



Bruno Sergio Pimentel de Souza

**Avaliação dos efeitos térmicos no gradiente de quebra da
formação durante a produção e contenção de poços de
petróleo submarinos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da PUC-Rio.

Orientadora: Prof^a Raquel Quadros Velloso

Coorientador: Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro, 04 de outubro de 2023



Bruno Sergio Pimentel de Souza

**Avaliação dos efeitos térmicos no gradiente de quebra da
formação durante a produção e contenção de poços de
petróleo submarinos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof^a. Raquel Quadros Velloso
Orientadora

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura
Coorientador

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Prof. Euripedes do Amaral Vargas Jr
Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Prof^a. Marina Bellaver Corte
Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Dr. Charlton Okama de Souza
Petrobras

Rio de Janeiro, 04 de outubro de 2023

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e dos orientadores.

Bruno Sergio Pimentel de Souza

Graduou-se em Engenharia Elétrica-Eletrônica pela Universidade Federal de Pernambuco em 2010. Especializou-se em engenharia de petróleo pela Universidade Petrobras (2014). Atuou em projetos de estrutura de poço, e atualmente atua na área de Geomecânica de Poços.

Ficha Catalográfica

Souza, Bruno Sergio Pimentel de

Avaliação dos efeitos térmicos no gradiente de quebra da formação durante a produção e contenção de poços de petróleo submarinos / Bruno Sergio Pimentel de Souza ; orientadora: Raquel Quadros Velloso ; coorientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura. – 2023.
141 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2023.
Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Geomecânica de poço. 3. Temperatura. 4. Termoporoelasticidade. 5. APB. 6. Fratura. I. Velloso, Raquel Quadros. II. Fontoura, Sergio Augusto Barreto da. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. IV. Título.

CDD: 624

Agradecimentos

Concluir esse mestrado é uma grande vitória. Não foi fácil e exigiu bastante dedicação e paciência, não só minhas, inclusive. Não teria chegado ao fim sozinho e somente por minhas próprias forças. Por isso, dedico esse espaço para agradecer a todos que estiveram envolvidos direta e indiretamente nessa trajetória.

Primeiramente, agradeço ao meu Deus, que sempre guiou os meus passos, e não foi diferente nesse momento. Pelo privilégio que Ele concedeu por mais essa conquista.

Agradeço à Petrobras por ter concedido liberação para os estudos e pesquisa. À minha gerência, colegas de trabalho e ao grupo de geomecânica de poços, pelas discussões técnicas que auxiliaram na compreensão dos problemas de estabilidade de poço. Em especial, ao Clemente por ter apoiado e instruído desde o início da estruturação do grupo.

Aos professores Raquel e Sergio, pela orientação neste trabalho, pelo suporte e pelas discussões.

À minha família de longe, pais, sogros, irmã, cunhados, por todo o amor e incentivo durante esses anos.

E por último, aos meus queridos de perto. Agradeço à minha esposa Priscila, pelo seu amor, por sempre estar ao meu lado, e por confiar em mim mais do que eu mesmo. Por cuidar da nossa família e pela compreensão nos momentos que estive ausente por estar dedicado ao mestrado. Aos meus filhos Alice, Benício, Tito e Júlia, por todo carinho, pela alegria e pela realização de ser pai de vocês. E por me perguntarem quando serei mestre. Um agradecimento especial a Juju por me deixar dormir umas três ou quatro noites inteiras nos últimos dois anos. Amo vocês!

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Souza, Bruno Sergio Pimentel de; Velloso, Raquel Quadros (Orientadora). **Avaliação dos efeitos térmicos no gradiente de quebra da formação durante a produção e contenção de poços de petróleo submarinos**. Rio de Janeiro, 2023. 141p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A teoria da termoporoelasticidade tem sido amplamente discutida e apresentada em diversos estudos de estabilidade de poço. O gradiente de quebra, definido como a pressão necessária para iniciar a propagação de uma fratura, é afetado fortemente pela temperatura. Em casos de perfuração, por exemplo, um esfriamento devido a circulação de fluido pode induzir perdas para formação. Este trabalho propõe investigar a influência da variação da temperatura no gradiente de quebra em cenários de alívio de pressão de anulares confinados (APB) durante a produção do poço e *shut-in* pós *blowout*. Em projetos de poços, para mitigar o efeito de APB, é utilizado o gradiente de fratura, correspondendo ao gradiente de tensão horizontal mínima ou gradiente de absorção. Porém, o gradiente de início da propagação é maior que estes e pode ser ainda potencializado pelo aumento da temperatura, o que pode levar a um subdimensionamento do poço e a uma eventual falha de integridade. Adicionalmente, é avaliado o gradiente de quebra numa situação de descontrole de poço (*blowout*) e a capacidade da rocha resistir ao *shut-in*. Para cumprir tais objetivos foram criados modelos geomecânicos 1D e realizadas simulações termo-hidráulicas de três poços. Foi desenvolvida uma planilha de cálculo em Mathcad® que incorporasse o efeito termoporoelástico na determinação do gradiente de quebra. Como resultado foram encontradas variações de até 16% no valor do gradiente de quebra. Para os poços analisados essas variações impõem reduções significativas nos fatores de segurança nos dimensionamentos do poços.

Palavras-chave

Temperatura; Fratura; APB; Integridade de poço.

Abstract

Souza, Bruno Sergio Pimentel de; Velloso, Raquel Quadros (Advisor). **Assessment of thermal effects on the formation breakdown gradient during the subsea oil well production and containment.** Rio de Janeiro, 2023. 141p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The theory of thermoporoelasticity has been widely discussed and presented in various wellbore stability works. The breakdown gradient, defined as the pressure required to initiate fracture propagation, is strongly affected by temperature. In drilling scenarios, for example, cooling due to fluid circulation can induce losses to the formation. This work aims to investigate the influence of temperature variation on the breakdown gradient in confined annular pressure build-up (APB) scenarios during well production and containment. In well projects, to mitigate APB effects, the fracture gradient is used, corresponding to the minimum horizontal stress gradient or absorption gradient. However, the initiation gradient is higher than these and can be further enhanced by temperature increase, which may lead to underdesigning of the well and eventual integrity failure. Additionally, the breakdown gradient is evaluated in a blowout situation and the rock's formation ability to withstand shut-in. To achieve these objectives, 1D geomechanical models were created and thermo-hydraulic simulations of three wells were performed. A Mathcad® calculation spreadsheet was developed to incorporate the thermo-poroelastic effect in determining the breakdown gradient. As a result, variations of up to 16% were found in the value of the breakdown gradient. For the analyzed wells, these variations imposed a significant reduction in the well design safety factors.

Keywords

Temperature; Fracture; APB; Well integrity.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	18
1.1. GEOPRESSÕES E PROJETOS DE POÇOS DE PETRÓLEO SUBMARINOS	18
1.2. MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	23
1.3. OBJETIVOS	24
1.4. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	24
2 ESTRUTURA DE UM POÇO SUBMARINO E CARREGAMENTOS TÉRMICOS	26
2.1. ASPECTOS CONSTRUTIVOS DE UM POÇO SUBMARINO	26
2.2. DIMENSIONAMENTO DA ESTRUTURA DE POÇO	28
2.3. ASPECTOS TÉRMICOS DE UM POÇO SUBMARINO	34
2.4. <i>WELL CONTAINMENT ANALYSIS</i>	46
3 GEOMECÂNICA DE POÇOS	51
3.1. TENSÕES IN SITU	51
3.2. TENSÕES AO REDOR DO POÇO	53
3.3. INSTABILIDADE DE POÇO	56
3.4. DETERMINAÇÃO DO GRADIENTE DE QUEBRA	61
3.5. APLICAÇÃO DA TERMO-PORO-ELASTICIDADE	62
3.6. PROPRIEDADES MECÂNICAS DAS ROCHAS	68
3.7. PROPRIEDADES TÉRMICAS DA ROCHA	71
3.8. CONSIDERAÇÕES ACERCA DO FRATURAMENTO	75
4 METODOLOGIA E ESTUDOS DE CASO	78
4.1. SEST TR2 E MODELO GEOMECÂNICO	80
4.2. SOFTWARE WELLCAT™	86
5 ESTUDOS DE CASOS	88
5.1. POÇO DP-1	88
5.2. POÇO DP-2	104
5.3. POÇO EXP-1	116
6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	127
6.1. CONCLUSÕES	127

