



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**GEORGE MENESES FERNANDES**

**ESTIMATIVA DA JANELA OPERACIONAL DE PRESSÕES DE PERFURAÇÃO DE  
POÇOS UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM: POÇOS VERTICAIS E  
INCLINADOS**

**FORTALEZA**

**2018**

GEORGE MENESES FERNANDES

ESTIMATIVA DA JANELA OPERACIONAL DE PRESSÕES DE PERFURAÇÃO DE  
POÇOS UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM: POÇOS VERTICAIS E INCLINADOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- F399e Fernandes, George Meneses.  
Estimativa da janela operacional de pressões de perfuração de poços utilizando dados de perfilagem: poços verticais inclinados. / George Meneses Fernandes. – 2018.  
48 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2018.  
Orientação: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte.
1. Janela Operacional. 2. Perfuração. 3. Poços Inclinados. I. Título.

CDD 665.5092

---

GEORGE MENESES FERNANDES

ESTIMATIVA DA JANELA OPERACIONAL DE PRESSÕES DE PERFURAÇÃO DE  
POÇOS UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM: POÇOS VERTICAIS E INCLINADOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Programa de Graduação em Engenharia de  
Petróleo da Universidade Federal do Ceará,  
como requisito à obtenção do título de bacharel  
em Engenharia de Petróleo.

Aprovada em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Pedro Felipe Gadelha Silvino  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Eudes e Fátima.

## **AGRADECIMENTOS**

À UFC, pelos 6 anos como estudante dessa Instituição.

Ao Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte, pela excelente orientação.

Aos professores participantes da banca examinadora Luis Glauber Rodrigues e Pedro Felipe Gadelha Silvino pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos colegas de turma de graduação, pela parceria nos momentos mais difíceis.

“Encontre uma trapa – e então cave, Arville  
Levorsen.”

## RESUMO

O presente trabalho consistiu na elaboração de uma planilha automatizada responsável pela geração da janela operacional de pressões para poços verticais ou inclinados a partir de dados de perfilagem sônica de poços. Informação esta que é estritamente necessária para evitar potenciais problemas de colapso ou fratura da formação, que são grandes inimigos da operação de perfuração de um poço de petróleo e que podem custar milhões de dólares. Além disso, podem causar perigos para a segurança das pessoas que trabalham na sondas de perfuração. A planilha se mostrou bastante funcional com os testes feitos, retratando cenários bastante próximos da realidade.

**Palavras-chave:** Janela Operacional. Perfuração. Poços Inclinados.



## **ABSTRACT**

This academical work consisted in producing an automated spreadsheet responsible for generating the mud window for vertical or deviated wells using sonic log data. That information is extremely needed to avoid potential issues such as collapsed or fractured boreholes, which are big enemies of drilling operations and may cost millions of dollars. Furthermore, that kind of issue can present life hazards to people who work in oil rigs. The spreadsheet presented a good functionality, showing a good match with real scenario.

**Keywords:** Mud Window. Drilling. Deviated Wells.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Pressão de poros, de fratura, de overburden e janela operacional.....	19
Figura 2 – Modelo de compactação de sedimentos.....	23
Figura 3 – Abordagem clássica das tensões in-situ.....	26
Figura 4 – Perfis de pressão.....	27
Figura 5 – Exemplificação de um caso de necessidade de poços desviados.....	28
Figura 6 – Caso de perfuração direcional em centros populacionais.....	29
Figura 7 – Tensões na parede do poço.....	30
Figura 8 – Ilustração das orientações das tensões in-situ.....	30
Figura 9 – Comportamento do poço em diferentes situações de pressão.....	32
Figura 10 – Diferentes casos de colapso.....	33
Figura 11 – Painel inicial de alimentação de dados.....	34
Figura 12 – Exemplo de Painel de Desenho de Poço Horizontal.....	35
Figura 13 – Exemplo de Painel de Desenho de poço Build-Hold and Drop.....	35

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Perfilagem da porosidade para o poço A.....	36
Gráfico 2 – Perfilagem da densidade para o poço A.....	37
Gráfico 3 – Comportamento do coeficiente de Poisson com a profundidade.....	37
Gráfico 4 – Janela operacional para o poço A vertical.....	38
Gráfico 5 – Posicionamento das sapatas de revestimento para o poço A vertical.....	38
Gráfico 6 – Plot horizontal.....	39
Gráfico 7 – Plot vertical.....	39
Gráfico 8 – Parâmetros para definição da janela operacional.....	40
Gráfico 9 – Definição da janela operacional para o poço A horizontal.....	40
Gráfico 10 – Sugestão de posicionamento das sapatas de revestimento.....	41
Gráfico 11 – Desenho do poço Build and Hold.....	41
Gráfico 12 – Definição da janela operacional.....	42
Gráfico 13 – Sugestão de posicionamento das sapatas de revestimento.....	42
Gráfico 14 – Desenho do poço Build-Hold and Drop.....	43
Gráfico 15 – Sugestão de posicionamento das sapatas de revestimento.....	43
Gráfico 16 – Janela operacional do poço A em psi.....	44
Gráfico 17 – Janela Operacional do Poço A no Artigo Estudado.....	45

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Intervalos de tempo de trânsito para formações e fluidos intersticiais.....	22
--	----

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

UCS	Força de Compressão Uniaxial ou Desconfinada
LOT	Teste de Integridade da Formação
KOP	Ponto de Desvio da Inclinação
BUR	Taxa de Inclinação

## LISTA DE SÍMBOLOS

$P_{obv}$	Pressão de Overburden
$\rho_b$	Densidade da Formação
$\rho_g$	Densidade dos Grãos
$\rho_f$	Densidade do Fluido Intersticial
$g$	Constante Gravitacional
$D$	Profundidade
$\phi$	Porosidade
$\phi_n$	Porosidade Normal
$\phi_0$	Porosidade da Linha de Lama
$c$	Grau de Compactação
$P_w$	Pressão do Poço
$\Delta t_{ma}$	Intervalo de Trânsito da Matriz
$\Delta t$	Intervalo de Trânsito da Formação
$\sigma_{fl}$	Intervalo de Trânsito do Fluido Intersticial
$G_{obv}$	Gradiente de Pressão de Overburden
$G_{PP}$	Gradiente de Pressão de Poros
$G_{hd}$	Gradiente de Pressão Hidrostática
$\nu$	Coefficiente de Poisson
$V_P$	Velocidade Compressional
$V_S$	Velocidade de Cisalhamento
$E$	Módulo de Young
$\Phi$	Ângulo de Fricção Interno
$C_0$	Força de Coesão
$S_h$	Tensão Horizontal Mínima
$S_H$	Tensão Horizontal Máxima
$P_f$	Pressão de Fratura
$P_p$	Pressão de Poros

$S_r$	Tensão Radial
$S_\theta$	Tensão Tangencial
$S_z$	Tensão Axial
$\tau_{r\theta}, \tau_{rz}, \tau_{\theta z}$	Tensões de Cisalhamento
$S_x$	Tensão no Plano X
$S_y$	Tensão no Plano Y
$S_z$	Tensão no Plano Z
$\tau_{yz}, \tau_{xz}, \tau_{xy}$	Tensões de Cisalhamento
$a$	Raio da Parede do Poço
$r$	Raio Examinado
$\theta$	Ângulo da Posição da Fratura
$\varphi$	Ângulo de Inclinação do Poço

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
<b>2 OBJETIVO.....</b>	<b>20</b>
<b>3 ESTIMATIVA DE PARÂMETROS.....</b>	<b>21</b>
<b>3.1 Pressão de Overburden.....</b>	<b>21</b>
<b>3.2 Pressão de Poros.....</b>	<b>23</b>
<b>3.3 Pressão de Fratura.....</b>	<b>25</b>
<b>3.4 Tensões In-Situ.....</b>	<b>26</b>
<b>3.5 Pressões em Poços Inclinados.....</b>	<b>27</b>
<b>4 ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE POÇOS.....</b>	<b>32</b>
<b>5 DESENVOLVIMENTO DA PLANILHA.....</b>	<b>34</b>
<b>6 ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>36</b>
<b>6.1 Poço Vertical.....</b>	<b>36</b>
<b>6.2 Poços Direcionais.....</b>	<b>39</b>
<b>6.2.1 Poço Horizontal.....</b>	<b>39</b>
<b>6.2.2 Poço Build and Hold.....</b>	<b>41</b>
<b>6.2.3 Poço Build-Hold and Drop.....</b>	<b>43</b>
<b>7 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....</b>	<b>44</b>
<b>8 CONCLUSÃO.....</b>	<b>46</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>47</b>
<b>APÊNDICE A.....</b>	<b>48</b>
<b>APÊNDICE B.....</b>	<b>49</b>
<b>APÊNDICE C.....</b>	<b>50</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A subsuperfície tem como característica possuir diferentes tensões agindo em diferentes direções e magnitudes. Logo, planejar a perfuração de um poço é uma tarefa bem complexa e que envolve vários riscos, sejam estes financeiros, ambientais ou humanos. Um estudo feito em cerca de 2500 poços perfurados no Golfo do México mostra que mais de 24% do tempo ocioso era associado à incidentes de kicks e de perda de circulação no poço (Dodson, 2004), que foram causados por estimativas erradas de pressão de poros e pressão de fratura. Outra análise feita em 1206 blowouts nos Estados Unidos mostra que houve um incidente de blowout a cada 285 poços perfurados (Skalle e Podio, 1998).

Visando uma operação de perfuração de poços bem sucedida e segura, é extremamente importante medir ou estimar alguns parâmetros das formações que serão perfuradas como: pressões de sobrecarga (comumente chamada de pressão litostática ou de overburden), pressões de poros e pressões de fratura em função das profundidades estudadas. Uma boa base de dados reais ou uma excelente estimativa desses dados garante a segurança do procedimento. Dessa forma, consegue-se ter conhecimento da janela operacional de pressões que será usada durante todo o processo de perfuração, que pode levar vários meses para ser completado. Esse ponto também é fundamental para evitar problemas de estabilidade de poço como fraturas ou colunas de perfuração “presas”. Se a pressão dos fluidos utilizada não estiver dentro da janela operacional pré-definida, eventos não-desejados como “kicks” e/ou “blowouts” podem ocorrer, o que acabará resultando em perda de tempo, dinheiro, equipamentos ou até mesmo de vidas.

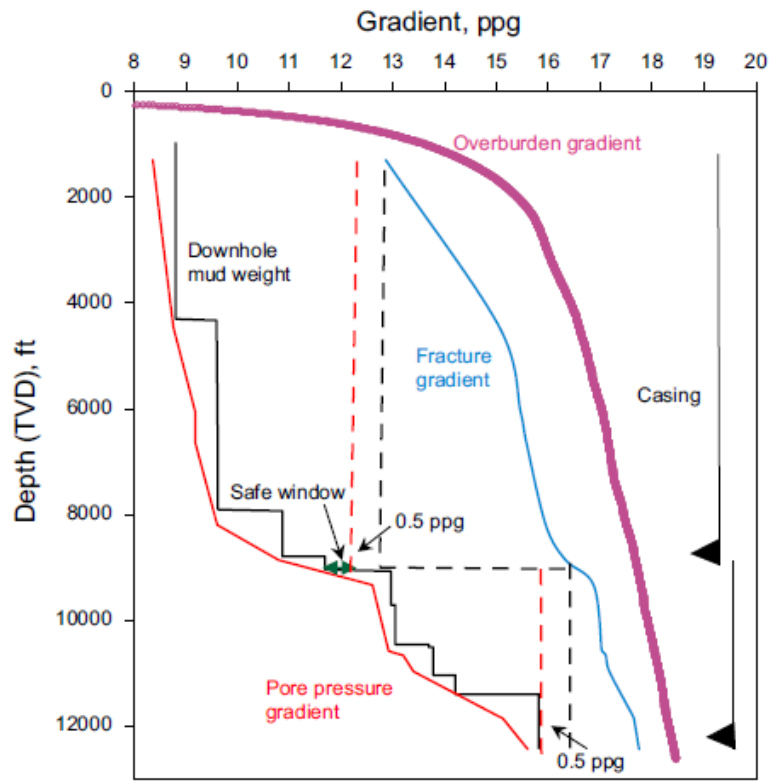
A pressão de overburden é a tensão imposta numa determinada camada ou rocha pelo peso do material sobreposto nela (Eaton, 1997). Durante a sedimentação, camadas de rocha mais velhas são compactadas por camadas de rochas mais jovens que vão sendo sobrepostas nelas, causando uma redução de espessura, perda de porosidade e de água à medida que a pressão de overburden aumenta com a profundidade. O gradiente de pressão de overburden é a medida da mudança da pressão de sobrecarga exercida numa determinada camada de rocha por uma outra rocha sobreposta nesta (Terzaghi, 1967). O gradiente varia em função da compactação e da profundidade. O conhecimento e habilidade em estimar a pressão de overburden é uma preocupação constante nas fases de exploração e perfuração de um poço (Huffman, 1976). A determinação da pressão de sobrecarga é essencial para a estimativa da tensão vertical efetiva e da pressão de poros da formação que podem ser utilizadas para prever pressões anormais nas formações.

A pressão de poros é um dos parâmetros mais importantes no planejamento de perfuração e, também, na análise geomecânica e geológica. Pressões de poros são as pressões dos fluidos nos poros de formações porosas e varia a partir da pressão hidrostática (pressão de poros normal). Se a pressão de poros é menor ou maior do que a pressão hidrostática, caracteriza-se uma pressão de poros anormal. Quando a pressão de poros excede a pressão hidrostática, temos um caso de “overpressure”. Em profundidades relativamente rasas a pressão de poros é a hidrostática, indicando que uma coluna de poros de fluido contínua e interconectada se estende até a dada profundidade. Para profundidades maiores, a “overpressure” começa e a pressão de poros aumenta rapidamente em função da profundidade, o que indica que formações mais profundas são hidráulicamente isoladas de formações mais rasas.

