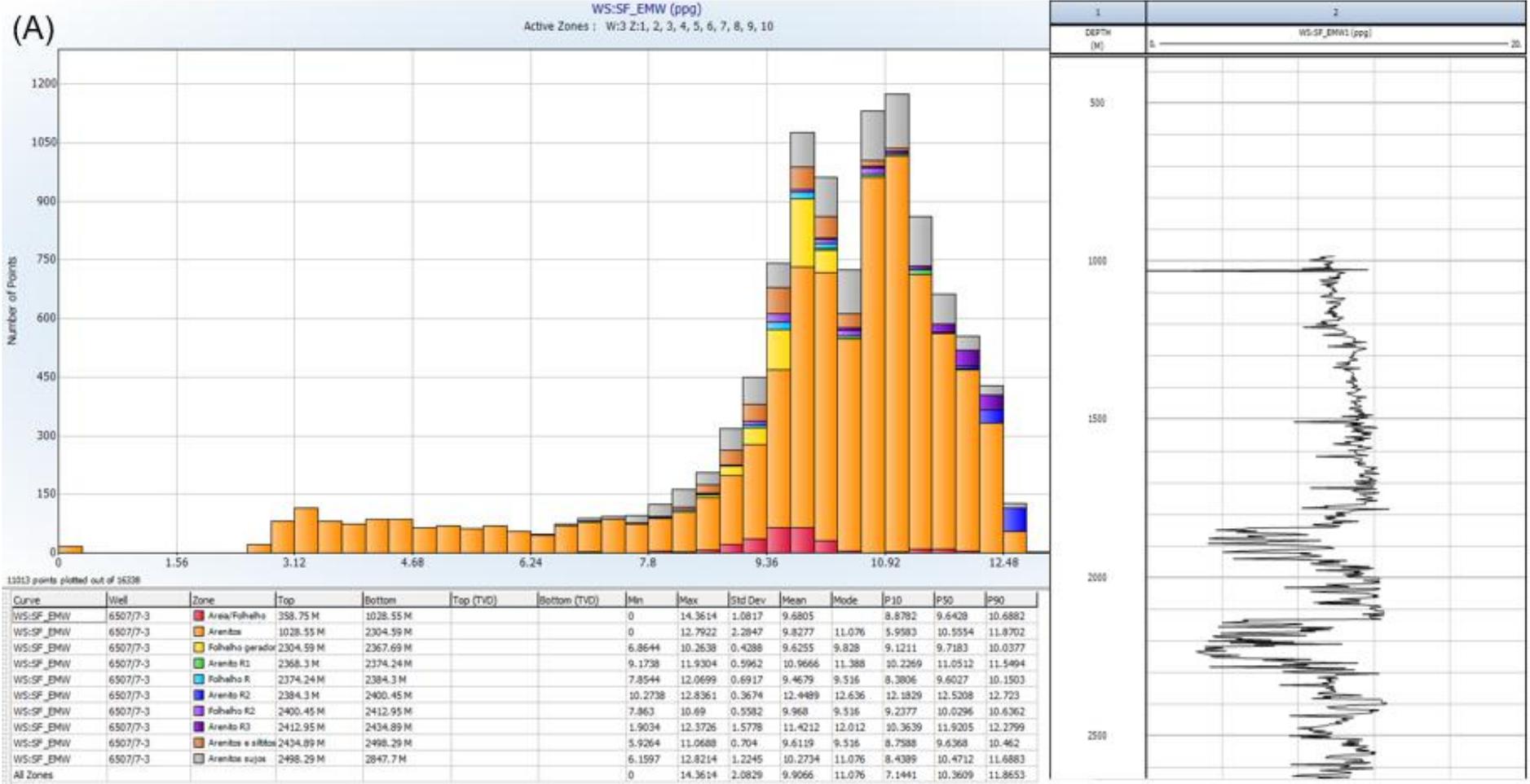


Figura 28: Curvas de σ_H e σ_h obtidas dos poços. A curva em vermelho representa o gradiente de sobrecarga, em verde a tensão horizontal máxima e em azul a tensão horizontal mínima, sendo nos três poços: $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$. Os retângulos em azul representam os dados de LOTs dos poços e foram utilizados para a calibragem do modelo. A Figura A exibe o poço 6507/7-3, Figura B o poço 6507/7-4 e Figura C o poço 6507/8-1.