6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	129
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	130
APÊNDICE.....	136
A. MODELOS CONSTITUTIVOS.....	136
B. RELAÇÕES DEFORMAÇÃO – DESLOCAMENTO:	137
C. EQUAÇÕES DE EQUILÍBRIO:	137
D. GRÁFICOS GRADIENTE DE QUEBRA POÇOS DP-1 E DP-2:	138

Lista de Figuras

<i>Figura 1.1 – Limites de janela operacional segura e estável (Abdideh e Fathabadi, 2013).</i>	19
<i>Figura 1.2 – Acidente no campo de Macondo, Golfo do México, na sonda Deepwater Horizon (abril, 2010).</i>	19
<i>Figura 1.3 – Exemplo de perfis de temperatura do fluido no anular da coluna de perfuração para diferentes tempos de circulação (adaptado de Sun et al, 2021).</i>	21
<i>Figura 1.4 – Aumento (a) e redução (b) das pressões de colapso e fratura para diferentes tipos de rocha.</i>	22
<i>Figura 2.1 – Esquemático de um poço de petróleo submarino.</i>	26
<i>Figura 2.2 – Sistema de cabeça de poço submarino (adaptado de Souza, 2020)</i>	28
<i>Figura 2.3 – Envelope de resistência de um tubo: Elipse de von Mises e envoltória API (Howard et al., 2021)</i>	31
<i>Figura 2.4 – Representação gráfica de linhas de carga e resistência à pressão interna.</i>	32
<i>Figura 2.5 – Representação gráfica de análise por fatores de segurança.</i>	33
<i>Figura 2.6 – Carregamento sobre o CVU ou packoff.</i>	34
<i>Figura 2.7 – (a) Fluxo de calor em um poço produtor; (b) Curvas de temperatura antes e após produção ao longo da COP.</i>	36
<i>Figura 2.8 – (a) Curvas de pressão de colapso com o tempo; (b) Mínimo fator de segurança de colapso no revestimento.</i>	38
<i>Figura 2.9 – Revestimento de 16 polegadas colapsado devido a APB durante a circulação de fluido quente na perfuração (Pattillo et al., 2006).</i>	39
<i>Figura 2.10 – Incremento de pressão no anular em função da vazão de produção.</i>	39
<i>Figura 2.11 – Redução do APB em função do aumento da produção de gás (adaptado de Barcelos, 2021).</i>	40
<i>Figura 2.12 – Aumento do APB no anular A em função do aumento da produção de água (BSW)...</i>	40
<i>Figura 2.13 – Definição de sapata aberta e fechada.</i>	42
<i>Figura 2.14 – Disco de ruptura.</i>	43
<i>Figura 2.15 – Espumas colapsáveis instaladas na parede externa do revestimento.</i>	44
<i>Figura 2.16 – Detalhes de um VIT (Ferreira, 2017).</i>	45
<i>Figura 2.17 – Exemplo de gráfico das curvas de pressão no reservatório para determinação da vazão de fluxo (SPE Technical Report 174705).</i>	48
<i>Figura 2.18 – Cenários de WCD (esquerda) e shut-in (direita) na análise de WCA.</i>	49
<i>Figura 2.19 – Sistema de coleta e contenção do poço.</i>	50
<i>Figura 3.1 – Trajetórias das tensões principais ao redor de uma abertura cilíndrica.</i>	53

Figura 3.2 – Transformação de coordenadas (Fjaer, 2008).	54
Figura 3.3 – Tensões principais ao redor do poço, tendo o sul como referência (direção de σ_h) (adaptado de Zoback et al., 2007).	57
Figura 3.4 – Representação das tensões ao redor do poço no círculo de Mohr e envoltórias de ruptura (Rocha e Azevedo, 2019)	58
Figura 3.5 – Teste de fraturamento até a propagação da fratura (Pressão x Vol. Bombeado) (IOGP Report 608, 2022).	60
Figura 3.6 – Redução das pressões de colapso e quebra (fratura) com a diminuição da temperatura para diferentes litologias (Yan et al., 2014).	63
Figura 3.7 – Tensões adicionais ao redor do poço devido ao aumento de temperatura (Yan et al. 2014).	65
Figura 3.8 – Pressão de poros gerada pela temperatura para diferentes tipos de rocha (Li et al., 1999).	67
Figura 3.9 – Corpo de prova rompido ensaio Brasileiro	70
Figura 3.10 – Tabela de condutividade térmica (Eppelbaum et al., 2014).	72
Figura 3.11 – Coeficientes de expansão térmica linear de algumas rochas e minerais (Schon, 2011).	74
Figura 3.12 – Correlação entre o teor de matéria orgânica e condutividade térmica com o coeficiente de expansão térmica (Gabova et al., 2020).	75
Figura 4.1 – Metodologia de análise	79
Figura 4.2 – Normalização pela LDA (Manual teórico SEST TR2).	85
Figura 5.1 – Configuração do poço DP-1.	88
Figura 5.2 – Perfis corridos no poço DP-1.	89
Figura 5.3 – Propriedades mecânicas obtidas ao longo do poço.	90
Figura 5.4 – Curvas de tensão in situ	91
Figura 5.5 – Regressão linear dos testes em poços correlatos.	92
Figura 5.6 – Estimativa de condutividade térmica de folhelhos.	94
Figura 5.7 – Perfis de temperatura nos anulares em regime permanente.	96
Figura 5.8 – Dados de AFE na simulação em regime permanente.	96
Figura 5.9 – Análise transiente da pressão e gradiente de quebra no anular.	97
Figura 5.10 – Linearização da curva de pressão em função da temperatura.	98
Figura 5.11 – Curvas de gradiente de quebra e pressão no anular (propriedades dinâmica e relação entre tensões horizontais igual a 1).	100
Figura 5.12 – FS para pressão interna considerando 11,72 ppg na sapata.	103
Figura 5.13 – FS para pressão interna considerando 13,23 ppg na sapata.	104

Figura 5.14 – Diagrama esquemático poço DP-2.....	105
Figura 5.15 - Perfis adaptados ao poço DP-2.....	106
Figura 5.16 – Propriedades mecânicas calculadas.	106
Figura 5.17 – Regressão linear de testes de absorção realizados no pós-sal.	107
Figura 5.18 – Curvas de tensões e gradientes de tensões in situ.	108
Figura 5.19 – Perfis de temperatura nos anulares dos revestimentos.....	110
Figura 5.20 – Dados de AFE na simulação do regime permanente.....	110
Figura 5.21 – Crescimento de pressão no anular C e gradiente de quebra com a temperatura.	111
Figura 5.22 – Linearização da curva de pressão em função da temperatura.	111
Figura 5.23 – Curvas de gradiente de quebra e pressão no anular (propriedades estáticas e relação entre tensões horizontais igual a 1).	113
Figura 5.24 – Fatores de segurança triaxiais considerando um alívio na sapata em 9,63 ppg.....	115
Figura 5.25 – Fatores de segurança triaxiais considerando um alívio na sapata em 9,63 ppg.....	115
Figura 5.26 – Diagrama esquemático do poço.	117
Figura 5.27 – Curvas de temperatura para o poço em fluxo.	118
Figura 5.28 – Pressões na profundidade da sapata durante o poço em fluxo e no shut-in.	118
Figura 5.29 – Perfis de poços correlatos adaptados à locação do poço EXP-1.	120
Figura 5.30 – Cálculo das propriedades mecânicas.	120
Figura 5.31 – Gradiente de pressão de poros e de tensões in situ.	121
Figura 5.32 – Tensões efetivas com e sem efeito da temperatura.....	123
Figura 5.33 – Tensões tangenciais durante a perfuração e no shut-in.	123
Figura 5.34 - Gradiente de quebra x coeficiente de expansão térmica.....	123
Figura 5.35 – Análise transiente do gradiente de quebra.	124
Figura 5.36 – Análise transiente do gradiente de quebra em escala logarítmica.	124
Figura 5.37 – Janela temporal para intervenção do poço em segurança.	125
Figura 5.38 - Análise transiente do gradiente de quebra em escala logarítmica, considerando propriedades estáticas.	126
Figura 0.1 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1$).	138
Figura 0.2 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,1$).	138
Figura 0.3 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,2$).	139
Figura 0.4 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,0$).	139
Figura 0.5 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,1$).	140
Figura 0.6 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,2$).	140
Figura 0.7 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,0$)	140
Figura 0.8 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,1$)	141

Figura 0.9 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,2$)	141
---	------------