A pressão de fratura é a pressão requerida para fraturar a formação e causar perda de circulação do poço para a formação fraturada. O gradiente de fratura é obtido quando divide-se a pressão de fratura pela profundidade. A pressão de fratura é o limite superior da janela operacional permitida para a perfuração de um dado poço. Dessa forma, a pressão de fratura é um parâmetro importante não somente para o planejamento de perfuração, mas também para a operação de produção. Se a pressão do fluido de perfuração for superior ao limite de pressão de fratura, então serão desenvolvidas fraturas na formação, causando perdas de circulação do fluido de perfuração. Logo, a estimativa de pressão de fratura está diretamente relacionada com a segurança e bom funcionamento da operação de perfuração de um poço.

Diante de tudo que foi explanado, tem-se informação e conhecimento suficiente para a definição da janela operacional de um poço. Conforme ilustrado a seguir na Figura 1, o limite inferior da janela operacional é exatamente o gradiente de pressão de poros e o limite superior se dá pelo gradiente de pressão de fratura. Quando a pressão do fluido de perfuração é mantida dentro da janela operacional, a perfuração é considerada segura e as chances de incidentes são mínimas. Importante frisar que, a perfuração deve ter sempre como objetivo minimizar as chances de dano no futuro poço completado. Esse objetivo é atingido escolhendo o fluido adequado para a formação e controlando as pressões existentes no poço. Portanto, também é interessante sempre manter um perfil de pressão de lama de perfuração conservador, próximo ao limite inferior da janela operacional.

Figura 1: Pressão de poros, pressão de fratura, pressão de overburden e janela operacional em função da profundidade.



Fonte: Zhang (2017)

O perfil sônico (ou perfil acústico) mede o tempo de trânsito de uma onda compressional entre dois pontos da formação do poço estudado. A velocidade de trânsito em sólidos é maior do que nos fluidos (gases ou líquidos). Dessa forma, também observa-se que, em trechos de formações onde existem fraturas, os tempos de trânsito serão maiores do que um trecho da formação sem a presença de fraturas. As principais aplicações para este tipo de perfil têm sido a estimativa de densidade, porosidade e na identificação de zonas detentoras de fraturas. Porém, as medições para o perfil sônico podem apresentar erros que podem afetar sua interpretação. Esses erros podem ser causados, por exemplo, por desmoronamentos, falta de compactação e rugosidade. O perfil sônico é uma ferramenta essencial para o início do planejamento de perfuração de um poço e amplamente utilizada para estimar a pressão de overburden. O perfil sônico é utilizado principalmente em poços pioneiros, que recebem maiores investimentos para aquisição de dados por servirem como referência para avaliar o potencial petrolífero da área estudada.

## 2 OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo construir uma planilha automatizada de estimativa das pressões de poros, pressões de colapso, pressões de fraturas e pressões de overburden em função da profundidade utilizando dados de perfil sônico como profundidade e intervalos de tempo de trânsito na formação estudada. Planilha esta que facilite a compreensão do tema para as próximas gerações de estudantes de engenharia de petróleo formados na Universidade Federal do Ceará (UFC).

Apesar dos dados sônicos possuírem bastantes limitações, conforme discorrido na seção de Introdução, estes foram os dados mais fáceis e acessíveis de se encontrar em artigos divulgados na internet. Dessa forma, utilizou-se neste trabalho um exemplo de aplicação prática com dados sônicos de um poço real. Os dados utilizados que serviram de aplicação para a construção da planilha se encontram no Apêndice A e são referentes à um poço do Delta do Níger, localizado na Nigéria.

### 3 ESTIMATIVA DE PARÂMETROS

#### 3.1 Pressão de Overburden

Conforme dito na introdução, a pressão de overburden é a tensão imposta numa determinada camada ou rocha pelo peso do material sobreposto nela (Eaton, 1997). Dessa forma, Ben Eaton desenvolveu a seguinte equação em 1968:

$$P_{obv} = \int_0^D \rho_b g dD \quad (3.1)$$

Onde  $\sigma_{obv}$  é a tensão de overburden,  $\rho_b$  é a densidade da formação,  $g$  é a constante gravitacional e  $D$  é a profundidade. A equação 2.1 pode ser escrita simplificada conforme abaixo:

$$P_{obv} = \rho_b \times D \times 0,433 \quad (3.2)$$

Onde  $P_{obv}$  é a pressão de overburden em psi,  $\rho_b$  é a densidade da formação em g/cm<sup>3</sup>,  $D$  é a profundidade em pés e 0,433 é o fator de conversão de g/cm<sup>3</sup> para psi. A seguinte relação a seguir foi desenvolvida para estimar a densidade da formação a partir de dados de velocidade de trânsito (Gardner, 1974):

$$\rho_b = 0,23V^{0,25} \quad (3.3)$$

Onde  $\rho_g$  é a densidade do grão,  $\rho_{fl}$  é a densidade do fluido nos poros e  $\phi$  é a porosidade da formação.

A porosidade pode ser encontrada a partir dos dados de tempos de trânsito da formação, segundo a equação de Wyllie, que relaciona a velocidade sônica com a porosidade da rocha (Zhang, 2011). A equação basicamente diz que o tempo total registrado no perfil sônico é a soma do tempo em que a onda gasta para atravessar a parte sólida e do tempo que a onda gasta para atravessar a parte porosa da rocha, que é preenchida com um fluido, e pode ser escrita em função da porosidade:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3.4)$$

Onde  $\Phi$  é a porosidade da formação numa dada profundidade,  $\Delta t$  é o tempo de trânsito extraído do sonic log,  $\Delta t_{ma}$  é o tempo de trânsito na rocha matriz e  $\Delta t_f$  é o tempo de trânsito no fluido intersticial. A equação de Wyllie registrada acima é aplicada para formações consolidadas. Em formações pouco consolidadas ou não-consolidadas, um fator de correção é necessário e varia de acordo com a geologia do local. No presente trabalho, considera-se que as formações são consolidadas, visando a simplicidade da aplicação e a redução do número de correlações utilizadas. Outra limitação importante da equação de Wyllie se diz respeito à

formação conter gás nos poros e fraturas na formação (Saleh, 2004). O gradiente de pressão de overburden pode ser calculado dividindo a pressão de overburden pela profundidade:

$$G_{obv} = \frac{P_{obv}}{D} \quad (3.5)$$

Onde  $G_{obv}$  é o gradiente de pressão de overburden (psi/m),  $P_{obv}$  é a pressão de overburden (psi) e  $D$  é a profundidade (m). O  $G_{obv}$  é mais comumente usado em psi/ft e consegue-se converter esse parâmetro de psi/m para psi/ft utilizando a equação abaixo:

$$G_{obv} = \frac{P_{obv}}{3,208} \quad (3.6)$$

Conforme Tabela 1 a seguir, estes são os valores convencionais globalmente utilizados para tempos de trânsito em diversos tipos de rochas matriz e fluidos intersticiais.

Tabela 1: Intervalos de tempos de trânsito representativos para formações e fluidos intersticiais

<b>Matriz Rochosa ou Fluido Intersticial</b>	<b>Tempo de Trânsito (s/ft)</b>
Dolomita	0,000044
Calcita	0,000046
Calcário	0,000048
Anidrido	0,00005
Granito	0,00005
Gipsita	0,000053
Quartzo	0,000056
Xisto	0,000062 a 0,0000167
Sal	0,000067
Arenito	0,000053 a 0,000059
Água (destilada)	0,000218
Água (100000ppm NaCl)	0,000208
Água (200000ppm NaCl)	0,000189
Óleo	0,00024
Metano	0,000626
Ar	0,00091

Fonte: Bourgoyne Jr. (1986)

### 3.2 Pressão de Poros

Conforme dito anteriormente, a overpressure acontece quando a pressão de poros real é maior do que a pressão hidrostática. Analogamente, têm-se que a overpressure acontece quando a porosidade em uma dada profundidade é menor do que a porosidade normal na mesma profundidade. Para calcular a linha de tendência normal da porosidade, a seguinte equação é aplicada:

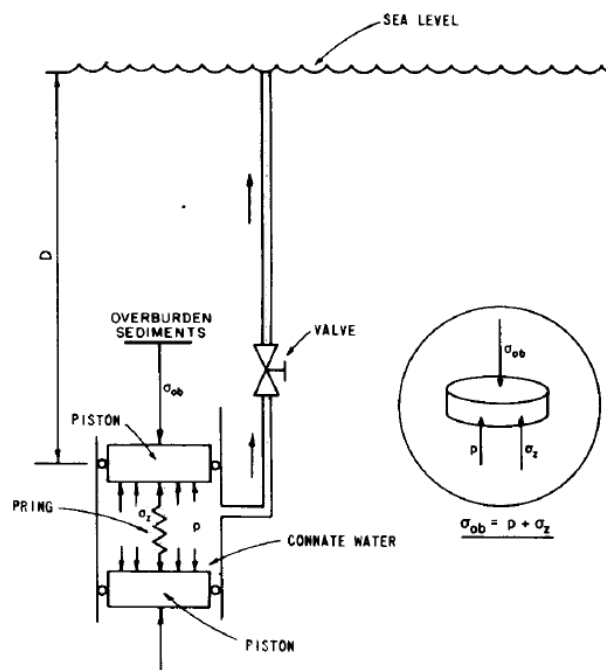
$$\Phi_n = \Phi_0 e^{-cZ} \quad (3.7)$$

Onde  $\Phi_n$  é a porosidade normal,  $\Phi_0$  é a porosidade na linha de superfície,  $c$  é o coeficiente de compactação da formação e  $Z$  é a profundidade de interesse. Para qualquer profundidade de interesse, a expressão para o gradiente de poros foi desenvolvida e é dada por (Zhang, 2011):

$$G_{pp} = G_{obv} - (G_{obv} - G_h) \frac{\ln\Phi_0 - \ln\Phi}{cZ} \quad (3.8)$$

Onde  $G_{pp}$  é o gradiente de pressão de poros,  $G_{obv}$  é o gradiente de pressão de overburden e  $G_h$  é o gradiente de pressão hidrostática. Dessa forma, consegue-se encontrar a pressão de poros multiplicando o gradiente de poros pela profundidade desejada. Outra forma de calcular o gradiente de pressão de poros é a partir do princípio de mecânica dos solos, conforme ilustrado na Figura 2 a seguir.

Figura 2: Modelo de compactação de sedimentos



Fonte: Bourgoyne Jr. (1986)

Os pistões na figura acima estão carregados pelo peso da pressão de overburden em uma determinada profundidade. Resistindo a esse carregamento verifica-se a pressão vertical dos grãos e a pressão de poros (Bourgoyne Jr., 1986). Assim, encontra-se o gradiente de pressão de poros pela seguinte equação:

$$\beta G_{pp} = G_{obv} - G_z \quad (3.9)$$

Onde  $\beta$  é o coeficiente de Biot, que assume-se ser igual a 1, a fim de simplificar o cenário e reduzir o número de correlações utilizadas, e  $G_z$  é o gradiente de pressão vertical dos grãos, que pode ser calculada pela seguinte relação:

$$G_z = 1 - \nu \quad (3.10)$$

Onde  $\nu$  é o coeficiente de Poisson, que é uma constante elástica que mede a compressibilidade do material estudado perpendicularmente à tensão aplicada. Lembrando que o valor máximo para o coeficiente de Poisson é 0,5, já que esse é o valor de um material incompressível e deve ser medido para diferentes localidades. Por exemplo, para a região do Golfo do México, Ben Eaton encontrou a seguinte relação abaixo com os seguintes coeficientes empíricos em função da profundidade (pés) – relação esta que pode ser calibrada para outras localidades:

$$\nu = a_1 D^3 + a_2 D^2 + a_3 D + a_4 \quad (3.11)$$

Onde:

$$a_1 = 4,55371017870928 \times 10^{-14}$$

$$a_2 = -1,92071678321704 \times 10^{-9}$$

$$a_3 = 2,71158119658153 \times 10^{-5}$$

$$a_4 = 3,628666666663 \times 10^{-1}$$

No presente trabalho, como esta não é uma região pertencente ao Golfo do México, utilizaram-se dados de velocidade compressional ( $V_p$ ) e de velocidade de cisalhamento ( $V_s$ ) para a definição do coeficiente de Poisson (Eaton, 1997):

$$\nu = \frac{\frac{1}{2}(V_p/V_s)^2 - 1}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1} \quad (3.12)$$

Onde  $V_p$  é a velocidade compressional e  $V_s$  é a velocidade de cisalhamento, que podem ser conseguidas através do perfil sônico.



### 3.3 Pressão de Fratura

Conforme dito anteriormente, pressão de fratura é a pressão requerida para fraturar a formação, causando uma perda de circulação do fluido de perfuração, além de ser o limite superior da janela operacional de pressões permitidas do poço. O limite inferior da pressão de fratura é definido como a pressão requerida para abrir e estender uma fratura pré-existente na formação. Em 1969, Ben Eaton utilizou o coeficiente de Poisson para calcular o gradiente de fratura baseado no conceito proposto por Hubbert e Willis (1957):

$$G_{fi} = \frac{\nu}{1-\nu} (G_{obv} - G_{pp}) + G_{pp} \quad (3.13)$$

Onde  $G_{fi}$  é o gradiente de pressão de fratura mínimo,  $\nu$  é o coeficiente de Poisson. Quando já existem fraturas na formação, o gradiente de fratura deve ser ainda menor do que o limite inferior do gradiente de fratura. Geralmente utiliza-se cerca de 0,1 libras por galão como margem de segurança visando evitar possíveis fraturas no poço.