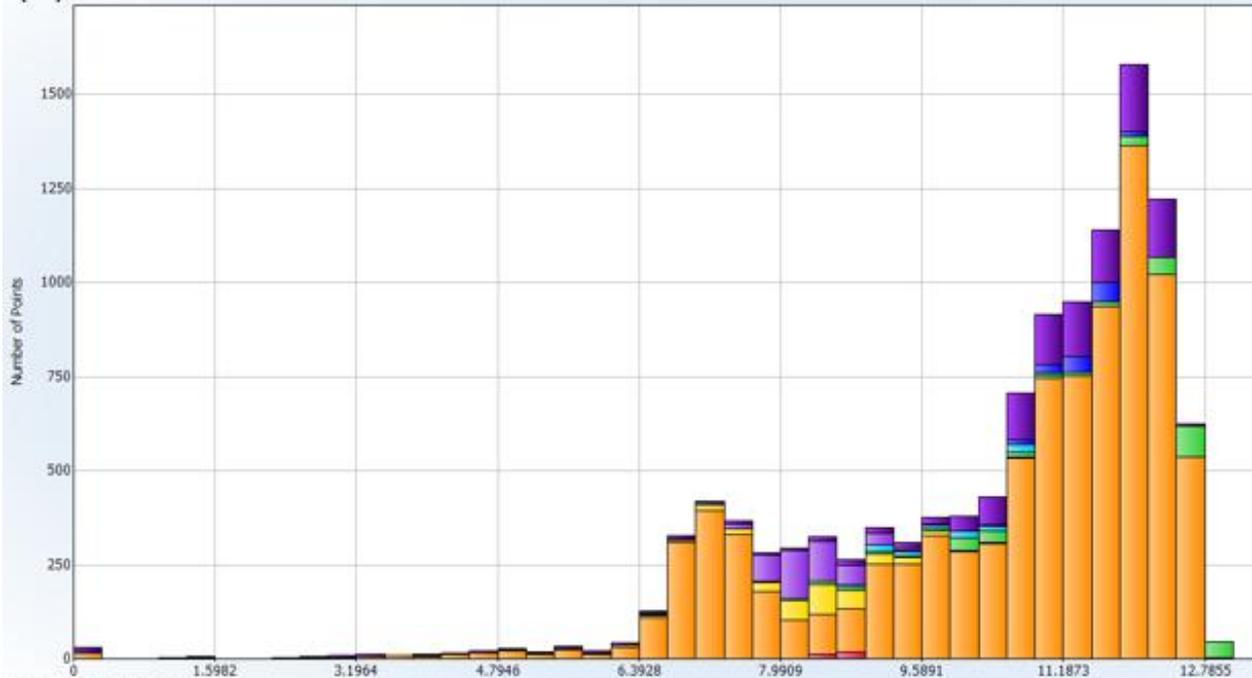
5.5 Gradiente de Pressão de Colapso

A estimativa do gradiente de colapso (SF) foi obtida a partir dos resultados estimados anteriormente dos parâmetros de UCS, σ_v , PP, σ_h e σ_H , sendo SF a última curva calculada para a definição da janela operacional. O limite inferior da janela operacional é definido pelo gradiente de maior magnitude (pressão de poros ou pressão de colapso), identificando assim o peso mínimo aceitável para o fluido de perfuração. Observa-se nas Figura 29A, 29B e 29C os valores estatísticos desse gradiente para os três poços com valores médios de 9,9 ppg para o poço 6507/7-3, 10,4 ppg para o poço 6507/7-4 e 10 ppg para o poço 6507/8-1.



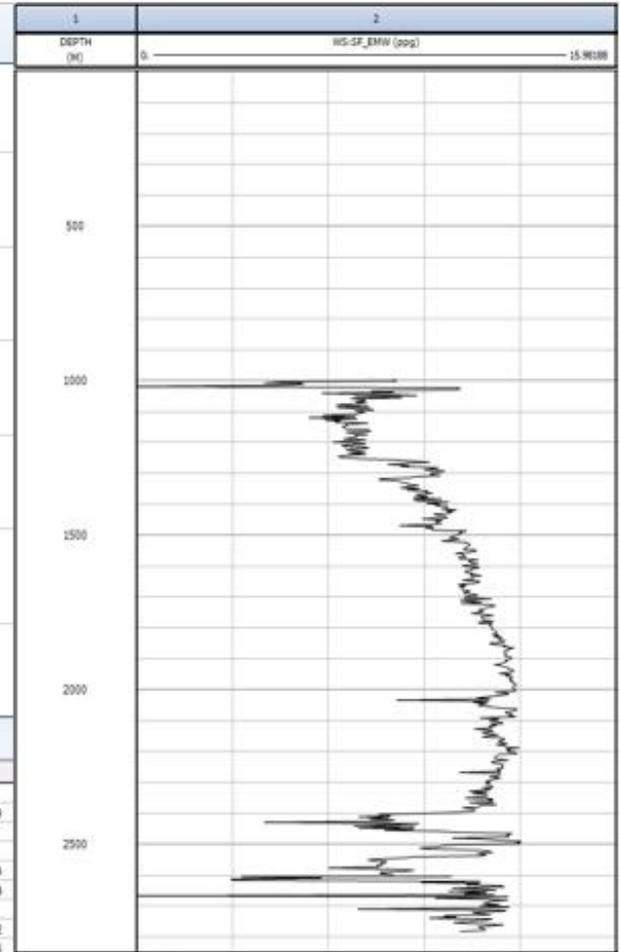
(B)