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1.1 – Causas de instabilidade de poço (adaptado de Pašić, 2007)</i>	20
<i>Tabela 2.1 – Fatores de Segurança Mínimos para dimensionamento de revestimentos</i>	32
<i>Tabela 5.1 – Dados de testes realizados no poço DP-1 e poços próximos DP-A e DP-B</i>	91
<i>Tabela 5.2 – Dados do modelo geomecânico</i>	92
<i>Tabela 5.3 – Gradientes de quebra modelo elástico</i>	93
<i>Tabela 5.4 – Dados carregados no wellcat para simulação termo-hidráulica</i>	95
<i>Tabela 5.5 – Propriedades mecânicas poço DP-1</i>	99
<i>Tabela 5.6 – Resultados do gradiente de quebra em ppg para uma relação de tensão efetiva igual a 1,0 ($\sigma'_h/\sigma'_h = 1,0$)</i>	100
<i>Tabela 5.7 – Resultados do gradiente de quebra em ppg para uma relação de tensão efetiva igual a 1,1 ($\sigma'_h/\sigma'_h = 1,1$)</i>	101
<i>Tabela 5.8 – Resultados do gradiente de quebra em ppg para uma relação de tensão efetiva igual a 1,2 ($\sigma'_h/\sigma'_h = 1,2$)</i>	101
<i>Tabela 5.9 – Acréscimo de tensão tangencial no regime permanente atuando numa fratura.</i>	102
<i>Tabela 5.10 – Dados do modelo geomecânico</i>	108
<i>Tabela 5.11 – Gradientes de quebra modelo elástico</i>	109
<i>Tabela 5.12 – Dados carregados no wellcat para simulação termo-hidráulica</i>	109
<i>Tabela 5.13 – Propriedades estáticas utilizadas</i>	112
<i>Tabela 5.14 – Resultados do gradiente de quebra em ppg</i>	113
<i>Tabela 5.15 – Acréscimo de tensão tangencial no regime permanente atuando numa fratura.</i>	114
<i>Tabela 5.16 – Resumo dos dados de pressão e temperatura na borda do poço</i>	119
<i>Tabela 5.17 – Dados obtidos no modelo geomecânico</i>	122

Lista de Siglas e Abreviaturas

AAP	Alojador de Alta Pressão
ABP	Alojador de Baixa Pressão
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BOP	Blowout Preventer
BSEE	Bureau of Safety and Environmental Enforcement
BSW	Basic Sediments and Water
CSB	Conjunto Solidário de Barreiras
EMW	Equivalent Mud Weight
FCP	Formation Closure Pressure
FBP	Formation Breakdown Pressure
FIT	Formation Integrity Test
FPP	Formation Propagation Pressure
IOGP	International Association of Oil & Gas Producers
IP	Índice de Produtividade
IPR	Inflow Performance Relationship
ISIP	Instantaneous Shut-in Pressure
LDA	Lâmina d'Água
LOP	Leak-off Pressure
LOT	Leak-off Test
MW	Mud Weight
PDG	Permanent Downhole Gauge
PM	Profundidade Medida
RGO	Razão Gás-Óleo
SGIP	Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços
TVD	Total vertical depth (Profundidade vertical)
WAG	Water Alternating Gas
WCA	Well Containment Analysis
WCD	Worst Case Discharge
XLOT	Extended Leak-off test

Lista de Símbolos e Variáveis

Símbolo	Descrição	Unidade
A	Área	pol ²
L	Comprimento	m
T	Temperatura	°C
t	tempo	min/h/d
OD	Diâmetro Externo	pol
ID	Diâmetro Interno	pol
P_e	Pressão externa	psi
P_i	Pressão interna	psi
R_{pi}	Resistência à pressão interna	psi
R_c	Resistência ao colapso	psi
f_{ag}	Fator de amplificação geométrica	-
FS	Fator de segurança	-
I	Momento de inércia	pol ⁴
k_c	Condutividade térmica do revestimento	W/mK
k_{cem}	Condutividade térmica do cimento	W/mK
h_c	Coefficiente de convecção de calor	W/m ² K
h_r	Coefficiente de radiação de calor	W/m ² K
U_{t0}	Coefficiente de transferência de calor global	W/m ² K
σ_v	Tensão vertical	psi
σ_H	Tensão horizontal máxima	psi
σ_h	Tensão horizontal mínima	psi
u	Pressão de Poros	psi
σ_θ	Tensão tangencial	psi
σ_r	Tensão radial	psi
σ_z	Tensão axial	psi
τ_{rz}	Tensão cisalhante plano r-z	psi
$\tau_{r\theta}$	Tensão cisalhante plano r- θ	psi

$\tau_{\theta z}$	Tensão cisalhante plano θ -z	psi
E	Módulo de Young	psi
G	Módulo de Cisalhamento	psi
ν	Coefficiente de Poisson	-
α	Coefficiente de Biot	-
K	Módulo de deformação volumétrica (bulk)	psi
λ	Parâmetro de Lamé	psi
C	Coesão	psi
φ	Ângulo de atrito	rad
UCS	Resistência a compressão simples	psi
T_0	Resistência a tração	psi
ρ_b	Densidade da formação	g/cm ³
ρ_g	Densidade dos grãos	g/cm ³
ρ_w	Densidade da água do mar	g/cm ³
c_f	Calor específico da formação	J/kg°C
λ_f	Condutividade térmica da formação	W/mK
α_T	Coefficiente linear de expansão térmica	1/°C
α_m	Coefficiente volum. de expansão térmica	1/°C
q	Taxa de transferência de calor	J
m	Massa	kg
c_0	Difusividade térmica	m ² /s
c	Difusividade hidráulica	m ² /s
c'_0	Coefficiente de acoplamento térmico	m ² /s.psi
c'	Coefficiente de acoplamento hidráulico	psi/°C
B	Parâmetro B de Skempton	-
ϕ	Porosidade	-
k	Permeabilidade	mD
μ	Viscosidade	cp
η	Coefficiente de tensão poroelastico	-
LDA	Lâmina d'água	m

h	Soterramento	m
Δt_c	Tempo de trânsito compressional	$\mu\text{s/pé}$
Δt_s	Tempo de trânsito cisalhante	$\mu\text{s/pé}$

1 Introdução

1.1. Geopressões e projetos de poços de petróleo submarinos

A construção de poços submarinos assim como sua manutenção durante todo o seu ciclo de vida, e seu abandono, requer o conhecimento das camadas de rocha de subsuperfície e as pressões associadas, denominadas de *geopressões*. A incerteza ou baixo nível de maturidade nesses dados agregam riscos que podem levar a problemas operacionais, problemas de integridade, ou até mesmo a perda do poço. Essas ocorrências trazem prejuízo financeiro para a companhias, e em cenários mais críticos, perdas humanas e danos ambientais. Por outro lado, a fim de contornar a ausência de dados maduros de determinada locação, principalmente em campos em etapa exploratória, os projetos tendem a ser mais robustos, elevando, consequentemente, os custos (CAPEX), podendo ser, inclusive, inviável técnica e economicamente (Rocha e Azevedo, 2019).

As etapas do ciclo de vida de um poço consistem no projeto, construção, produção, intervenção e abandono. E em todas essas etapas se faz uso dos gráficos ou curvas de geopressões, pois indicam as pressões em função da profundidade do poço. Durante a perfuração, a remoção da rocha provoca uma perturbação no estado de tensão *in situ* e cria uma concentração de tensões ao redor do poço. Uma das funções do fluido de perfuração é tentar conter eventuais rupturas da parede do poço e evitar a migração de fluidos para o seu interior. Portanto, um mal dimensionamento do fluido poderá gerar instabilidade na perfuração ocasionando problemas de ordem geomecânica. A Figura 1.1 ilustra os limites de janela operacional, isto é, os limites de peso¹ de fluido de perfuração para que o poço se mantenha estável.

Ao atravessar zonas permo-porosas, a fim de evitar migração de fluido, seja água de formação ou hidrocarboneto, é necessário que a pressão no interior do poço seja maior que a pressão de poros (P_p) da formação (*kick zone* na Figura 1.1). Um influxo indesejável – ou *kick* – além de provocar perda de tempo na perfuração, pode levar ao descontrole do poço levando altas pressões à superfície. Este cenário de descontrole

¹ O termo “peso” refere-se à densidade do fluido de perfuração. Em inglês utiliza-se também a expressão *mud weight* (MW).

total é denominado *blowout*, e pode trazer consequências desastrosas à sonda de perfuração e às pessoas, como também derramamento de óleo no meio ambiente (Figura 1.2).