Em aplicações de engenharia, o uso da velocidade compressional ( $Vp$ ) é bastante utilizados com outros parâmetros, como o coeficiente de Poisson ( $\nu$ ) e módulo de Young ( $E$ ). A relação entre velocidade compressional ( $Vp$ ) e módulo de Young ( $E$ ) é definida como (Awang, 2017):

$$Vp = \sqrt{\frac{E}{\rho_b}} \quad (3.14)$$

Sachpazis produziu um modelo de estimativa entre força compressiva uniaxial (UCS) e módulo de Young ( $E$ ) conhecido como (Awang, 2017):

$$E = 0,3752UCS + 4,428 \quad (3.15)$$

A força compressiva uniaxial (UCS) e o ângulo de fricção interno ( $\Phi$ ) de rochas sedimentares são parâmetros chave necessários para determinar as possíveis problemas de instabilidade de poços durante a perfuração (Moos et al., 2003). O UCS em xistos pode ser calculado a partir da equação de Lal (Zoback, 2005):

$$UCS = 10 \left( \frac{304,8}{\Delta t} - 1 \right) \quad (3.16)$$

Onde  $\Delta t$  é o intervalo de tempo de trânsito na formação analisada. Em 1999, Lal também definiu uma equação para estimar o ângulo de fricção interno ( $\Phi$ ) em xistos (Zoback, 2005):

$$\Phi = \sin^{-1} \left( \frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \quad (3.17)$$

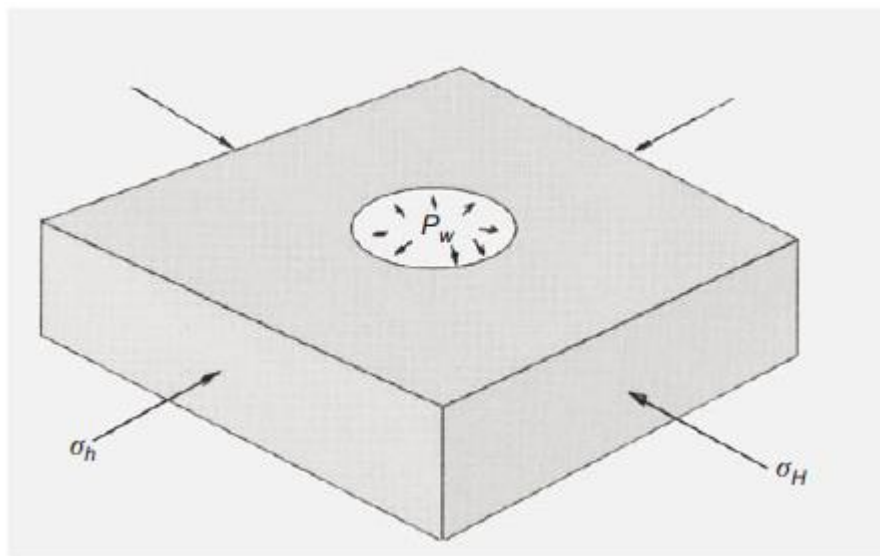
Após o cálculo do UCS e do ângulo de fricção interno ( $\Phi$ ), consegue-se calcular a força de coesão utilizando a equação de Coulomb (Dutta, 2015):

$$C_o = \frac{UCS(1-\sin \Phi)}{2\cos\Phi} \quad (3.18)$$

### 3.4 Tensões In-Situ

Antes do poço ser perfurado, uma tensão horizontal mínima existia na rocha e, durante a perfuração, essa rocha foi substituída por fluido de perfuração. Sendo assim, se o fluido de perfuração exercer a mesma tensão horizontal de antes, não haverá nenhuma mudança relativa às tensões da formação. A tensão horizontal mínima ( $S_h$ ) pode ser medida experimentalmente através de um teste chamado de Teste de Integridade da Formação (LOT). O LOT é performado depois que cada seção de cimentação é instalada, fazendo-se testes hidráulicos. Para permitir que a perfuração continue, esse teste deve apresentar uma adequada resistência do poço para que se possa perfurar a seção seguinte com segurança (Mitchell, 2011). Conforme Figura 3 a seguir, observa-se os sentidos e direções na abordagem clássica das tensões in-situ.

Figura 3: Abordagem clássica das tensões in-situ.



Fonte: Aadnoy (1996)

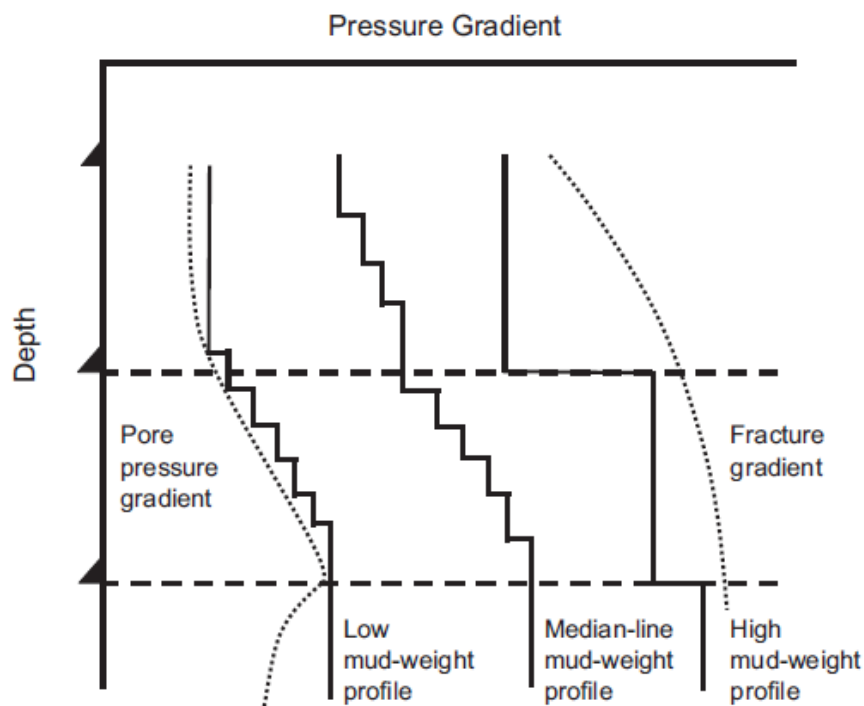
Contudo, essas tensões também podem ser estimadas com algumas considerações. Para a maioria das bacias sedimentares, sempre existirão diferenças entre as tensões horizontais, porém, para o presente trabalho será considerado que as tensões horizontais serão aproximadamente iguais, visando a simplificação da aplicação. Dessa forma, consegue-se

estimar a tensão horizontal mínima através do princípio da linha média, que é o ponto médio entre a pressão de fratura ( $P_f$ ) e a pressão de poros ( $P_p$ ) (Aadnoy, 1987):

$$S_h = 1/2(P_f + P_p) \quad (3.19)$$

A Figura 4 a seguir ilustra esse princípio. A indústria do petróleo usualmente utiliza a pressão de lama excedendo um pouco a pressão de poros, conforme mostrado na Figura 4 à esquerda, a fim de poupar a formação e evitar futuros danos. Um perfil de lama como o da direita torna-se necessário quando se necessita reduzir a tensão tangencial e, dessa forma, o potencial de colapso do poço, o qual discutiremos posteriormente.

Figura 4: Perfis de pressão.



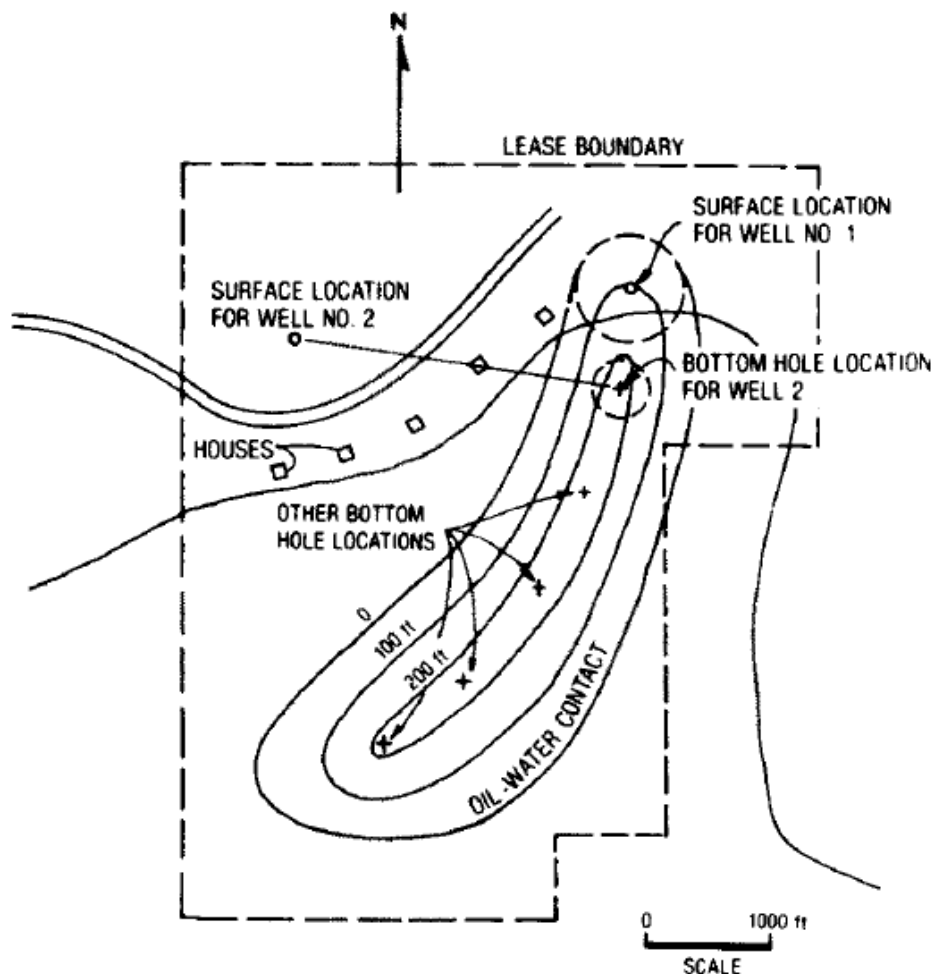
Fonte: Mitchell (2011).

### 3.5 Pressões em Poços Inclinados

Até agora discorreu-se sobre poços verticais. Porém, no começo dos anos 1980, muitos poços bastante inclinados começaram a ser desenvolvidos. Isso deixa o cenário bastante complexo, pois agora trata-se de analisar as tensões em três dimensões. Em alguns casos, a perfuração se torna um processo tridimensional em virtude de necessidades geológicas e/ou financeiras.

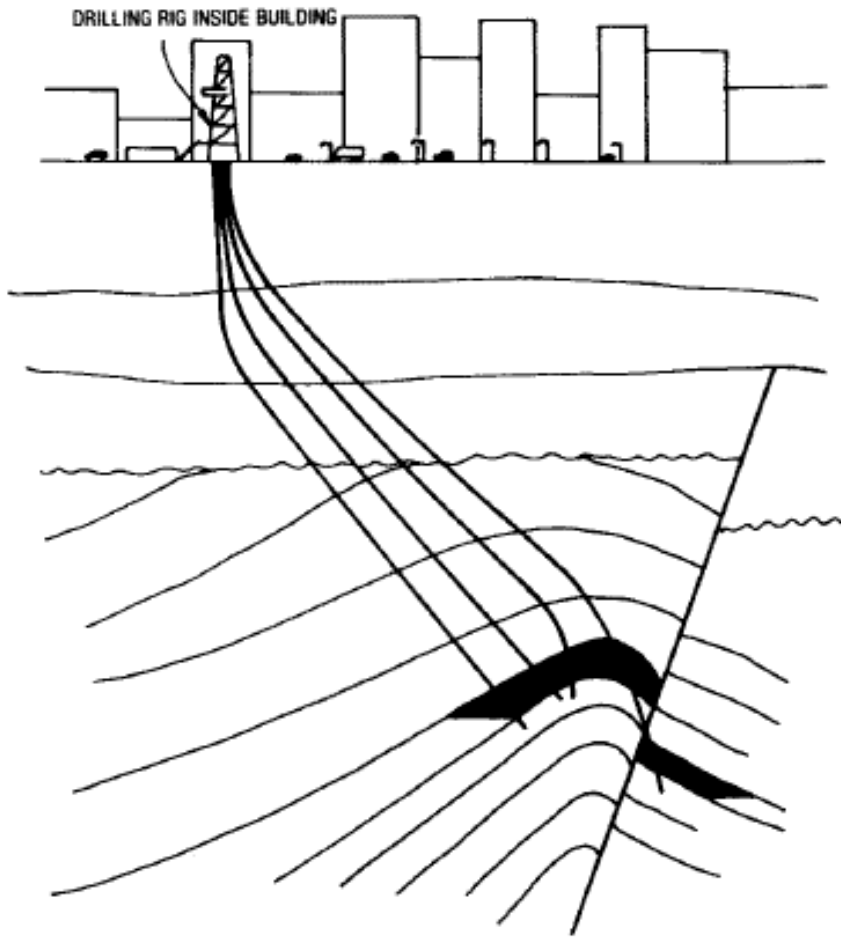
A Figura 5 apresenta um típico exemplo para esse tipo de cenário. Observa-se que a estrutura desejada se encontra quase que inteiramente abaixo de um lago. O poço 1 foi perfurado numa parte da estrutura que não está abaixo do lago e, por conta disso, foi de simples perfuração vertical. Porém, para desenvolver os demais poços do campo, perfurações direcionais serão necessárias. O único modo dos demais poços serem perfurados verticalmente seria usando plataformas de produção e, por conta do alto investimento necessário para este tipo de estrutura, essa ideia não seria tão atrativa quanto perfurar direcionalmente a partir de alguma base na superfície. Importante lembrar que, em alguns casos, não há alternativa senão perfurar direcionalmente. Por exemplo, se o lago do caso da Figura 5 fosse a única fonte de água potável da região, haveriam restrições quanto à instalação de plataformas de produção no lago (Bourgoyne Jr., 1986). Na Figura 6, ilustra-se um caso de necessidade de perfuração direcional em centros populacionais.

Figura 5 – Exemplificação de um caso de necessidade de poços desviados.