WS-SF_EMW (ppg)
Active Zones : W:4 Z:1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8



11710 points plotted out of 26240

Curve	Well	Zone	Top	Bottom	Top (TVD)	Bottom (TVD)	Min	Max	Std Dev	Mean	Mode	P10	P50	P90
WS-SF_EMW	6507/7-4	Arenas/Folhelhos	370 M	1000 M			4.3831	8.947	0.7738	8.5454	8.79	8.4312	8.6982	8.8766
WS-SF_EMW	6507/7-4	Arenitas	1000 M	2396.64 M			0	12.8993	1.9326	10.5233	11.986	7.2929	11.2054	12.3429
WS-SF_EMW	6507/7-4	Folhelho gerador	2396.64 M	2448.31 M			0.5744	10.8994	1.3755	8.1541	8.4704	6.7637	8.3967	9.368
WS-SF_EMW	6507/7-4	Arenito R1	2448.31 M	2499.82 M			7.7992	12.9842	1.373	11.4962	12.626	9.6512	12.1391	12.799
WS-SF_EMW	6507/7-4	Folhelho R1	2499.82 M	2515.36 M			8.6995	10.9356	0.667	9.9404	10.708	9.0572	10.0555	10.8419
WS-SF_EMW	6507/7-4	Arenito R2	2515.36 M	2540.05 M			0	12.0915	2.4076	10.6679	11.667	9.6105	11.3926	11.7534
WS-SF_EMW	6507/7-4	Folhelhos	2540.05 M	2602.99 M			5.6146	9.5999	0.9009	8.2913	8.1500	7.7815	8.2829	8.9204
WS-SF_EMW	6507/7-4	Arenitas sujos	2603.6 M	2844.39 M			0	12.5101	2.1053	10.6991	11.986	8.6735	11.278	12.2102
All Zones							0	12.9842	1.9839	10.4129	11.986	7.3677	11.0815	12.3225