Figura 1.1 – Limites de janela operacional segura e estável (Abdideh e Fathabadi, 2013).



Figura 1.2 – Acidente no campo de Macondo, Golfo do México, na sonda *Deepwater Horizon* (abril, 2010).

É importante que o fluido seja capaz de reduzir os desmoronamentos da parede do poço, efeito conhecido como colapso da formação (*breakout zone* da Figura 1.1) que corresponde a uma ruptura por cisalhamento. O desmoronamento excessivo pode levar a uma limpeza de poço ineficiente, uma vez que o fluido pode não ser capaz de carrear a alta quantidade de cascalho gerado. Uma das ocorrências geomecânicas mais comuns é a prisão de coluna de perfuração em função do acúmulo de cascalhos no interior do poço. No caso de formações mais dúcteis, o colapso pode levar a uma

deformação plástica da rocha, provocando o mesmo efeito de prisão, como também arraste (*drag*) excessivo e topadas na descida de colunas de revestimento.

Em contrapartida, um alto peso de fluido pode levar a indução de fraturas na parede do poço e, conseqüentemente, eventos de perdas de circulação (*loss zone* na Figura 1.1) . Em caso mais crítico, em zonas de falha ou de baixa tensão horizontal mínima, pode-se levar a perdas severas causando maior transtorno na perfuração, ou até um *underground blowout*, situação em que a perda de fluido reduz o perfil de pressão interna do poço provocando um *kick* em zonas superiores, que se não controlado adequadamente pode ocasionar situação catastrófica.

Nos parágrafos anteriores foram apresentados alguns casos de instabilidade de poço relacionado ao peso de fluido de perfuração e à janela operacional. No entanto, tais problemas podem ser ocasionados, ou potencializados, a partir de uma série de fatores, os quais Pašić (2007), classifica como controláveis e não-controláveis (naturais), conforme exposto na tabela abaixo.

Tabela 1.1 – Causas de instabilidade de poço (adaptado de Pašić, 2007)

Fatores não-controláveis	Fatores controláveis
Falhas e formações naturalmente fraturadas	Pressão de fundo (peso de fluido)
Tectonismo	Trajetória do poço
Altas tensões in-situ	Pressões de poro transientes
Formações móveis	Interação físico-química rocha-fluido
Formações inconsolidadas	Vibrações da coluna de perfuração
Formações naturalmente sobre pressurizadas	<i>Temperatura</i>

Essa dissertação terá como enfoque o efeito da variação da temperatura nas tensões ao redor do poço, e particularmente na pressão (ou gradiente) de quebra. Neste trabalho, o termo “quebra” refere-se à falha por tração da rocha na parede do poço ou o início de propagação de uma fratura. O termo “fratura” comumente encontrado na literatura, é normalmente associado às pressões de absorção, onde microfraturas são abertas na parede do poço, e é utilizado como limite superior da janela operacional para perfuração.

A variação de temperatura durante a perfuração devido a circulação de fluido é um assunto conhecido e bastante difundido na literatura. O trabalho de Raymond (1969) foi um dos primeiros que mostrou que a temperatura variaria em tempo e posição no poço. As formações atravessadas na perfuração de um poço encontram-se inicialmente sob condição geotérmica estática, com temperatura crescente com a profundidade a partir do fundo do mar (aprox. 4°C) até a temperatura de reservatório (aprox. 120°C em poços de águas ultra profundas). A circulação do fluido de perfuração, em temperatura ambiente na superfície, passa pelo interior da coluna e sofre esfriamento na região da lâmina d'água, chegando mais frio do que a formação no fundo do poço. Ao passar para o anular da coluna, o fluido é aquecido em decorrência da temperatura maior da formação, e desta forma conduz calor para as profundidades mais rasas. A Figura 1.1 ilustra o efeito descrito, onde quanto maior o tempo de circulação maior é a diferença de temperatura para o gradiente geotérmico.

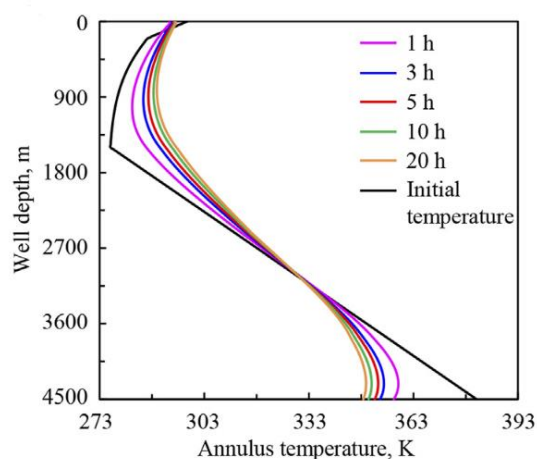


Figura 1.3 – Exemplo de perfis de temperatura do fluido no anular da coluna de perfuração para diferentes tempos de circulação (adaptado de Sun et al, 2021).

Pelo princípio da expansão térmica, as tensões ao redor do poço irão ser alteradas com a variação da temperatura, e consequentemente, as curvas de geopressões. Assim, diversos trabalhos têm sido conduzidos com o objetivo de avaliar qual o impacto na estabilidade de poço decorrente da variação de temperatura indicada na Figura 1.3. Tang e Luo (1998), demonstrou as equações de tensões térmicas induzidas a partir da teoria da termoelasticidade e realizou simulações numéricas a partir de um modelo semi-analítico para obter a temperatura no poço. Nesse artigo, os

autores verificaram a existência de tensões térmicas de tração nas regiões mais próximas do fundo e de compressão nas regiões mais rasas. Destacaram também a influência do tempo, como também eventuais interrupções de circulação, provocando ciclos de tensão devido ao aquecimento e resfriamento do poço. Yan et al. (2013), de semelhante modo, com o objetivo de obter os gradientes de colapso e fratura (aqui com o mesmo significado de quebra), também realizou simulações numéricas resolvendo a equação de difusão de calor pelo método totalmente implícito de diferenças finitas para obter a variação de temperatura no poço. Obteve como conclusão que os gradientes de colapso e fratura devem aumentar com o aumento da temperatura (Figura 1.4b.) e reduzir com a diminuição da temperatura (Figura 1.4b).

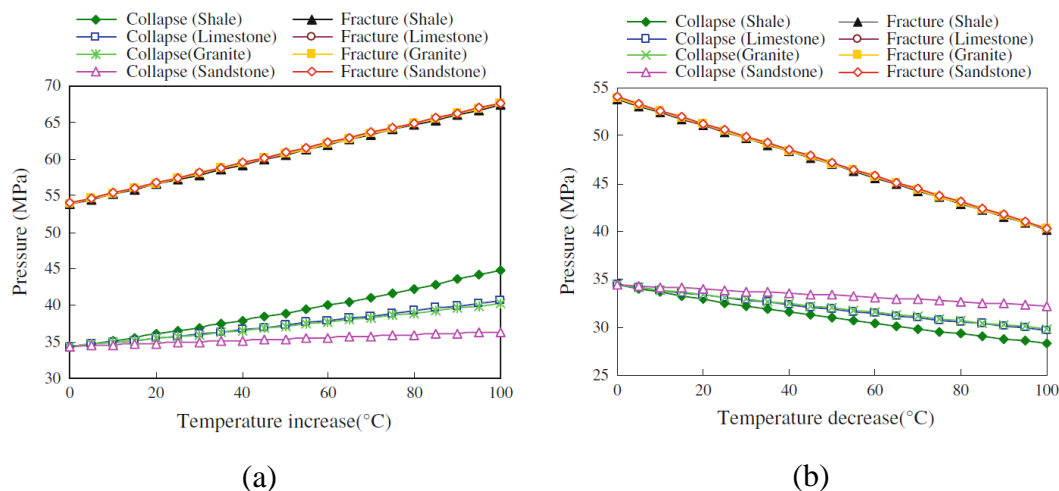


Figura 1.4 – Aumento (a) e redução (b) das pressões de colapso e fratura para diferentes tipos de rocha.