Fonte: Bourgoyne Jr. (1986)

Figura 6 – Caso de perfuração direcional em centros populacionais



Fonte: Bourgoyne Jr. (1986)

Desde então, estudar a estabilidade do poço para esses tipos de poços é essencial para reduzir os riscos e custos do procedimento de perfuração. Primeiramente, definem-se as equações gerais para as tensões no poço, chamadas de equações de Kirsch (Aadnoy and Chenevert, 1987):

$$S_r = \frac{1}{2}(S_x + S_y) \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(S_x - S_y) \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right) \sin 2\theta + \frac{a^2}{r^2} P_w \quad (3.20)$$

$$S_\theta = \frac{1}{2}(S_x + S_y) \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(S_x - S_y) \left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - \frac{a^2}{r^2} P_w \quad (3.21)$$

$$S_z = S_{zz} - 2\nu(S_x - S_y) \frac{a^2}{r^2} \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \frac{a^2}{r^2} \sin 2\theta \quad (3.22)$$

$$\tau_{r\theta} = \left[\frac{1}{2}(S_x - S_y) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta\right] \left(1 - \frac{3a^4}{r^4} + \frac{2a^2}{r^2}\right) \quad (3.23)$$

$$\tau_{rz} = (\tau_{xy}\cos\theta + \tau_{yz}\sin\theta) \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (3.24)$$

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{xz}\cos\theta + \tau_{yz}\sin\theta) \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (3.25)$$

$$S_x = (S_H \cos^2 \alpha + S_h \sin^2 \alpha) \cos^2 \varphi + S_v \sin^2 \varphi \quad (3.26)$$

$$S_y = (S_H \sin^2 \alpha + S_h \cos^2 \alpha) \quad (3.27)$$

$$S_z = (S_H \cos^2 \alpha + S_h \sin^2 \alpha) \sin^2 \varphi + S_v \cos^2 \varphi \quad (3.28)$$

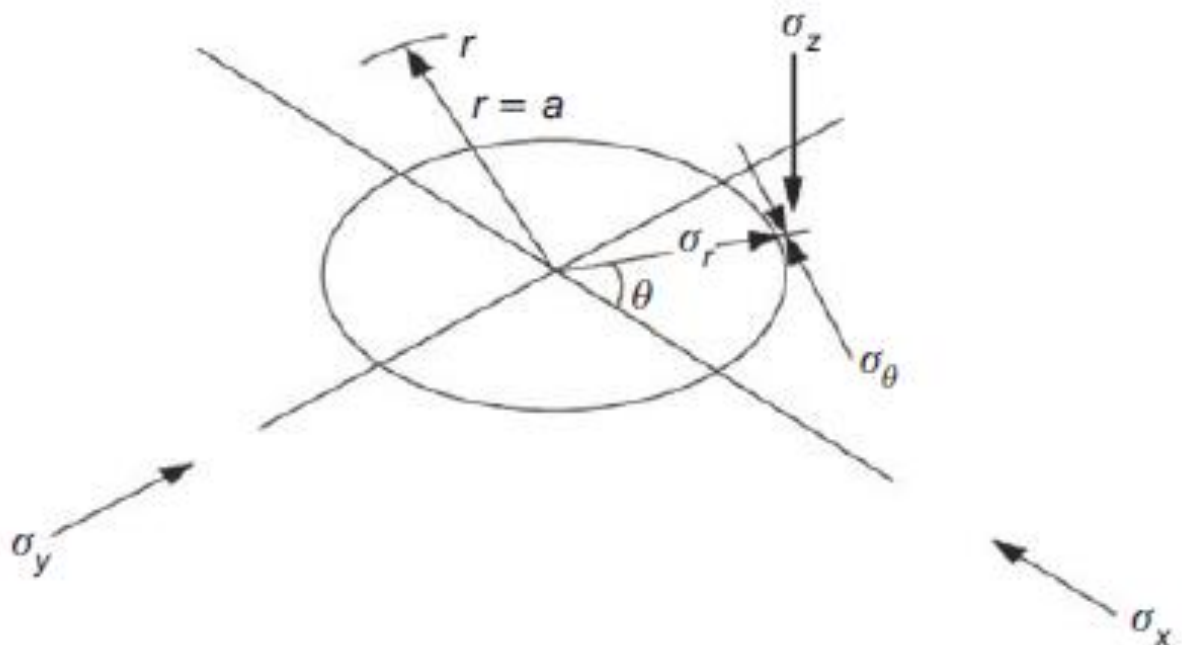
$$\tau_{yz} = \frac{1}{2}(S_h - S_H)\sin 2\alpha \sin \varphi \quad (3.29)$$

$$\tau_{xz} = \frac{1}{2}(S_H \cos^2 \alpha + S_h \sin^2 \alpha - S_v)\sin 2\varphi \quad (3.30)$$

$$\tau_{xy} = \frac{1}{2}(S_h - S_H)\sin 2\alpha \cos \varphi \quad (3.31)$$

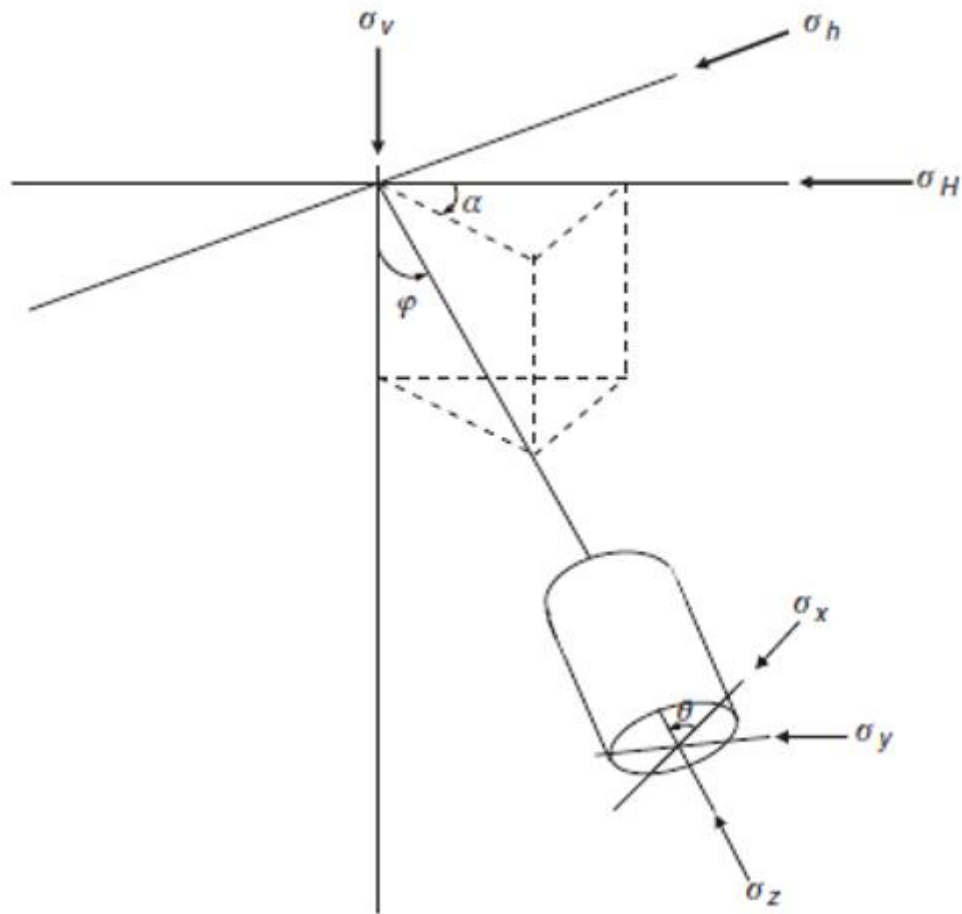
Observa-se que, a partir dos valores de  $S_h$  e  $S_H$ , consegue-se converter as mesmas para um sistema de três dimensões e também consegue-se calcular as tensões atuantes na parede do poço. O ângulo  $\alpha$  é o ângulo de azimute,  $\varphi$  é o ângulo referente à inclinação do poço e o ângulo  $\theta$  é medido a partir do eixo x e representa o ângulo onde a fratura ocorre (Mitchell, 2011). A Figura 7 e a Figura 8 ilustram e esclarecem todas essas medidas.

Figura 7: Tensões na parede no poço.



Fonte: Aadnoy (1996).

Figura 8: Ilustração das orientações das tensões in-situ



Fonte: Mitchell (2011).

#### 4 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DO POÇO

Após o cálculo de todos os parâmetros anteriores, transformando as tensões in-situ ( $S_h$  e  $S_H$ ) para a orientação do poço, agora é possível fazer a análise da estabilidade do poço através dos critérios de fratura e de colapso definidos a seguir. A parede do poço está sujeita às tensões normais e cisalhantes. Para a análise de estabilidade estudada, as equações a seguir são as principais na parede do poço para o caso de fratura:

$$S_1 = P_w \quad (4.1)$$

$$S_3 = \frac{1}{2}(S_\theta + S_z) - \frac{1}{2}\sqrt{(S_\theta - S_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (4.2)$$

O poço irá fraturar quando a tensão efetiva mínima alcançar a tensão da rocha ( $S_t$ ) (Mitchell, 2011). Segue a expressão que representa esse caso:

$$S'_3 = S_3 - P_p = S_t \quad (4.3)$$

Inserindo a equação 4.2 na 4.3, a tensão tangencial crítica é dada por:

$$S_\theta = \frac{\tau_{\theta z}^2}{S_z - S_t - P_p} + P_p + S_t \quad (4.4)$$

Dessa forma, inserindo a equação 4.4 na equação 3.21, a pressão crítica de fratura é dada por:

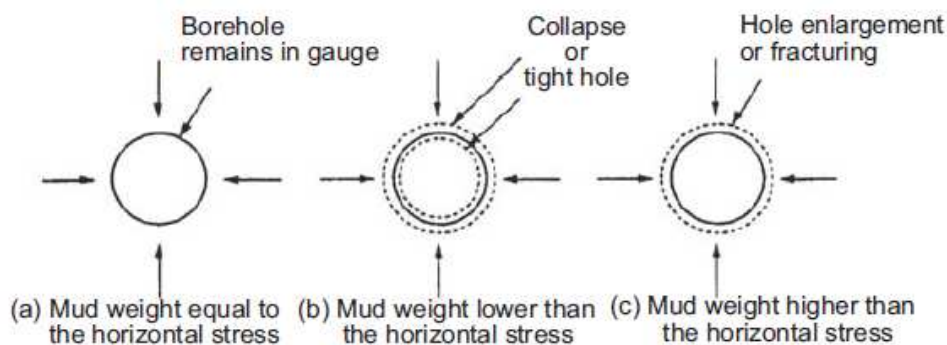
$$P_{wf} = S_x + S_y - 2(S_x - S_y)\cos 2\theta - 4\tau_{xy}\sin 2\theta - \frac{\tau_{\theta z}^2}{S_z - S_t - P_p} - P_p - S_t \quad (4.5)$$

Onde:

$$\tan 2\theta = \frac{2\tau_{xy}}{S_x - S_y} \quad (4.6)$$

É comum considerar que a rocha tem  $S_t$  nula, pois esta deve conter rachaduras ou fissuras (Mitchell, 2011). Na Figura 9 e na Figura 10, ilustra-se o comportamento do poço em diferentes situações de pressão.

Figura 9: Comportamento do poço em diferentes situações de pressão





O colapso é um fenômeno associado à baixas pressões de poço. Essa questão pode ser vista na equação 3.21. Quando se têm baixas pressões de poço, a tensão tangencial se torna maior. Agora que as tensões radiais e tangenciais se diferenciam bastante, uma considerável tensão cisalhante aparece (Mitchell, 2011):

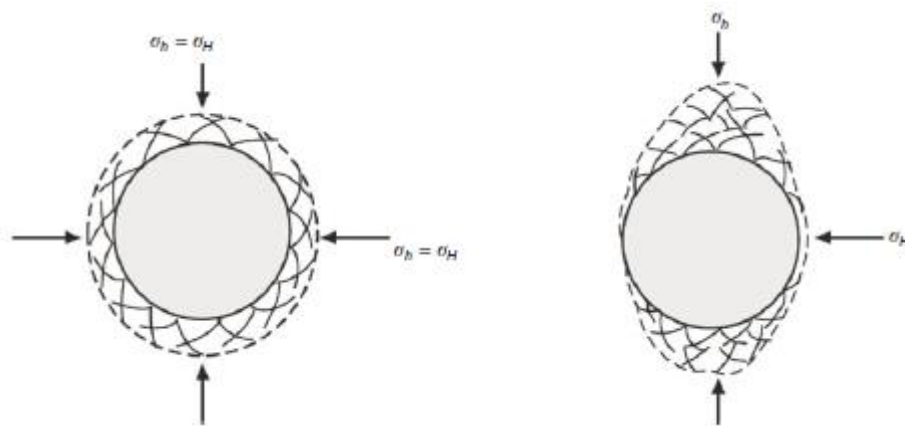
$$S_1 = \frac{1}{2}(S_\theta + S_z) + \frac{1}{2}\sqrt{(S_\theta - S_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (4.7)$$

$$S_3 = P_w \quad (4.8)$$

Do modelo de falha de Mohr-Coulomb, extrai-se que (Mitchel, 2011):

$$P_{wc} = S_h(1 - \text{sen}\Phi) - C_o \cos\Phi + P_p \text{sen}\Phi \quad (4.9)$$

Figura 10: Diferentes casos de colapso



Fonte: Mitchell (2011)