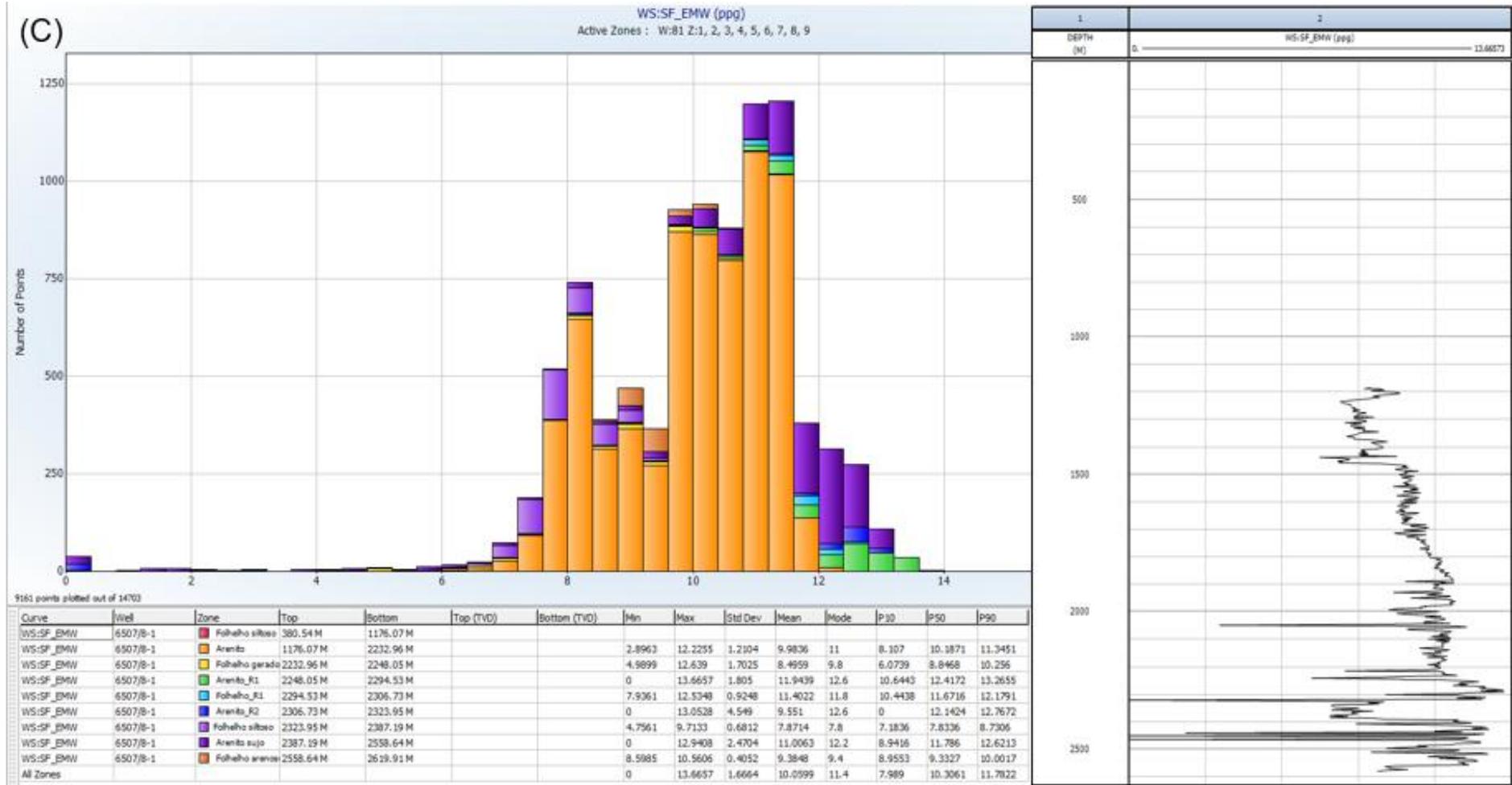
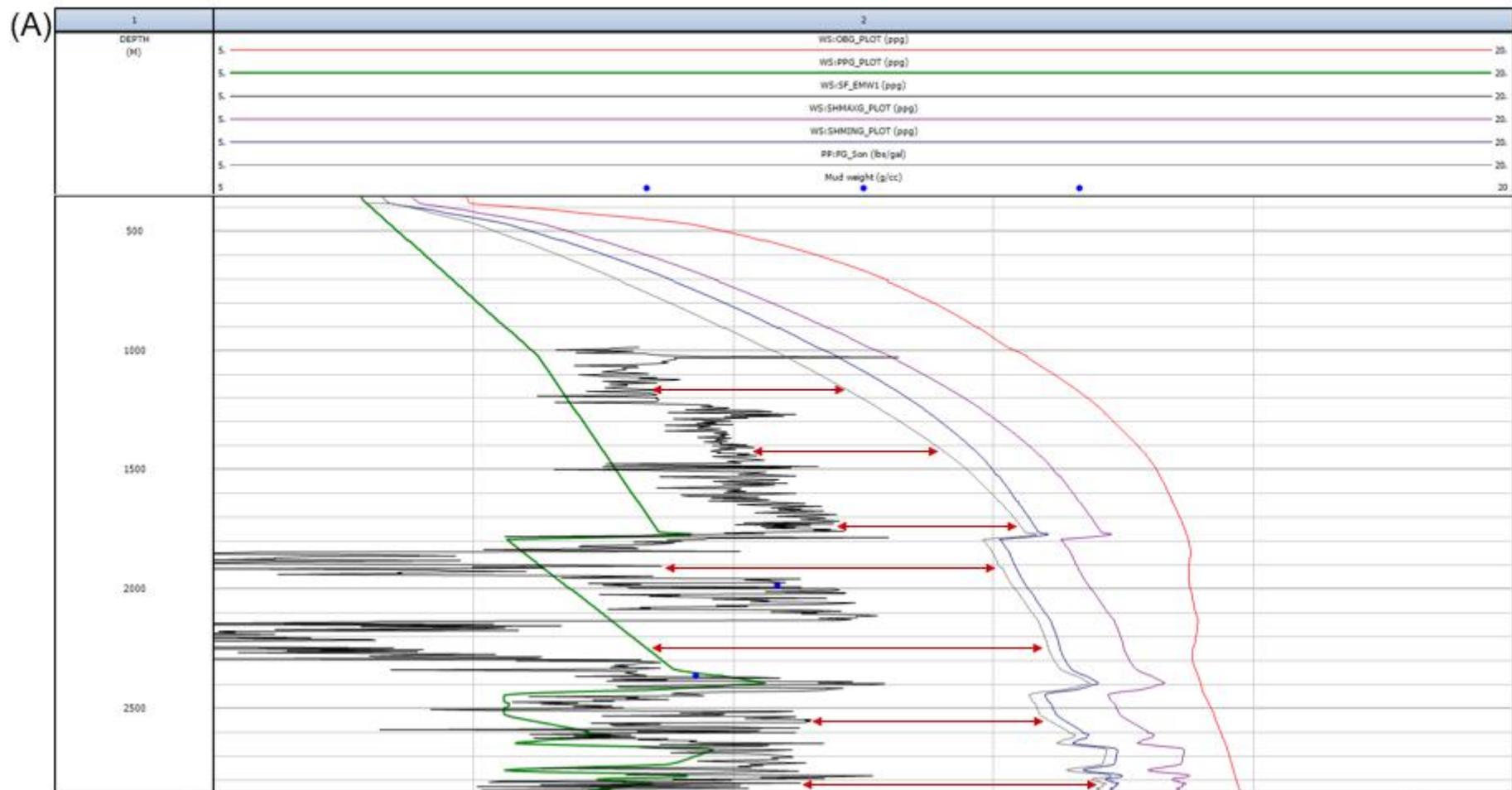