Rizvi et al. (2022) fez uma abordagem em torno dos parâmetros operacionais durante a perfuração do poço, os quais produzem uma mudança na temperatura de fundo. As fontes primárias de calor são o atrito dos cortadores da broca na formação e o atrito provocado pela rotação da coluna de perfuração na parede do poço. Por outro lado, a circulação *off bottom* – com a broca suspensa do fundo – produz um resfriamento com baixa rotação. Dessa forma, parâmetros como peso sobre broca (*weight on bit* – WOB), rotações por minuto (RPM) e vazão de circulação (*gallons per minute* – GPM) têm influência direta na temperatura de fundo. Portanto, em casos de perfuração em locais com janela estreita, e principalmente com alto gradiente

geotérmico, uma circulação para condicionamento do poço, por exemplo, pode ocasionar perdas em virtude da redução do gradiente de fratura provocado pelo resfriamento. Nesse trabalho o autor apresenta dois estudos de caso em que foram observadas perda de circulação em função do estreitamento da janela provocado pelo esfriamento do poço. Outros dados de campo corroboram o efeito previsto como no trabalho de Pepin et al. (2004), onde uma série de *leak-off tests* foi executada a partir de diferentes temperaturas de fluido de perfuração a fim de avaliar o gradiente de fratura.

Como já mencionado, a quantidade de trabalhos realizados considerando o efeito termo-poro-elástico – e químico inclusive (Yu et al., 2001) – estão bem difundidos na literatura, sob a ótica da estabilidade de poço (Maury e Idelovici, 2015, Li et al, 1998, Liu e Zhu, 2018, Tao e Ghassemi, 2010). Porém, além de determinar os limites de pressão para a perfuração do poço, as curvas de geopressões são utilizadas no projeto de poço para outros fins como: determinar a profundidade de assentamento de sapatas de revestimento, dimensionar colunas de revestimento, especificar equipamentos de cabeça de poço, determinar pressões máximas admitidas na cabeça de poço, determinar limites operacionais durante a produção, estimulação de reservatórios etc. Neste trabalho será avaliado, especificamente, o gradiente de quebra da formação quando utilizado como alívio de pressão em anulares durante a produção do poço. Ao incremento de pressão que ocorre com o aquecimento do poço dá-se no nome de APB (*annulus pressure build-up*). Adicionalmente, será realizado um estudo de caso avaliando o gradiente de quebra da formação exposta em uma situação em que o poço é submetido a um *blowout* e posteriormente fechado. Neste caso, é desejável que não ocorra a fratura da rocha.

1.2. Motivação e Justificativa

Em diversos trabalhos publicados até o momento, foram realizados estudos de estabilidade de poço considerando os efeitos térmicos nos gradientes de colapso e quebra (ou fratura), decorrentes da circulação de fluidos durante a perfuração ou estimulação de reservatórios. Neste cenário, baixas variações de temperatura ($\approx 10^{\circ}\text{C}$) empregam significativas mudança no gradiente de quebra, principalmente. Em casos

de perfuração de reservatórios de alta temperatura e janela operacional estreita o efeito é ainda maior. Durante a produção do poço, no entanto, as formações expostas nos anulares de revestimentos são submetidas a valores mais elevados de temperatura ($>60^{\circ}\text{C}$). Dessa forma, com o objetivo de reduzir incertezas acerca do valor do gradiente de quebra quando utilizado em diversas análises na etapa de projeto de poço, em especial como meio de mitigação de APB, propõe-se uma investigação do efeito térmico no seu valor. Este estudo se justifica pelo fato de não haver qualquer medição de pressão e temperatura em anulares mais externos do poço, e pelas incertezas intrínsecas a estimativa de propriedades das rochas assim como a estimativa de tensões *in situ*. É proposto ainda a análise de um cenário adicional, considerando a situação de descontrole de poço (*blowout*) e posterior shut-in. Quando o poço é fechado a pressão no poço irá subir e é desejável que não ocorra a fratura da formação. A quantificação do gradiente de quebra neste cenário, pode subsidiar eventuais análises de risco numa perfuração exploratória.

1.3. Objetivos

O principal objetivo é determinar o valor do gradiente de quebra de uma formação rochosa quando submetida a um carregamento térmico. Em seguida, (i) no cenário de produção, avaliar se há impacto significativo no projeto de estrutura de poço com o gradiente estimado; e (ii) no cenário de produção descontrolada avaliar se há ganho no gradiente de quebra suficiente para que o poço se mantenha estanque durante uma análise transiente com o poço fechado.

Para as análises acima buscar-se-á utilizar as premissas de projeto comumente utilizadas, e realizar análise de sensibilidade do coeficiente de expansão térmica e da anisotropia de tensões, por não serem conhecidos esses valores.

1.4. Organização da Dissertação

Essa dissertação está organizada da seguinte forma:

No Capítulo 1 é apresentada uma introdução ao tema e a motivação da pesquisa.

Os Capítulos 2 e 3 são destinados a uma revisão teórica sobre o tema a fim de fundamentar as análises realizadas, sendo o Capítulo 2 voltado para conhecimentos acerca da estrutura de um poço, e o Capítulo 3 voltado para Geomecânica de poços.

O Capítulo 4 descreve a metodologia proposta de uma forma macro, dividida em três etapas: criação de um modelo geomecânico – simulações termo-hidráulicas – cálculo de tensões com efeito térmico, contendo todas as premissas de cálculo e correlações utilizadas.

O Capítulo 5, por fim, contempla as análises propriamente ditas através de três estudos de caso. Dois poços no cenário de produção e um poço no cenário de análise de contenção do poço (*well containment analysis*). São apresentados os dados dos poços, os resultados das simulações, os modelos geomecânicos e a determinação dos valores de quebra em profundidades específicas.

O Capítulo 6 contém as conclusões observadas e sugestões de trabalhos futuros.

O Capítulo 7 lista as referências bibliográficas utilizadas.

2 Estrutura de um poço submarino e carregamentos térmicos

Neste capítulo será feita uma revisão teórica sobre alguns conceitos básicos necessários para a fundamentação do tema dessa dissertação no que diz respeito à estrutura do poço e aos carregamentos oriundos da produção do poço. De antemão, pode-se definir como estrutura do poço os elementos que são empregados no poço e que devem permanecer durante toda vida útil do poço, a saber: colunas de revestimento, cimento – e acessórios – e sistema de cabeça de poço submarino (SCPS).

2.1. Aspectos construtivos de um poço submarino

A construção de um poço de petróleo consiste na perfuração em fases, as quais contemplam, de modo geral, a perfuração em determinado diâmetro de broca, a descida de um revestimento e sua cimentação. A perfuração é realizada desta forma – telescópica – a fim de isolar eventuais formações permoporosas de cada fase e permitir a utilização de um fluido de perfuração de maior peso na fase seguinte, mantendo a estabilidade do poço. Após a perfuração de um poço, caso sua finalidade seja de desenvolvimento da produção, seja produtor ou injetor, ele deve ser completado, etapa na qual é instalada uma coluna de produção (COP) ou injeção (COI), responsável por conduzir os fluidos produzidos ou injetados. A Figura 2.1 ilustra o esquemático de um poço submarino com seus principais elementos.

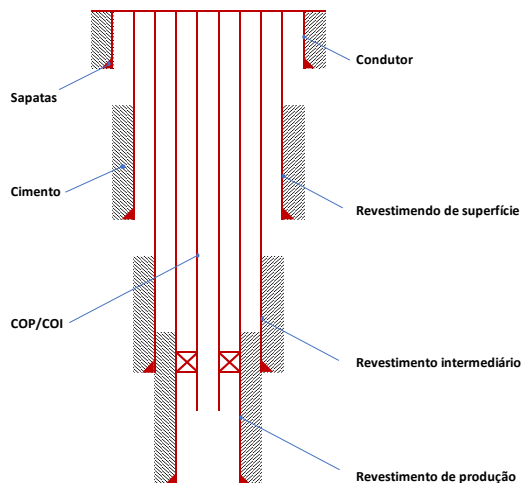


Figura 2.1 – Esquemático de um poço de petróleo submarino.

Com respeito às colunas de revestimento, a indústria as classifica da seguinte maneira (Souza, 2020):

- **Revestimento condutor:** É o primeiro revestimento a ser instalado e tem a função estrutural, ou seja, deve suportar o peso das demais colunas e equipamentos submarinos, assim como resistir as cargas impostas pelo *riser* de perfuração. Possui soldado no topo da coluna o Alojador de Baixa Pressão (ABP), que tem a finalidade de conectar-se ao Alojador de Alta Pressão (AAP), presente no revestimento de superfície.
- **Revestimento de superfície:** Este revestimento é instalado no revestimento condutor. É soldado com o Alojador de Alta Pressão (AAP), que tem por objetivo prover a interface com os equipamentos submarinos, como o *blow out preventer* (BOP);
- **Revestimento intermediário:** Através de um suspensor de revestimento, é ancorado no AAP. É instalado após o revestimento de superfície e antes do revestimento de produção. Em algumas configurações de poços, não é previsto esse revestimento.
- **Revestimento de produção:** Esse é o primeiro revestimento externo à coluna de produção/injeção. Sua principal função é isolar as zonas produtoras.