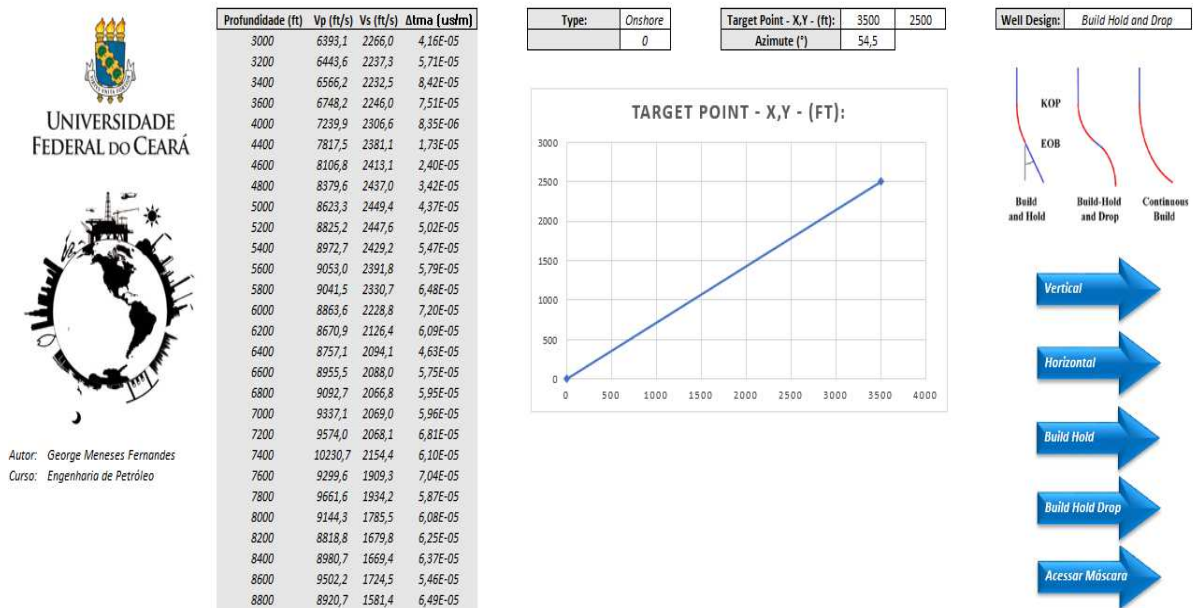
## 5 DESENVOLVIMENTO DA PLANILHA

O ponto chave deste trabalho está no desenvolvimento de uma planilha no MS Excel, que seja capaz de gerar os gráficos de pressão de poros, pressão de colapso, pressão de fratura e pressão de overburden a partir de dados de perfilagem sônica (sonic log) como profundidade e intervalos de tempo de trânsito da formação rochosa estudada.

Esta foi desenvolvida para quatro tipos de desenho de poços diferentes: vertical, horizontal (ou continuous build), build-hold e build-hold-and-drop. Quando se opta por um desses tipos de desenho de poço, a planilha nos retorna a ângulação de inclinação do poço, que é informação essencial para o cálculo da pressão de colapso, conforme será visto no estudo de caso localizado na próxima seção.

Na página inicial (ver Figura 11), localiza-se o painel inicial de dados de entrada, onde são informados os dados de perfilagem sônica (profundidade em pés, velocidades em pés por segundo e o tempo de trânsito da onda na rocha matriz em milisegundos), o tipo do poço (offshore ou onshore), lâmina d'água, as coordenadas de objetivo do poço e o desenho que o poço será construído. A partir das informações das coordenadas de objetivo do poço, o azimute é automaticamente calculado.

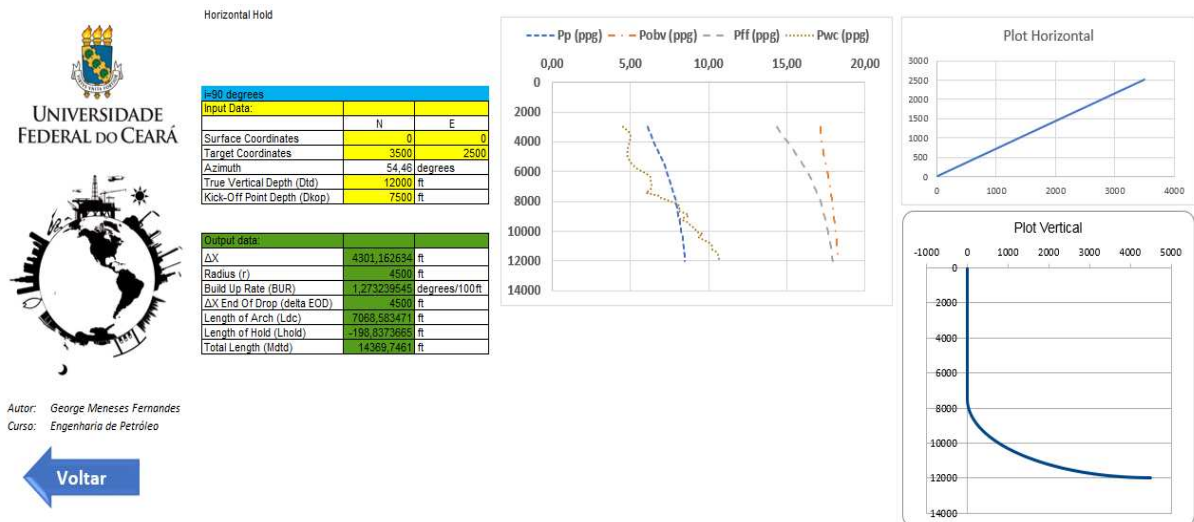
Figura 11: Painel inicial de alimentação de dados



Fonte: elaborado pelo autor.

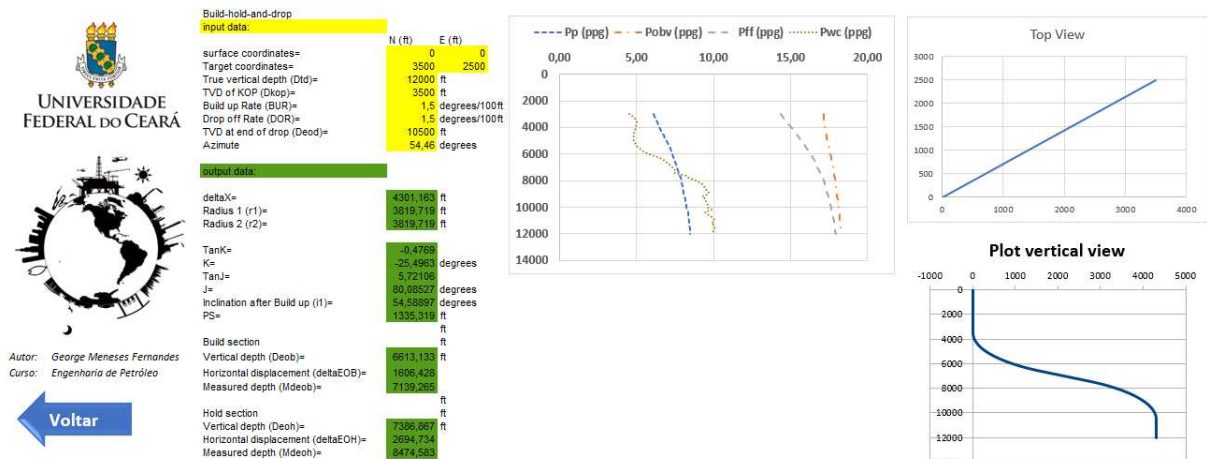
Dessa forma, clica-se no botão de escolha do desenho do poço e este o conduzirá para a tela de informações do respectivo desenho do poço, conforme Figura 12 e Figura 13. Nessa aba, é possível inserir outros dados de ajuste fundamentais relacionados ao desenho do poço desejado, como KOP (Ponto de Desvio) e BUR (Taxa de Inclinação). Dessa forma, dados de saída serão gerados e inseridos automaticamente na aba chamada de Máscara, cujo objetivo é produzir o gráfico da janela operacional de pressões, que é o grande foco deste trabalho.

Figura 12: Exemplo de Painel de Desenho de Poço Horizontal



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 13: Exemplo de Painel de Desenho de poço Build-Hold and Drop



Fonte: elaborado pelo autor.

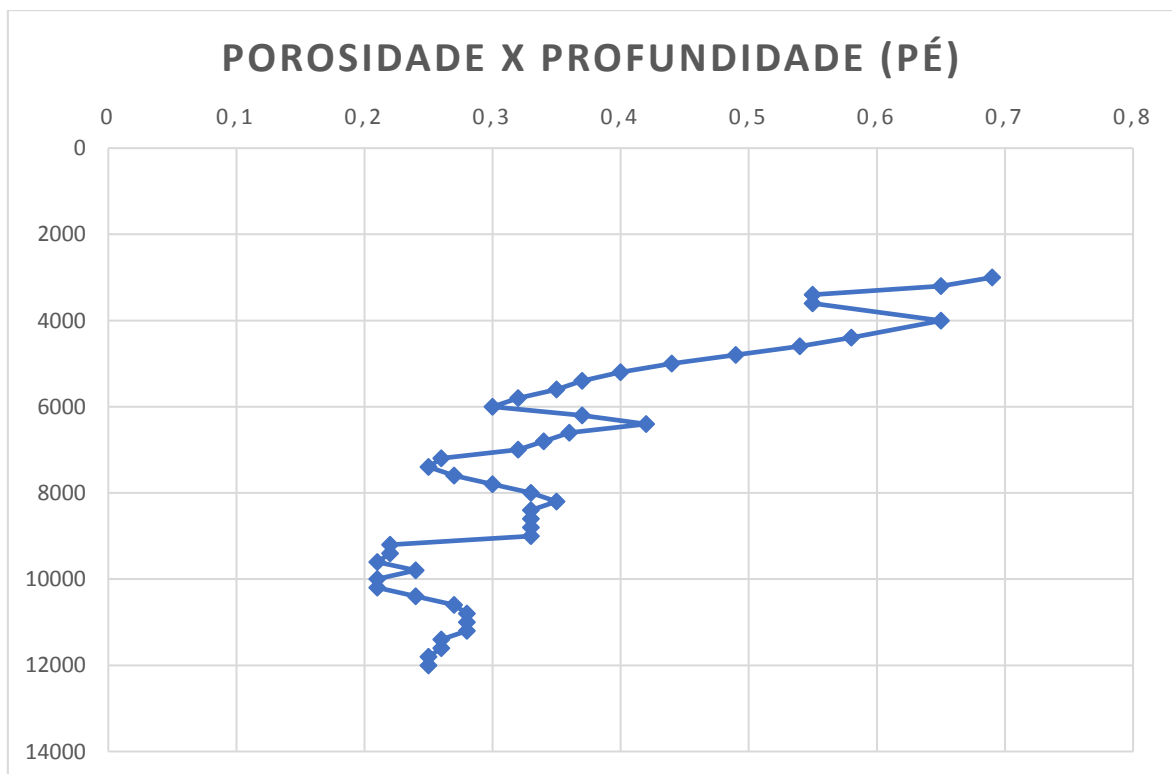
## 6 ESTUDO DE CASO

Os dados utilizados para o presente estudo de caso são provenientes de um campo no Delta do Níger, localizado na Nigéria e um dos maiores da África (Mkpese, 2018). O Delta do Níger é uma das maiores bacias da África e a espessura dos sedimentos variam de 9 a 12 quilômetros. Para o poço A estudado, foram disponibilizados dados de profundidade e de intervalo de tempo de trânsito na formação (xisto/shale), que se encontram no Apêndice A. Para os demais poços do campo, os dados estão disponibilizados nos demais Apêndices.

### 6.1 Poço vertical

Dos dados de intervalos de tempo de trânsito, consegue encontrar a perfilagem de porosidade, conforme Gráfico 1.

Gráfico 1: Perfilagem de porosidade para o poço A.

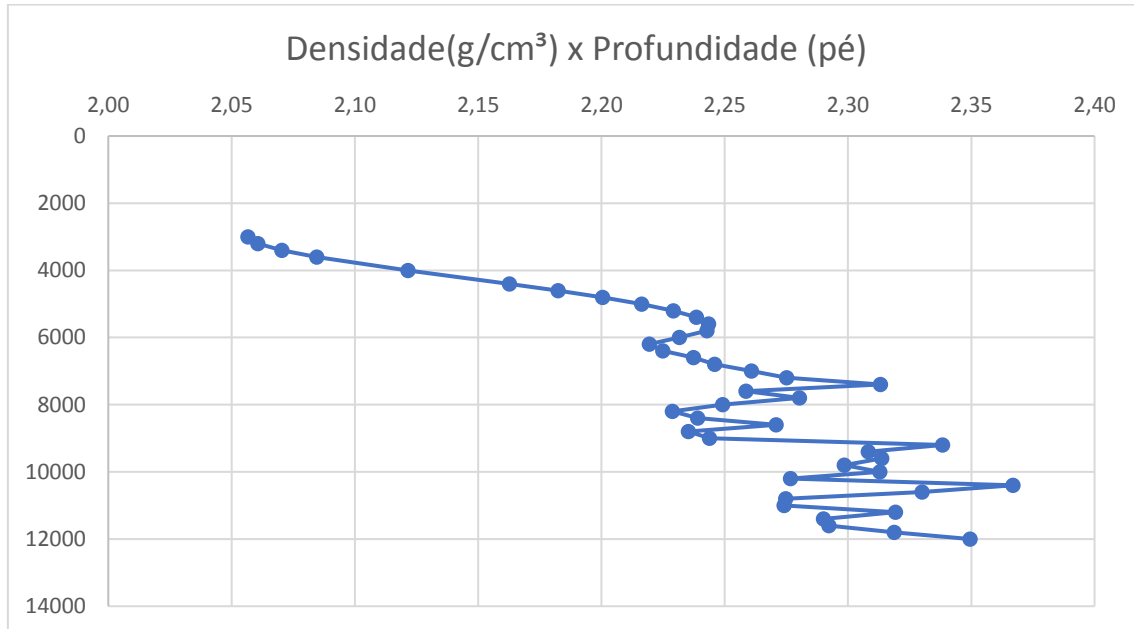


Fonte: elaborado pelo autor.