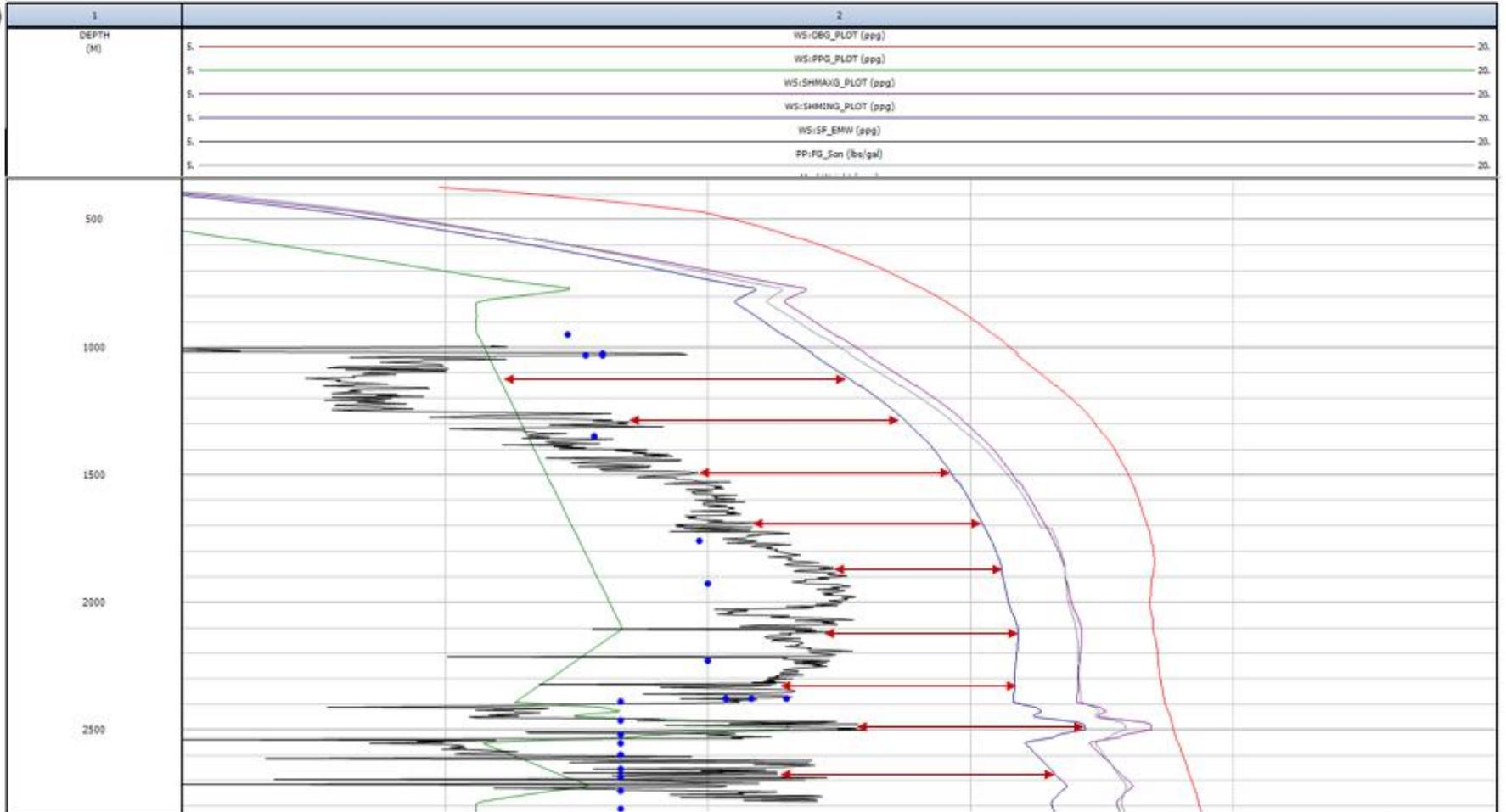
Figura 29: Histogramas com os valores estatísticos da estimativa do gradiente de pressão de colapso dos poços com as referentes curvas geradas. Figura A referente ao poço 6507/7-3, Figura B do poço 6507/7-4 e Figura C do poço 6507/8-1. O cálculo do gradiente foi realizado para as diferentes zonas presentes ao longo dos poços, as quais se diferenciam de acordo com a litologia. Cada litologia está representada por uma cor como mostra a legenda.