Juntamente com as colunas de revestimento e de produção/injeção, a fim de compor os elementos que constituem os conjuntos solidários de barreira² (CSB), está o sistema de cabeça de poço submarino (SCPS), destacado na Figura 2.2 com seus principais componentes: os alojadores de baixa e alta pressão, suspensores de revestimento e os conjuntos de vedação universal (CVU), cuja função é prover o isolamento da região anular entre revestimentos na cabeça do poço.

² Os conjuntos solidários de barreira é o conjunto de um ou mais elementos com o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis (*Fonte: Resolução ANP nº 46 de 01/11/2016 – Regulamento técnico do SGIP*).

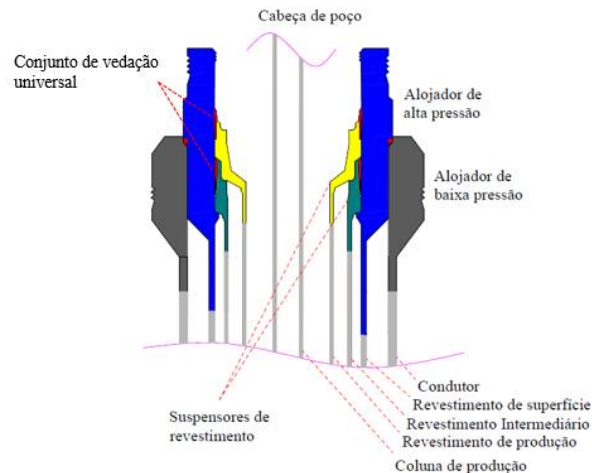


Figura 2.2 – Sistema de cabeça de poço submarino (adaptado de Souza, 2020)

2.2. Dimensionamento da estrutura de poço

O dimensionamento da estrutura do poço é uma etapa crucial no projeto de poços, visando garantir a integridade estrutural e a segurança das operações. Entende-se como estrutura de poço o conjunto dos elementos que são instalados no poço e que devem permanecer durante toda a sua vida útil, devendo, portanto, suportar todos os carregamentos previstos. Estes elementos são, basicamente, as colunas de revestimento, o cimento e o SCPS.

O processo de dimensionamento de revestimento envolve uma análise detalhada das cargas e tensões a que as colunas serão submetidas, levando em consideração diversos fatores, como profundidades, peso dos fluidos, características geomecânicas da formação rochosa e condições operacionais. A grande maioria das falhas em tubulares em poços não são atribuíveis a erros computacionais no cálculo de cargas de projeto, mas sim devido a não considerar os cenários de carga apropriados. Não existe na indústria padrão que defina as cargas de projeto de revestimento, no entanto existe um processo padrão aceito na indústria para o cálculo de tensões nos tubulares uma vez que os casos de carga são determinados (Howard et al., 2021).

No que tange ao levantamento de cargas, pode-se recorrer ao método determinístico das cargas admissíveis ou ao método probabilístico aplicado a resistência, e em ambos os métodos, a depender do cenário, pode-se valer do estado

limite último dos tubulares quando o regime elástico não atender aos fatores de segurança mínimos pré-estabelecidos (Souza, 2017). Nesse texto será abordado apenas o método das cargas admissíveis no regime elástico, isto é, a resistência dos tubulares será definida pelo limite de escoamento do aço.

A formulação a seguir expressa o conceito do método das cargas admissíveis, onde a carga prevista é majorada de um fator de segurança mínimo e comparada com o limite de resistência fornecida pelo fabricante:

$$C_m = FS_{min} C_p \leq R \quad (2-1)$$

As cargas previstas podem ser classificadas em uniaxiais e triaxial. As cargas uniaxiais são: cargas de *burst*, de colapso e carga axial (tração ou compressão). A carga de *burst* é a pressão máxima que a coluna de revestimento deve suportar internamente, garantindo que não ocorram rupturas na parede do tubo. Já a carga de colapso é a pressão externa máxima que a coluna pode enfrentar sem deformar permanentemente ou colapsar. A carga axial refere-se à força ao longo do eixo da coluna, proveniente do peso próprio, da variação do peso de fluido, variação de temperatura etc. Além das cargas uniaxiais, é fundamental também avaliar o estado de tensões triaxial o qual combina a atuação das cargas uniaxiais e pode levar a plastificação do material (critério de falha). Em colunas de revestimento frequentemente é utilizado o critério de von Mises, o qual estabelece um limite tensão equivalente em que o material não irá escoar.

A definição das cargas será dada pela diferença entre a pressão externa e a pressão interna do revestimento. Assim, a condição segura para pressão interna é dada pela equação a seguir:

$$C_m = FS_{min}(P_i - P_e) \leq R_{pi} \quad (2-2)$$

Onde P_i e P_e são as pressões interna e externa, e R_{pi} é a resistência a pressão interna. Portanto, a condição segura para um carregamento de colapso é dada pela seguinte expressão:

$$C_m = FS_{min}(P_e - P_i) \leq R_c \quad (2-3)$$

Onde R_c é a resistência ao colapso. Essa consideração das áreas não é levada em conta na determinação da carga de pressão interna em favor da segurança, uma vez que esse artifício diminuiria o valor final da carga.

A determinação dos esforços axiais é proveniente do cálculo das elongações que alguma carga produziria caso a coluna estivesse livre e a força equivalente para consumir a esta elongação. Matematicamente, pode-se escrever a elongação resultante pelo princípio da superposição dos efeitos térmicos e da variação de pressão. As variações de pressão são conhecidas por efeito pistão, quando a variação de peso de fluido exerce uma variação de pressão nas áreas de ombros de carga (p. ex. variação de diâmetro na mesma coluna), e efeito balão (ou *ballooning*) quando a variação de pressões provoca uma mudança na dimensão radial por efeito Poisson. Portanto, tem-se:

$$\Delta L_{total} = \Delta L_{temp} + \Delta L_{balão} + \Delta L_{pistão} \quad (2-4)$$

Por fim, para determinar o carregamento axial, recorre-se a lei de Hooke:

$$\sigma_a = \frac{\Delta F}{A} = E \frac{\Delta L}{L} \quad (2-5)$$

Adicionalmente, no cálculo da elongação deve ser considerado o efeito de encurtamento por flambagem, como descrito por Lubinski (1962). A flambagem da coluna refere-se à instabilidade estrutural que pode ocorrer quando uma coluna longa e delgada é submetida a cargas de compressão axial. Isso resulta em uma deflexão lateral ou curvatura da coluna. Lubinski (1962) estabeleceu um método que relaciona a deformação por flambagem com a resistência do material e o seu confinamento, conforme a seguir:

$$\varepsilon_z = -\frac{r_c^2}{4EI} F_{ef} \quad (2-6)$$

Por fim, a carga triaxial leva consideração o estado de tensão na parede do tubo nas três dimensões, tais como axial (σ_a), radial (σ_r) e tangencial (σ_t), em coordenadas

cilíndricas. Essas três tensões podem ser combinadas como uma única tensão equivalente a partir do teorema de energia de distorção de von Mises (Aadnoy, 2010):

$$2\sigma_y^2 = (\sigma_a - \sigma_r)^2 + (\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 \quad (2-7)$$

A equação acima pode ser desenvolvida utilizando as equações de Lamé para tubos de paredes espessas substituindo as tensões radial e tangencial, e obtendo por fim uma expressão da tensão equivalente em função das pressões externa e interna e da força axial total do tubo.

Embora não haja um padrão de referência para os cenários de carga, existe uma padronização para o cálculo de performance dos tubos, ou “*pipe ratings*”. A API Bulletin 5C3 descreve os métodos de cálculo para as resistências uniaxiais as quais foram bem sumarizadas por Howard et al. (2021), e nas suas versões mais recentes incluiu também o efeito de carga combinada – cargas axiais com pressão. Portanto, é usual avaliar os carregamentos através de um envelope de resistência como o mostrado na Figura 2.3 (linha tracejada).