Observa-se que o aumento da profundidade tem como consequência uma diminuição da porosidade, o que caracteriza o comportamento do grau de compactação da rocha com a profundidade.

Assim, a partir das velocidades de trânsito na formação estudada (extraídas do perfil sônico), consegue-se encontrar a perfilagem de densidade, conforme ilustrado Gráfico 2.

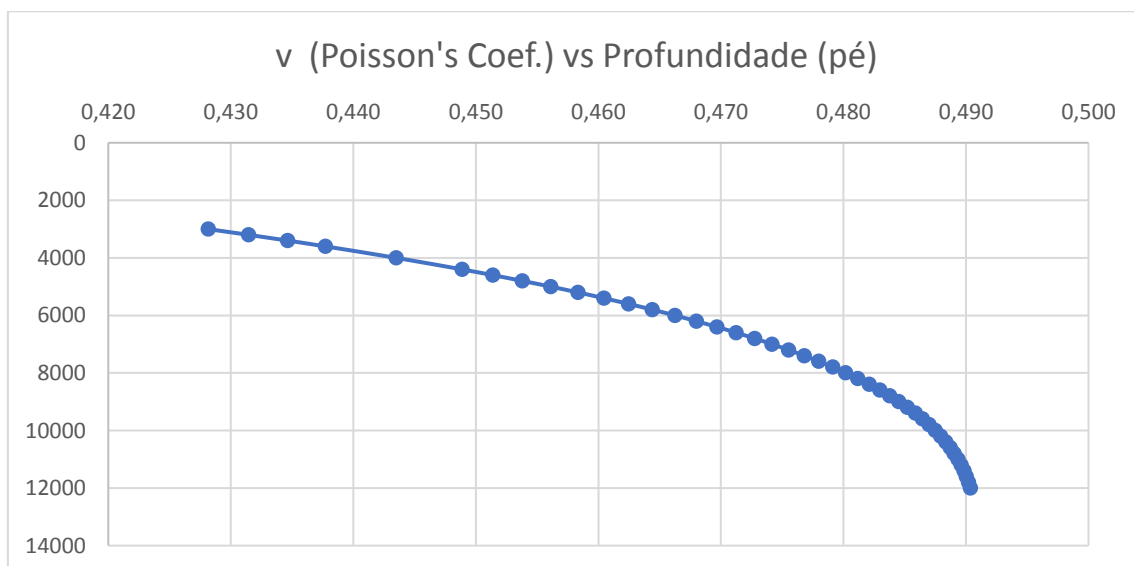
Gráfico 2: Perfilagem da densidade da rocha em função da profundidade



Fonte: elaborado pelo autor.

Observa-se, também, o grau de compactação em função da profundidade pelos dados de perfilagem da densidade. No Gráfico 3, tem-se o comportamento do coeficiente de Poisson com a profundidade.

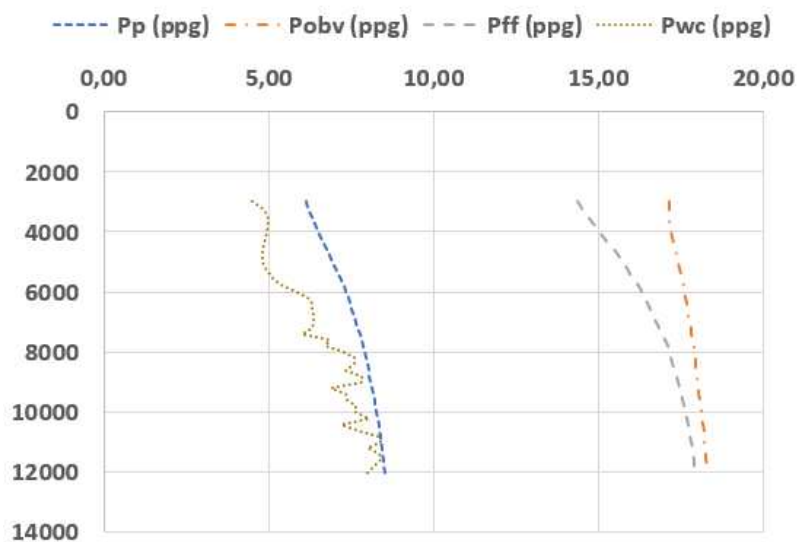
Gráfico 3: Comportamento do coeficiente de Poisson com a profundidade



Fonte: elaborado pelo autor.

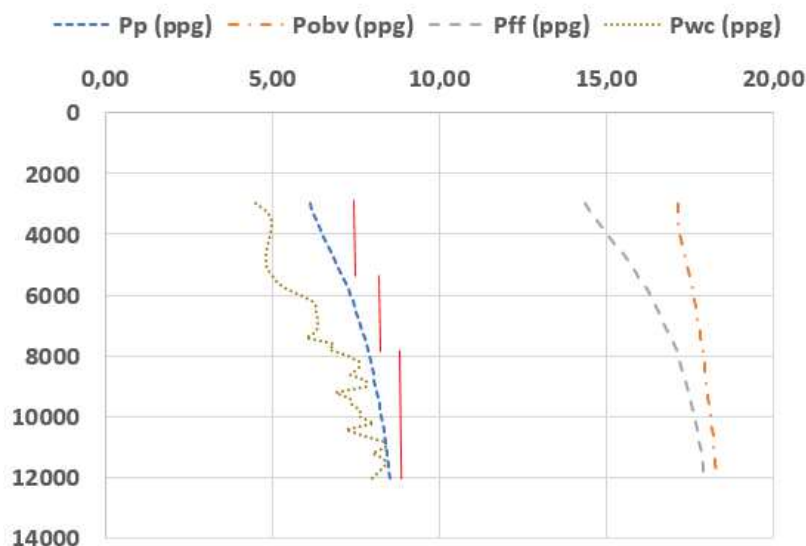
Para a perfuração de um poço vertical, começa-se a achar parâmetros como pressão de overburden, pressão de poros e pressão de fratura com bastante facilidade. Lembrando que as linhas de pressão se tratam de estimativas. No cenário real, essas linhas possuem desvios ao longo de toda trajetória, em virtude das falhas e mudanças de formação. Logo, existem grandes incertezas nessas estimativas de pressão que devem ser levadas em consideração quando iniciar a perfuração. Para o complemento do estudo de caso, temos a seguinte sugestão de posicionamento das sapatas de revestimento com 3 fases, conforme Gráfico 5 a seguir.

Gráfico 4: Janela Operacional para Poço A vertical



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 5: Sugestão de posicionamento de sapatas de revestimento



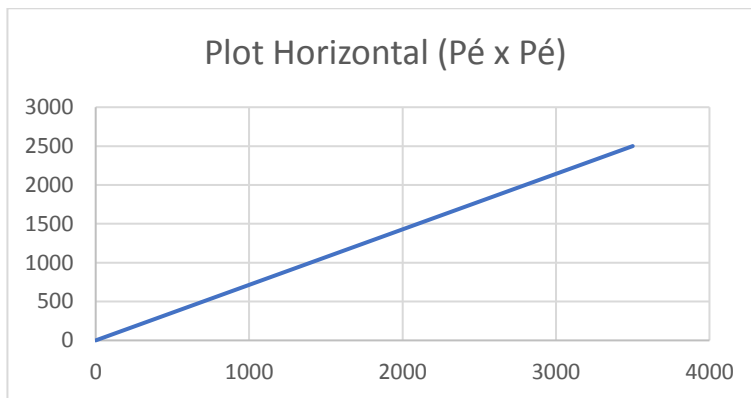
Fonte: elaborado pelo autor.

## 6.2 Poços Direcionais

### 6.2.1 Poço Horizontal

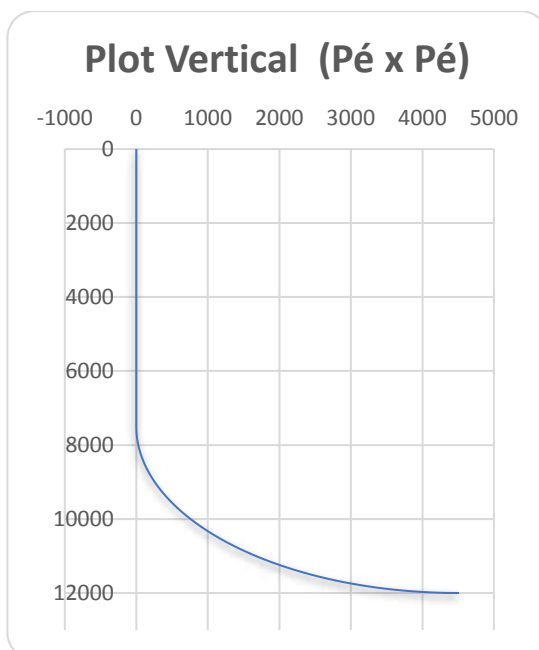
Supõe-se que por conta de uma possível necessidade geológica e de produção, decide-se perfurar um poço A utilizando um desenho horizontal, com um kick-off point (KOP) de 7500 ft e com coordenadas geográficas (3500, 2500), que resultam em um azimute de aproximadamente 54°. Conforme Gráfico 6 e Gráfico 7, tem-se o plot horizontal e vertical do poço, respectivamente.

Gráfico 6: Plot Horizontal



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 7: Plot Vertical

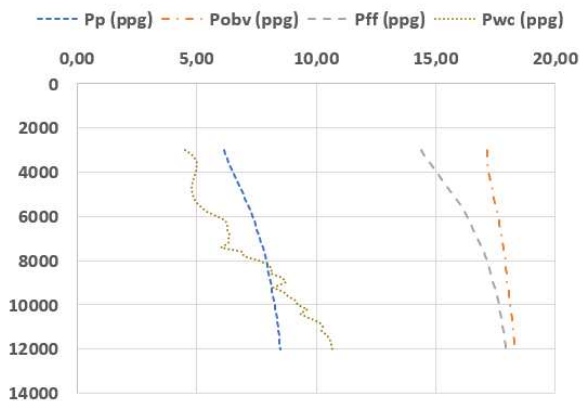


Fonte: elaborado pelo autor.

Como este caso será referente à um poço horizontal, o cenário fica mais complexo no que se refere às equações utilizadas, agora em três dimensões. Quando começa-se a inclinação do poço, variando com o ângulo ( $\varphi$ ), diversos outros parâmetros aparecem em função desse ângulo, como a pressão de colapso ( $P_{wc}$ ) e pressão de fratura ( $P_{wf}$ ), e são essenciais para definir a janela operacional (mud window) mais adequada para determinado caso, como a pressão de colapso ( $P_{wc}$ ) e pressão de fratura ( $P_{wf}$ ). Dessa forma, os principais parâmetros para a definição da janela operacional para o presente poço A horizontal possuem o perfil do Gráfico 8.

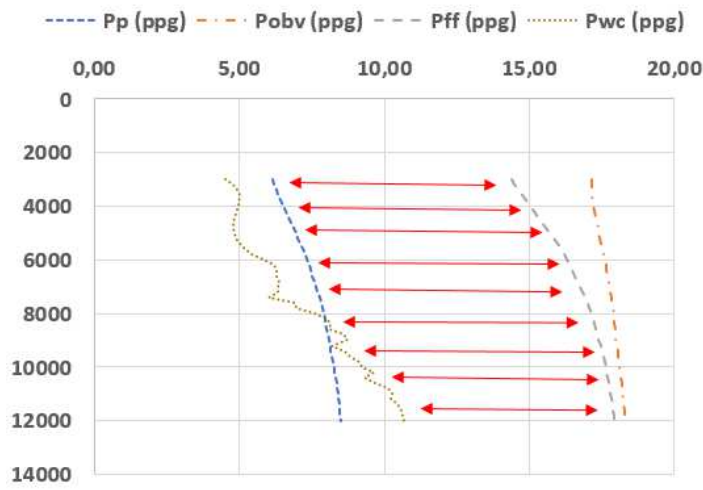
Observa-se que até os 8000 pés, a pressão de poros é considerada ser o limite inferior para a janela operacional. Porém, após o ponto de desvio (KOP), a pressão de colapso começa a ficar maior em decorrência da inclinação do poço. Portanto, temos que a janela operacional para o poço A horizontal será como ilustrado no Gráfico 9.

Gráfico 8: Parâmetros para definição da janela operacional do poço A horizontal



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 9: Definição da janela operacional para o poço A horizontal

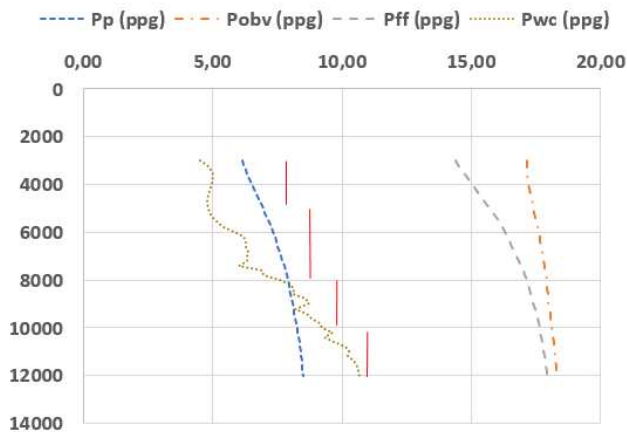


Fonte: elaborado pelo autor



Conforme ilustrado na Figura 4, a indústria do petróleo costuma utilizar um perfil de pressão de perfuração conservador, com a pressão de perfuração excedendo um pouco a pressão de colapso e de poros. Dessa forma, esse mesmo perfil foi utilizado na sugestão do posicionamento das sapatas de revestimento para complementar o presente estudo de caso, conforme ilustrado no Gráfico 10, com a implementação de 4 fases.

Gráfico 10: Sugestão de posicionamento das sapatas de revestimento.