5.6 Janela Operacional

A janela operacional representa o intervalo permitido para a variação da pressão exercida pelo peso do fluido de perfuração dentro do poço, isto é, define os limites máximo e mínimo da massa específica do fluido a ser utilizado na perfuração. O limite inferior é estabelecido pelo maior valor entre as curvas de pressão de poros e do gradiente de colapso enquanto o limite superior é representado pelo gradiente de fratura. A janela operacional na região com maior pressão de poros anormalmente alta, correspondente ao topo da Formação Not, a qual é representada por folhelhos que se encontram intercalados com os arenitos do reservatório, resultou em valores de peso de fluido entre 10 a 13,3 ppg para o poço 6507/7-3, 12,7 a 15,1 ppg para o poço 6507/7-4 e 11,8 a 15,7 ppg para o poço 6507/8-1. A fim de realizar um controle de qualidade dos resultados obtidos, foi realizada uma comparação quantitativa com os dados reais de peso de fluido de perfuração utilizado nos poços. Dessa forma, o índice de acerto foi de 86% para o poço 6507/7-3, 100% para o 6507/7-4 e 70% para o poço 6507/8-1, mostrando o quanto o estudo realizado foi assertivo pois conseguiu reproduzir a realidade. Nas Figuras 30A, 30B e 30C observa-se a janela operacional obtida por meio do presente estudo para cada poço, juntamente com os dados reais de peso de fluido de perfuração adquiridos por meio do banco de dados *NPD FactPages*.



(B)