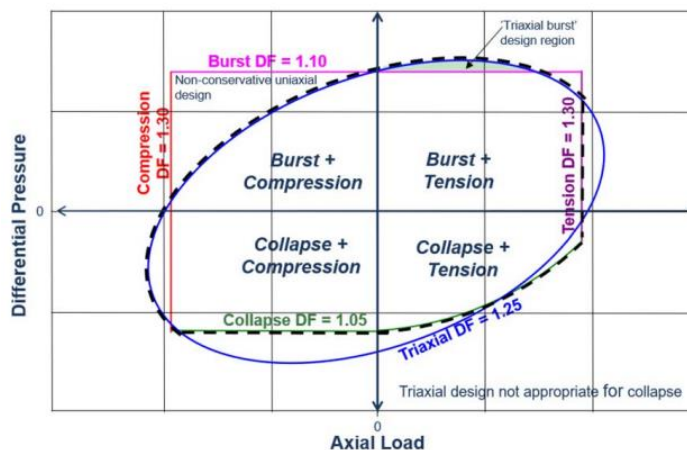


Figura 2.3 – Envelope de resistência de um tubo: Elipse de von Mises e envoltória API (Howard et al., 2021)

Como mencionado anteriormente, são empregados fatores de segurança para cobrir as incertezas inerentes à determinação das cargas. Os fatores de segurança mínimos são definidos por cada operadora pois a filosofia de projeto pode variar entre

estas. A Tabela 2.1 apresenta os fatores de segurança mínimos utilizados na Petrobras (norma interna Petrobras).

Tabela 2.1 – Fatores de Segurança Mínimos para dimensionamento de revestimentos

Carga	FS
Colapso	1.0
<i>Burst</i>	1.1
Tensão/Compressão Axial	1.3
Triaxial	1.25

A Figura 2.4 ilustra uma forma de representar a linha de carga (em azul) para uma solicitação de *burst* a partir dos perfis de pressão interna e externa aplicados ao revestimento mais interno. A linha de resistência à pressão interna (em vermelho) também foi plotada indicando que o revestimento se encontra em situação segura. Uma forma alternativa de realizar a análise é através dos fatores de segurança, manipulando a equação (2-1), conforme equação (2-9), e representação gráfica na Figura 2.5.

$$FS = \frac{R}{C_p} \geq FS_{min} \quad (2-8)$$

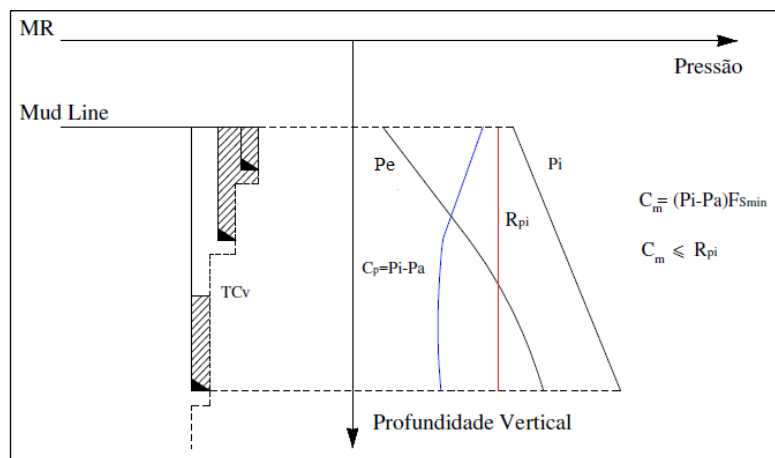


Figura 2.4 – Representação gráfica de linhas de carga e resistência à pressão interna.

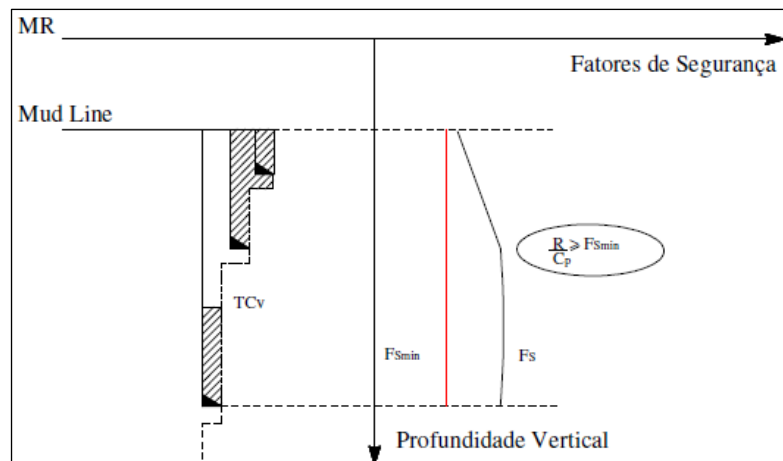


Figura 2.5 – Representação gráfica de análise por fatores de segurança.

Até o momento foi abordado apenas um dos aspectos no dimensionamento de revestimento que é a definição de cargas e as comparando com a resistência dos tubos. As cargas representam as operações previstas durante a operação e produção do poço, tais como cimentação, testes de pressão, perdas de circulação etc. Como será visto no próximo item, a temperatura proveniente da produção emprega novos carregamentos no poço. Além disso, o aumento da temperatura provoca uma degradação do limite de escoamento do aço (*temperature derating*).

Outro aspecto que deve ser verificado na seleção dos revestimentos é o ambiente a que estarão expostos, a fim de prever a metalurgia adequada. Tais tubos são classificados como CRA (*Corrosion Resistant Alloy*) para ambientes com incidência de CO₂ e H₂S (*sour service*).

Com relação a especificação do SCPS, a maior preocupação de ponto de vista de carregamento, são os esforços atuantes no *packoff*. A Figura 2.6 é uma adaptação da Figura 2.2 destacando a atuação das cargas de pressão e força axial no suspensor de revestimento e que, consequentemente, são transmitidas ao CVU. Caso essas cargas ultrapassem os limites do equipamento poderá ocorrer um desassentamento do *packoff* resultando na comunicação hidráulica dos anulares, o que pode provocar problemas de integridade, como colapso de revestimentos, por exemplo. Esse cenário se mostra crítico no caso de poços produtores em decorrência do seu aquecimento, aumentando a pressão abaixo do suspensor e compressão da coluna de revestimento, como será visto doravante.

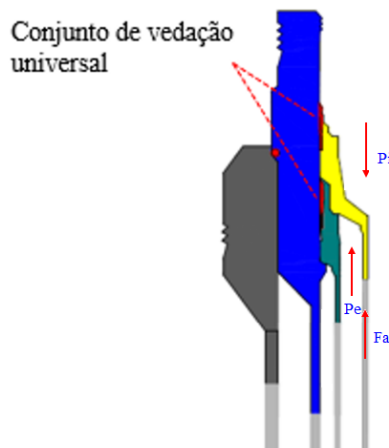


Figura 2.6 – Carregamento sobre o CVU ou *packoff*.

2.3. Aspectos térmicos de um poço submarino

2.2.1 Fluxo de calor no poço

Após a sua perfuração e completação, um poço é interligado a uma unidade estacionária de produção (UEP) e posto a produzir ou injetar³. Com isso, o fluido produzido ou injetado irá provocar troca de calor no interior do poço, que antes encontrava-se em equilíbrio térmico com a formação. De modo geral, a produção deve provocar um aquecimento em um poço, e a injeção de água do mar ou gás um resfriamento. Uma exceção é o caso de reinjeção de água produzida, que também pode levar a um aquecimento. Este trabalho irá resumir-se aos casos de aquecimento do poço.

A temperatura do reservatório, normalmente, aumenta com seu soterramento, assim, quanto mais profundos forem os poços maior deverá ser a troca de calor por convecção entre o fluido produzido e os elementos do poço, como tubulares, fluidos dos espaços anulares e a formação ao redor do poço. Além da profundidade do poço, outros parâmetros influenciam na distribuição de temperatura, tanto na COP como na distribuição radial, a saber: vazão e composição do fluido produzido, configuração do

³ Os poços podem ser injetores de água do mar, água produzida ou gás, com o objetivo de manutenção de pressão dos reservatórios.

poço, propriedades dos fluidos presentes nos anulares, litologia da formação circundante etc. O coeficiente de transferência de calor global, da coluna de produção à formação, pode ser exemplificado pela seguinte expressão (Hasan e Kabir, 2012):

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti} \cdot h_{ti}} + \frac{r_{to} \cdot \ln(r_{to}/r_{ti})}{k_t} + \frac{r_{to}}{r_{to} \cdot (h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \cdot \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{to} \cdot \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \quad (2-9)$$

Onde, o primeiro e terceiro termos representam a transferência de calor por convecção nos anulares, e o segundo, quarto e quinto termos por condução, de um sistema composto por COP, revestimento, cimento e formação.