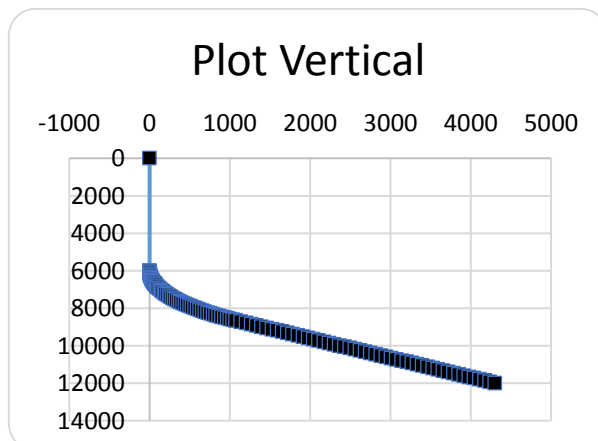


Fonte: elaborado pelo autor.

### 6.2.2 Poço Build and Hold

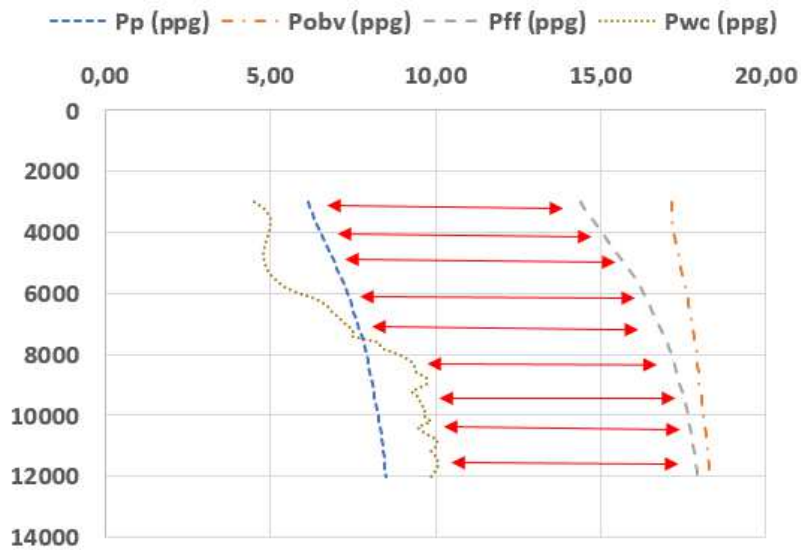
Analogamente, para o poço de trajetória “build and hold” com KOP de 6000 pés e um BUR (Taxa de Inclinação) de  $1,5^\circ$  a cada 100 pés, têm-se os seguintes resultados conforme Gráficos 11, 12 e 13 a seguir.

Gráfico 11: Desenho do Poço Build and Hold



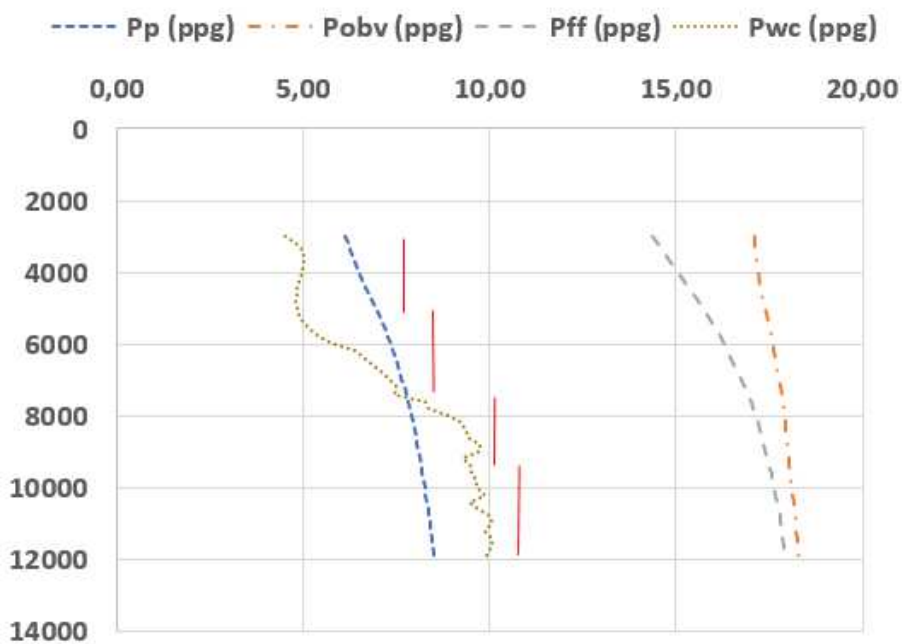
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 12: Definição da janela operacional



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 13: Sugestão de posicionamento das sapatas de revestimento



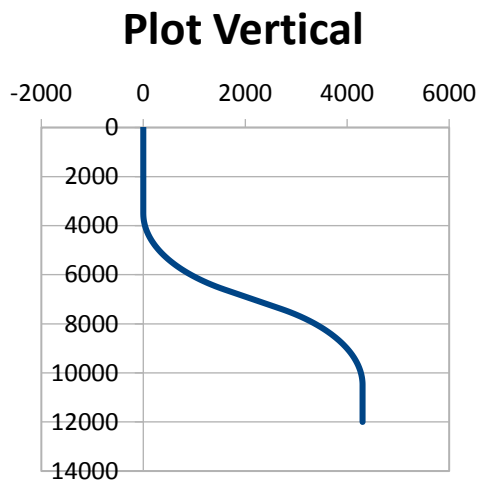
Fonte: elaborado pelo autor.

Percebe-se que , como o poço possui desenho “build and hold”, a pressão de colapso continua a se deslocar para a direita, aumentando o seu valor até o ângulo de inclinação do poço atingir seu valor máximo e permanecer constante.

### 6.2.3 Poço Build-Hold and Drop

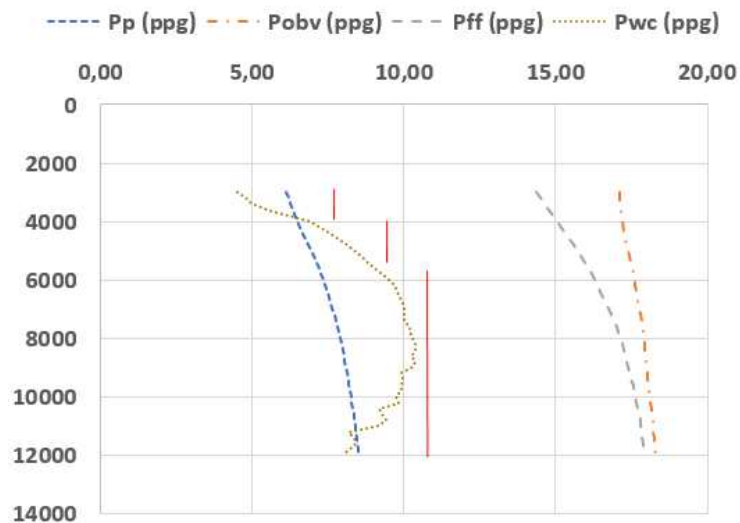
Analogamente, para o poço de trajetória “build-hold and drop” com o ponto de desvio em 3500 pés e ponto de término de caída em 10500 pés, com um BUR de  $1,5^\circ$  e um DOR também de  $1,5^\circ$ , temos os seguintes resultados a seguir. Conforme o Gráfico 14, observa-se que nesse desenho de poço do poço A tem a necessidade de se reduzir o ponto de desvio (KOP) e também existe um ponto de término de desvio. Logo, um perfil de curva para a pressão de colapso (Pwc) é esperado.

Gráfico 14: Desenho do poço Build-Hold and Drop



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 15: Sugestão para posicionamento de sapatas de revestimento



Fonte: elaborador pelo autor.

## 7 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

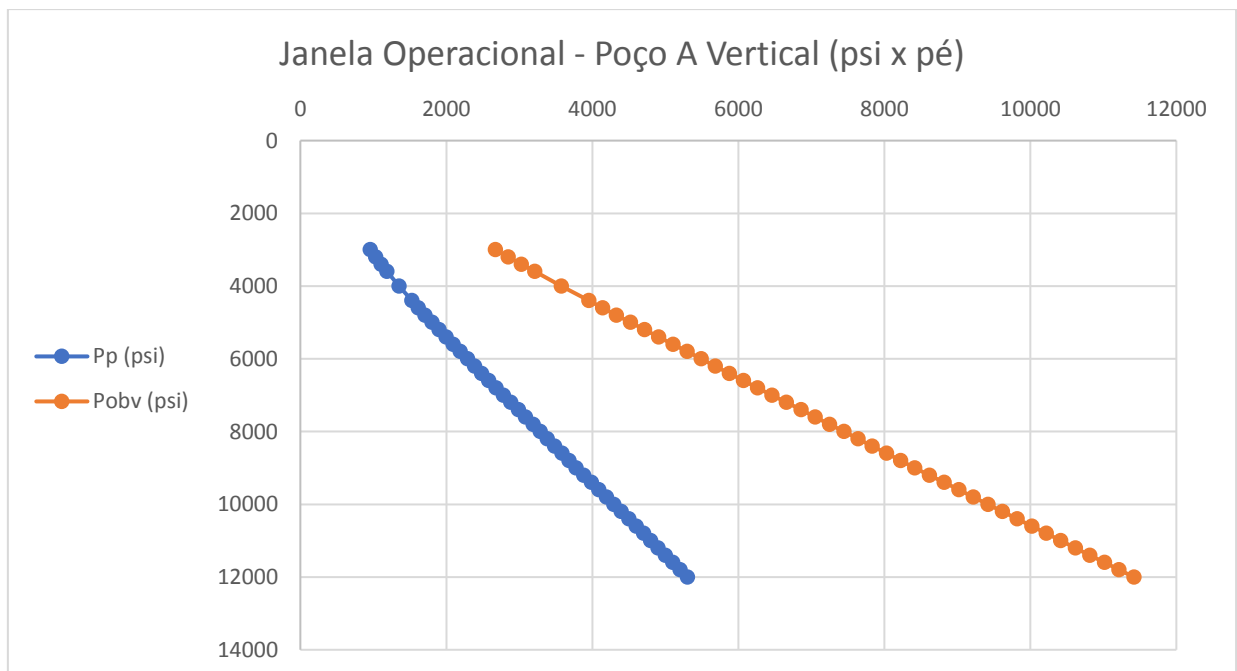
Todo e qualquer programa construído deve ser validado a partir de dados reais e, como a construção dessa planilha trata-se de um caso como este, deve-se validar a funcionalidade desta com os resultados do artigo onde os dados foram extraídos, chamado de “Estimation of Overpressures From Porosity Based Method: A Theretical Approach Applied to the Central/Coastal Swamp Depo-Belts of the Niger Dela Basin”. Como os gráficos do artigo são gerados em psi, há uma necessidade de geração da janela operacional também em psi para que a comparação dos resultados seja feita com mais acuracidade. Para um poço vertical, temos o seguinte perfil ilustrado no Gráfico 16 a seguir.

Observa-se que, no artigo, as pressões de poros são calculadas baseadas na porosidade, a partir do modelo de estimativa. Portanto, é natural que os resultados comparados apresentem algumas diferenças de valores. As seguintes equações são utilizadas, que foram apresentadas na seção 3.2:

$$\Phi_n = \Phi_0 e^{-cZ} \quad (3.7)$$

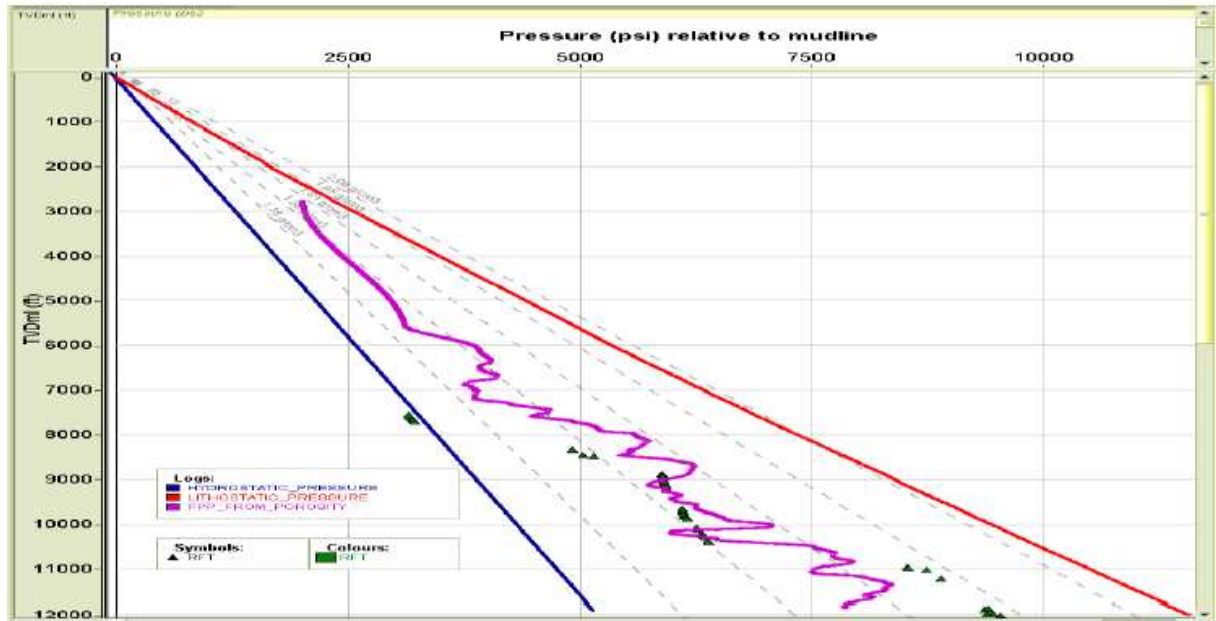
$$G_{pp} = G_{obv} - (G_{obv} - G_h) \frac{\ln \Phi_0 - \ln \Phi}{cZ} \quad (3.8)$$

Gráfico 16: Janela Operacional do Poço A em psi



Fonte: elaborado pelo autor

Gráfico 17: Janela Operacional do Poço A no Artigo Estudado



Fonte: Mkpese (2018)

## 8 CONCLUSÃO

Diante de tudo que foi explanado, percebe-se que quando se trata de poços verticais, todo o cenário de curvas de pressão é bem mais simples do que o cenário de um poço direcional. Todos esses detalhes se tornam essenciais para prever o comportamento das pressões de colapso e de fratura, que variam acentuadamente com a inclinação do poço. Por exemplo, quando o ângulo de inclinação é aumentado, a pressão mínima da janela operacional sobrepõe a pressão de poros da formação. Para isso, prever e estimar os limites de pressão operacionais do poço são pontos bastante importantes porque garantem que, quando a pressão de lama de perfuração encontrar-se na faixa operacional permitida, tenha-se segurança no procedimento, não acarretando em uma possível fratura ou colapso do poço, e o mínimo de custos financeiros possíveis.