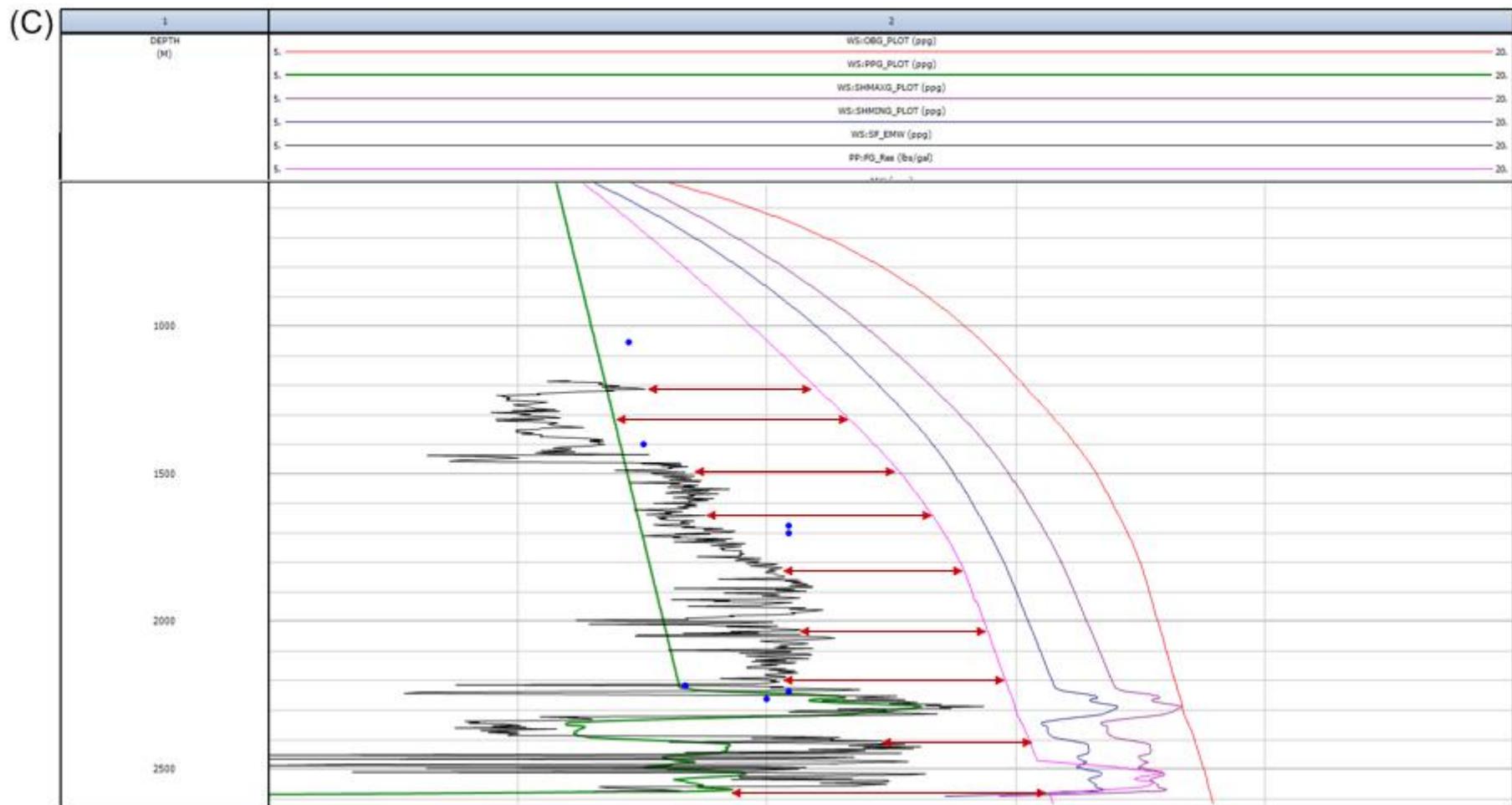


Figura 30: Resultado do modelo geomecânico unidimensional dos poços em estudo com as respectivas janelas operacionais delimitadas pelas setas na cor vermelha. Os círculos da cor azul representam os dados reais do peso de fluido de perfuração utilizado em cada poço. Figura A exibe a janela operacional do poço 6507/7-3, Figura B poço 6507/7-4 e Figura C poço 6507/8-1.

6 CONCLUSÕES

O presente estudo teve como objetivo apresentar um fluxo de trabalho (Figura 10) relacionado a modelagem geomecânica e aplicá-lo a um ambiente exploratório. Assim, para a realização desse fluxo de trabalho, que resultou na estimativa: da resistência da rocha (propriedades mecânicas e elásticas), do campo de tensões (gradiente de sobrecarga e tensões horizontais mínima e máxima) e nos gradientes de pressão de poros, fratura e colapso, diferentes áreas de conhecimento como a petrofísica, geomecânica e engenharia foram necessárias na execução das diversas etapas. Com intuito de elaborar estimativas precisas de geopressões promovendo perfurações seguras, eficientes e econômicas, esse trabalho é um exemplo de como o estudo de geopressões apesar de ser fundamental não é uma tarefa simples pelo fato de envolver o conhecimento de diferentes áreas. Complicações operacionais relacionadas à geomecânica estão entre as principais causas de tempo perdido nas operações da indústria do petróleo o que justifica a necessidade de estudos como esse.

De acordo com os resultados expostos, o modelo elaborado resultou na determinação de uma janela operacional por meio dos parâmetros geomecânicos definidos ao longo do trabalho para cada um dos três poços analisados. Com os resultados adquiridos foi possível constatar que o fluxo de trabalho se mostrou viável pois ofereceu bons resultados quando comparado aos dados reais do campo. A determinação da janela operacional dos poços, as quais indicaram valores médios entre 10 a 15,7 ppg, também possibilitaram a identificação das zonas com pressão de poros anormalmente altas variando de 9,1 a 12,5 ppg. A presença dessas zonas reforça a importância de estudos geomecânicos na prevenção de surpresas negativas durante a perfuração. Foi possível mostrar, quantitativamente, através do índice de acerto médio de 85% que o fluxo

apresentado para a construção do modelo geomecânico unidimensional mostrou-se viável, oferecendo bons resultados quando comparado com os dados reais do campo.

7 RECOMENDAÇÕES

Algumas recomendações visando o aprimoramento do estudo são necessárias: a utilização de amostras de rochas para que ensaios em laboratórios possam ser realizados permitindo assim a validação das correlações empíricas aplicadas durante a modelagem e calibração dos resultados obtidos; a realização de um *blind test*, ou seja, omissão de dados de alguns poços de validação os quais serão posteriormente estimados e comparados com os valores originais dos poços visando a validação da modelagem; o acompanhamento em tempo real durante as atividades de perfuração, uma vez que os gradientes são estimativas; além da utilização dos dados de poços, também é possível estimar as geopressões através do dado sísmico, valendo ressaltar a diferença de escala entre as curvas dos poços e o dado sísmico e; por fim, correlacionar os modelos criados a partir do dado sísmico com as curvas calculadas a partir dos dados de poços em uma etapa de modelagem geológica do reservatório. Essa última possui como objetivo visualizar a distribuição das propriedades geomecânicas de acordo com o modelo de fáceis e entender a distribuição das geopressões e o impacto da produção do campo nelas.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BELL, R. E., JACKSON, C., ELLIOTT, G. M., GAWTHORPE, R. L., SHARP, I. R., & MICHELSEN, L. 2014. **Insights into the development of major rift-related unconformities from geologically constrained subsidence modelling: Halten Terrace, offshore mid Norway.** Basin Research, v.26 n.1, p.203-224.

BRADFORD, I.D.R., FULLER, J., THOMPSON, P.J., WALSGROVE, T.R., 1998. **Benefits of assessing the solids production risk in a North Sea reservoir using elastoplastic modeling,** SPE/ISRM Eurock, Trondheim, Norway, p.261-269.

BUKOVICS, C. & PETER A. Z. 1985. **Tectonic development of the Mid-Norway continental margin.** Marine and Petroleum Geology v.2 n.1, p.2-22.

CARMICHAEL, R.S., 1982. **Handbook of physical properties of rocks,** v.2. CRC Pres, Boca Raton.

CHANG, C., ZOBACK, M.D., KHAKSASR, A., 2006. **Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks,** J. Pet. Sec and Eng., v.51, p.223-237.

DEERE, D. U.; MILLER, R. P. 1966. **Engineering classification and index properties for intact rock** (AFWL-TR-65-116). Air Force Weapons Lab., Kirtland Air Force Base, New Mexico.

EATON, B. A., 1975. **The equation for geopressure prediction from well logs.** SPE paper 5544.

EATON, B. A., 1969. **Fracture gradient prediction and its application in oil field operations** - J.Pet.Tech. v.21, p.1353-1360.

FACTPAGES. < <https://factpages.npd.no/> /> acesso em: 11 de janeiro de 2021.

GARDNER, G. H. F., GARDNER, L.W., GREGORY, A. R., **Formation velocity and density: the diagnostic basis for stratigraphic traps**. *Geophysics*, v.39. n.6, p.770 -780, December, 1974.

GREENBERG, M. L. & CASTAGNA J. P., 1992. **Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications.**, v.40, n.2, p.195-209.

HAMMER et al. 2010. **Facies controls on the distribution of diagenesis and compaction in fluvial-deltaic deposits**. *Marine and Petroleum Geology.*, v.27, n.8, p.1737-1751.

HUBBERT, M. K., WILLIS, D. G. 1957. **Mechanics of hydraulic fracturing**. *Trans. Soc. Petroleum Eng. AIME*. v.210, n.1, p.153-168.

JIZBA, D., 1991. **Mechanical and acoustical properties of sandstones and shales**, PhD thesis, Stanford University.

KARLSEN, D. A. *et al.* 2004. **Petroleum migration, faults and overpressure. Part II. Case history: the Haltenbanken Petroleum Province, offshore Norway**. Geological Society, London, Special Publications, v.237, n.1, p.305-372.

KHAKSAR, A. *et al.* 2009. **Rock Strength from core and logs, where we stand and ways to go**. SPE paper 121972.

KWASNIEWSKI, M., 1989. **Laws of brittle failure and of B-D transition in sandstones**, In: Maury, V., Fourmaintraux, D. (Eds.), *Rock at Great Depth*. A.A. Balkema, Brookfield, VT, p.45-58.

LAMA, R.D., VUTUKURI, V.S., 1978. **Handbook on Mechanical Properties of Rocks**, vol.2. Trans Tech Publications, Clausthal, Germany.

LARIONOV, V.V., et al. 1969. *Radiometry of Boreholes*. NEDRA, Moscow.

LIMA, G. A. C.; VIDAL, A. C., SUSLICK, S.B. 2006. **Análise de impactos da metodologia de estimativa da porosidade em reservas de petróleo por meio de simulação de Monte Carlo**. *Ver. Esc. Minas* v. 59 n.2.

NERY, GIRÃO G. Perfilagem de poço. HYDROLOG Serviços de perfilagem Ltda, 2004.
SCHLUMBERGER, Avaliação das formações no Brasil – WEC Brasil. Schlumberger, Brasil, 1985.

NUR, A., BYERLEE, J.D., 1971. **An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids**. Stanford University, California. Journal of Geophysical Research, v.76, n.26, p.6414-6419.

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C. T., 2009. **Projetos de poços de petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos**. Editora Interciência, Rio de Janeiro. v.2, p.511.

TERZAGHI, K. **Theoretical Soil Mechanics**. 1943. Editora John Wiley, Universidade de Michigan. p. 510.

TOKLE, K., HORSRUD, P., BRATLI, R.K., 1986. **Predicting uniaxial compressive strength from log parameters**, SPE ATCE, New Orleans, Louisiana, USA.

VERNIK, L. *et al.* 1993. **Empirical relations between compressive strength and porosity of siliciclastic rocks**. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. v.30, n.7, p. 677-6811.

WHITLEY, P. K. 1992. **The Geology of Heidrun: A Giant Oil and Gas Field on the Mid-Norwegian Shelf**: Chapter 24.

WONG, T.F., DAVID, C., ZHU, W., 1997. **The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstones: mechanical deformation**, J. Geophys. Res. v.102, p.3009-3025.

ZOBACK, M. 2010. **Reservoir Geomechanics**. Cambridge University Press, 464 pages.