Os tipos de trajetória utilizadas nesse trabalho foram: vertical, horizontal (ou continuous build), buil-hold e build-hold-and-drop. O tipo de formação utilizada foi xisto/folhelho (ou shale). A planilha desenvolvida se mostrou bastante funcional com os testes feitos, retratando um cenário bem próximo da realidade, com a possibilidade de se estudar como as pressões de poros, overburden, colapso e fratura variam de acordo com a trajetória do poço e com as características da formação. Além disso, o programa é válido para regiões novas pois, quando se tratam de regiões depletadas, as tensões horizontais irão se modificar e deverão ser obtidas utilizando simulação.

Obviamente esta é uma versão inicial da planilha, que representa o início de estudo e compilações de correlações ainda pouco explorados em artigos publicados. Deixo uma recomendação de uma posterior necessidade de ampliar os limites de aplicação da planilha, atendendo à necessidades mais complexas e corrigindo possíveis erros no material produzido. Adicional a essas recomendações, disponibilizo a planilha em modo público na internet no link: <https://drive.google.com/open?id=1tmbMCNGHBxWTMl3bLQ3DaYlGXJ9h9-n> para que todos interessados no tema de estudo tenham acesso livre e possam contribuir para a melhora da mesma.

## REFERÊNCIAS

- MITCHELL, Robert F.; MISKA, Stefan Z.. **Fundamentals of Drilling Engineering**. Richardson, TX: Society Of Petroleum Engineers, 2011. 12 v.
- AWANG, H. et al. **Correlation Between P-wave Velocity and Strength Index for Shale to Predict Uniaxial Compressive Strength Value**. ISCEE. Malásia, 2017.
- CHANG, Chandong; ZOBACK, Mark; ABBAS, Khaksar. **Empirical Relations Between Rock Strength and Physical Properties in Sedimentary Rocks**. JPSE. Estados Unidos, 2006.
- MKPESE, Ubon Udofia. **Estimation of Overpressures From Porosity Based Method: A Theretical Approach Applied to the Central/Coastal Swamp Depo-Belts of the Niger Dela Basin**. IJAG. Nigéria, 2018.
- OPARA, Chipozie; OHAKWERE-EZE, Michael; ADIZUA, Okechukwu. **Quatitative Prediction of Overburden Pressure and Overpressures Zones Using Well Logs – A Case of Study of an X-Field in the Niger-Delta Basin, Nigeria**. IJAG. Nigéria, 2018.
- ZHANG, Jincai. **Pore Pressure Prediction From Well Logs: Methods, Modifications, and New Approaches**. Earth Science Reviews. Estados Unidos, 2011.
- ZHANG, Jincai; YIN, Shang-Xian. **Fracture Gradient Prediction: An Overview and an Improved Method**. China, 2017.
- FOOSHEE, Jeffrey Steven. **The development of a pore pressure and fracture gradient prediction model for the Ewing Banks 910 area in the Gulf of Mexico**. 2009. 150. Tése de Graduação – Louisiana State University, Estados Unidos, 2009.
- ZARE-REISABADI, Mohammadreza. **Formation Pore Pressure and Fracture Pressure Estimating from Well Log in One of the Southern Iranian Oil Field**. 2013. RG. Iran, 2013.
- SALEH, Azzeldeen; CASTAGNA, John. **Revisiting the Wyllie Time Average Equation in the Case of Near-Spherical Pores**. SEG. Estados Unidos, 2004.
- AADNOY, B.S. **Modern Well Design**. Holanda, 1996.
- AADNOY, B.S; Chenevert, M.E. **Stability of Highly Inclined Boreholes**. SPE Drill Engineering 2. Estados Unidos, 1987.
- GARDNER, G.H.F., et al.: **Formation Velocity and Density – The Diagnostic Basis for Stratigraphic Traps**. Geophysics, v. 39. Estados Unidos, 1974.
- EATON, B.A., **Fracture Gradient Prediction for the New Generation**. World Oil. Estados Unidos, 1997.

**APÊNDICE A: DADOS DE PERFILAGEM SÔNICA PARA O POÇO A**

<b>Profundidade (ft)</b>	<b>Vp (ft/s)</b>	<b>Vs (ft/s)</b>	<b><math>\Delta t</math> (s/ft)</b>	<b><math>\Delta t_{ma}</math> (s/ft)</b>
3000	6393,11	2266,03	0,00016	4,16077E-05
3200	6443,62	2237,27	0,00016	5,71208E-05
3400	6566,21	2232,48	0,00015	8,42108E-05
3600	6748,22	2245,95	0,00015	7,50827E-05
4000	7239,91	2306,64	0,00014	8,35218E-06
4400	7817,46	2381,09	0,00013	1,73304E-05
4600	8106,79	2413,14	0,00012	2,39856E-05
4800	8379,64	2436,96	0,00012	3,41507E-05
5000	8623,33	2449,38	0,00012	4,36509E-05
5200	8825,22	2447,61	0,00011	5,0186E-05
5400	8972,66	2429,16	0,00011	5,47455E-05
5600	9052,99	2391,85	0,00011	5,79396E-05
5800	9041,53	2330,71	0,00011	6,47658E-05
6000	8863,6	2228,78	0,00011	7,203E-05
6200	8670,88	2126,42	0,00012	6,09025E-05
6400	8757,09	2094,14	0,00011	4,62641E-05
6600	8955,53	2088,04	0,00011	5,74732E-05
6800	9092,68	2066,82	0,00011	5,94827E-05
7000	9337,12	2069	0,00011	5,96168E-05
7200	9573,96	2068,1	0,0001	6,80676E-05
7400	10230,66	2154,43	9,8E-05	6,09939E-05
7600	9299,6	1909,32	0,00011	7,03719E-05
7800	9661,56	1934,24	0,0001	5,87185E-05
8000	9144,27	1785,46	0,00011	6,07733E-05
8200	8818,83	1679,84	0,00011	6,24519E-05
8400	8980,66	1669,43	0,00011	6,37469E-05
8600	9502,23	1724,52	0,00011	5,46246E-05
8800	8920,71	1581,38	0,00011	6,48637E-05
9000	9058,74	1569,44	0,00011	6,23144E-05
9200	10684,49	1810,31	9,4E-05	6,13251E-05
9400	10143,35	1681,97	9,9E-05	6,77266E-05
9600	10241,51	1663,36	9,8E-05	6,83061E-05
9800	9974,77	1588,16	0,0001	6,62276E-05
10000	10226,57	1597,73	9,8E-05	6,84867E-05
10200	9600,85	1473,35	0,0001	7,65537E-05
10400	11214,82	1692,31	8,9E-05	5,16417E-05
10600	10533,23	1564,68	9,5E-05	5,31201E-05
10800	9569,16	1400,93	0,0001	6,42533E-05
11000	9556,85	1380,55	0,0001	6,44403E-05
11200	10340,07	1475,62	9,7E-05	5,34321E-05
11400	9828,61	1387,31	0,0001	6,44105E-05
11600	9866,27	1379,04	0,0001	6,38857E-05
11800	10331,23	1431,57	9,7E-05	5,97252E-05
12000	10889,53	1497,57	9,2E-05	5,31084E-05



**APÊNDICE B: DADOS DE PERFILAGEM SÔNICA PARA O POÇO B**

<b>Profundidade (ft)</b>	<b>Vp (ft/s)</b>	<b>Vs (ft/s)</b>	<b><math>\Delta t</math> (s/ft)</b>	<b><math>\Delta t_{ma}</math> (s/ft)</b>
6945,32	8637,68	1927,4	1,16E-04	8,98E-05
7145,32	8664,07	1884,64	1,15E-04	8,93E-05
7345,32	8704,9	1845,91	1,15E-04	8,86E-05
7545,32	8702,95	1799,23	1,15E-04	8,86E-05
7745,32	8857,34	1785,47	1,13E-04	8,76E-05
7945,32	9104,3	1789,81	1,10E-04	8,68E-05
8145,32	9187,82	1761,95	1,09E-04	8,71E-05
8345,32	9288,34	1738,12	1,08E-04	8,56E-05
8545,32	9430,92	1722,76	1,06E-04	8,51E-05
8745,32	9465,78	1688,73	1,06E-04	8,47E-05
8945,32	9572,82	1668,84	1,04E-04	8,47E-05
9145,32	9710,85	1655,29	1,03E-04	8,44E-05
9345,32	9753,88	1626,83	1,03E-04	8,39E-05
9545,32	9767,69	1595,3	1,02E-04	8,37E-05
9745,32	9856,76	1577,78	1,01E-04	8,27E-05
9945,32	9854,8	1547,48	1,01E-04	8,27E-05
10145,32	9830,09	1515,78	1,02E-04	8,30E-05
10345,32	9806,43	1486,44	1,02E-04	8,33E-05
10545,32	10011,49	1493,41	9,99E-05	8,23E-05
10745,32	10714,66	1574,71	9,33E-05	7,92E-05
10945,32	10770,5	1561,38	9,28E-05	8,01E-05
11145,32	10754,59	1539,71	9,30E-05	7,88E-05
11345,32	10775,94	1525,42	9,28E-05	7,86E-05
11545,32	10782,56	1510,98	9,27E-05	7,99E-05
11745,32	10555,5	1465,95	9,47E-05	8,07E-05
11945,32	10529,64	1450,92	9,50E-05	8,10E-05
12145,32	11994,29	1641,54	8,34E-05	7,10E-05
12345,32	11230,93	1528,17	8,90E-05	7,73E-05
12545,32	10349,16	1401,32	9,66E-05	8,14E-05
12745,32	10688,78	1441,44	9,36E-05	7,94E-05
12945,32	10682,85	1435,85	9,36E-05	7,95E-05
13145,32	10708,01	1435,35	9,34E-05	7,92E-05
13345,32	10741,35	1436,69	9,31E-05	7,89E-05
13545,32	10937,19	1460,31	9,14E-05	7,85E-05
13745,32	11401,77	1520,12	8,77E-05	7,72E-05
13945,32	11453,94	1525,12	8,73E-05	7,68E-05
14145,32	11100,84	1476,31	9,01E-05	7,84E-05
14345,32	10685,57	1419,28	9,36E-05	7,94E-05

**APÊNDICE C: DADOS DE PERFILAGEM SÔNICA PARA O POÇO C**

<b>Profundidade (ft)</b>	<b>Vp (ft/s)</b>	<b>Vs (ft/s)</b>	<b><math>\Delta t</math> (s/ft)</b>	<b><math>\Delta t_{ma}</math> (s/ft)</b>
5199,85	8701,59	2413,37	0,00011	9,01791E-05
5399,85	8769,68	2374,25	0,00011	8,90497E-05
5599,85	8999,43	2377,74	0,00011	8,83928E-05
5799,85	9029,28	2327,59	0,00011	8,79393E-05
5999,85	9135,6	2297,22	0,00011	8,78316E-05
6199,85	9227,25	2262,91	0,00011	8,65057E-05
6399,85	9348,85	2235,69	0,00011	8,62711E-05
6599,85	9350,3	2180,13	0,00011	8,62511E-05
6799,85	9599,87	2182,15	0,0001	8,58448E-05
6999,85	9559,46	2118,31	0,0001	8,63628E-05
7199,85	9656,74	2086,02	0,0001	8,51231E-05
7399,85	9759,11	2055,17	0,0001	8,52888E-05
7599,85	9600,39	1971,11	0,0001	8,58382E-05
7799,85	9637,81	1929,52	0,0001	8,53624E-05
7999,85	9634,94	1881,3	0,0001	8,53987E-05
8199,85	10042,7	1913	1E-04	8,47896E-05
8399,85	10196,15	1895,41	9,8E-05	8,44902E-05
8599,85	10341,33	1876,84	9,7E-05	8,43326E-05
8799,85	10359,26	1836,43	9,7E-05	8,41467E-05
8999,85	10624,2	1840,69	9,4E-05	8,28623E-05
9199,85	10703,06	1813,49	9,3E-05	8,21002E-05
9399,85	10787,65	1788,84	9,3E-05	8,26724E-05
9599,85	10718,71	1740,89	9,3E-05	8,19503E-05
9799,85	10704,13	1704,31	9,3E-05	8,209E-05
9999,85	10707,97	1672,97	9,3E-05	8,20532E-05
10199,85	10674	1638,06	9,4E-05	8,23798E-05
10399,85	10424,19	1573,02	9,6E-05	8,34786E-05
10599,85	10366,11	1539,87	9,6E-05	8,40758E-05
10799,85	10373,27	1518,67	9,6E-05	8,40018E-05
10999,85	10381,56	1499,7	9,6E-05	8,39163E-05
11199,85	10371,09	1480,06	9,6E-05	8,40243E-05
11399,85	10361,15	1462,49	9,7E-05	8,41271E-05
11599,85	10357,75	1447,74	9,7E-05	8,27709E-05
11799,85	10343,81	1433,33	9,7E-05	8,29171E-05
11999,85	10333,49	1421,11	9,7E-05	8,30255E-05
12199,85	9856,43	1346,69	0,0001	8,55363E-05