A Figura 2.7 ilustra o cenário de produção com o fluxo de calor do interior da coluna de produção para os anulares externos, assim como os perfis de temperatura nos anulares antes e após a produção em regime permanente (*steady state*). Observa-se que na interface com o fundo do mar ocorre uma redução brusca de temperatura, onde seu valor é da ordem de 4,44°C (em LDA maiores que 1000m).

Para determinação dos valores de temperatura e pressão no poço, são utilizados programas computacionais que levam em conta os parâmetros listados acima através de um modelo termo-hidráulico. Para calibração desse modelo recorre-se a sensores aplicados na base da coluna de produção (*Permanent Downhole Gauge* – PDG) e na Árvore de Natal Molhada⁴ (ANM). No entanto, atualmente os sensores disponíveis no mercado só permitem realizar medições no interior da coluna de produção e no anular A (Alcofra, 2014). No momento da redação desse texto, sensores de Anular B estão sendo desenvolvidos e testados, mais ainda sem resultados que pudessem calibrar um modelo confiável.

⁴ Equipamento instalado na cabeça do poço com um conjunto de válvulas de controle, responsável pela interligação do poço com a UEP.

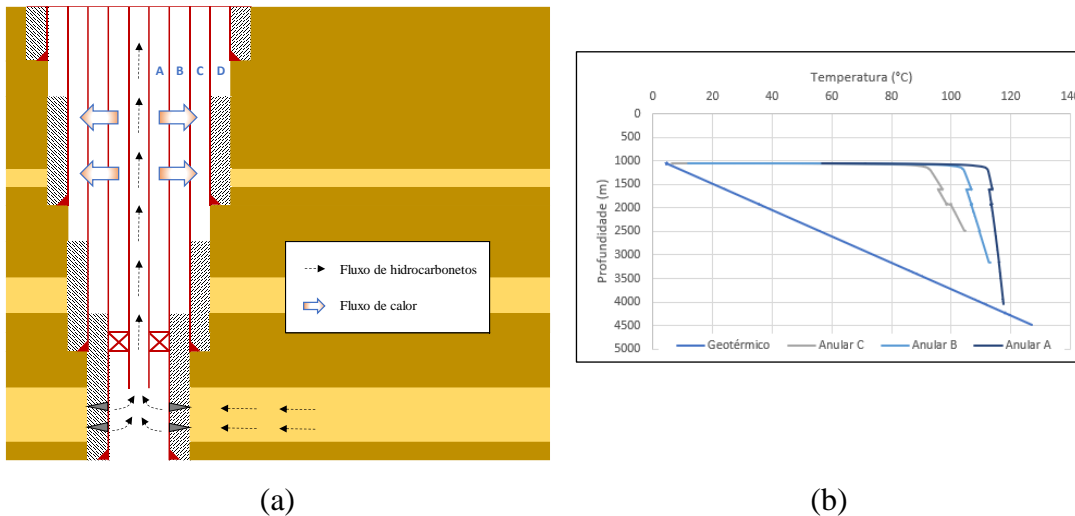


Figura 2.7 – (a) Fluxo de calor em um poço produtor; (b) Curvas de temperatura antes e após produção ao longo da COP.

Um fato importante de ressaltar é que a temperatura no poço – anulares e formação – leva um tempo para que se possa alcançar novo equilíbrio térmico após o início da produção. Esse período é denominado de regime transiente, e o novo equilíbrio, regime permanente. Esse efeito também é observado durante a vida útil do poço quando a produção sofre paradas e repartidas, sejam elas programadas ou não. Um dos primeiros trabalhos realizados em transferência de calor e regime transiente, foi o conduzido por Ramey (1962). Neste trabalho foram feitas as seguintes considerações:

- i. A formação rochosa é tratada como um sólido semi-infinito;
- ii. A capacidade térmica do poço é negligenciável quando comparada com a formação;
- iii. Os balanços de energia e momento no fluido em produção podem ser solucionados por equações 1D em regime permanente;
- iv. A transferência de calor do poço para a formação é radial.

Essas considerações são justificadas pela razão de aspecto, uma vez que as dimensões axial e radial são, respectivamente, milhares de metros e menos de 30 polegadas. Pelos motivos acima, sendo o poço cercado pela formação rochosa, e dada a escala de comprimento radial e as propriedades físicas e térmicas dos componentes

do poço e da rocha, a escala de tempo do problema é ditada pela transferência de calor transiente na formação (Alves, 2021), a qual é dada pela equação da difusão de calor:

$$\frac{\partial^2 T_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_f}{\partial r} = \frac{\rho_f c_{p,f}}{\lambda_f} \frac{\partial T_f}{\partial t} \quad (2-10)$$

Onde T_f , é a temperatura da formação, r é o raio de investigação ao redor do poço, ρ_f a densidade da formação, $c_{p,f}$ seu calor específico e λ_f sua condutividade térmica. A difusividade térmica é definida como:

$$\alpha_f = \frac{\rho_f c_{p,f}}{\lambda_f} \quad (2-11)$$

A solução de Ramey a partir da equação da difusão de calor, foi reproduzida por Ferreira (2017), Barcelos (2017) e Alves (2021), onde pode ser consultada para maiores detalhes.

Alguns anos após o trabalho de Ramey, Raymond (1969) publicou um estudo com um modelo mais completo de transferência de calor transiente. No seu trabalho, ele considerou o cenário de circulação de fluido durante a perfuração. Para obter os perfis de temperatura, resolveu numericamente as equações de transferência de calor no interior da coluna de perfuração, na broca e no anular.

Do ponto de vista de integridade estrutural, o efeito transiente pode se mostrar crítico durante a injeção a frio, conforme reportado por Moreira et al. (2019). Neste trabalho, foi mostrado que a redução de pressão do anular B se deu de forma mais rápida que o anular C durante as primeiras horas de injeção de água do mar, levando a um diferencial de pressão maior que o previsto no revestimento intermediário. Essa situação resultou na falha por colapso do revestimento e nas colunas subsequentes, efeito conhecido como colapso em cascata. As figuras a seguir ilustram as curvas de diferencial de pressão de colapso em função do tempo, assim como o menor fator de segurança observado.

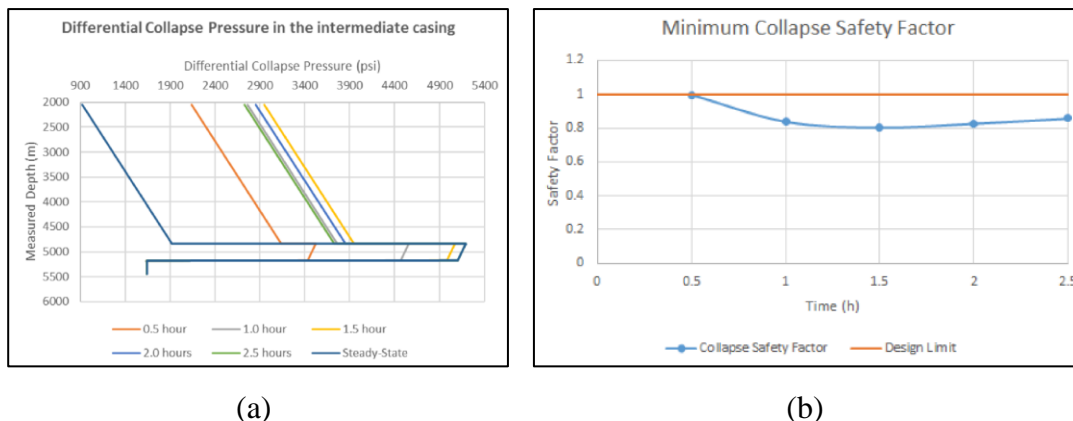


Figura 2.8 – (a) Curvas de pressão de colapso com o tempo; (b) Mínimo fator de segurança de colapso no revestimento.

2.2.2 APB

O aquecimento do poço gerado pela sua produção irá provocar uma tendência de expansão térmica dos tubulares instalados assim como dos fluidos nos anulares. A expansão do fluido, que estiver confinado, causa um acréscimo de pressão deste. Esse fenômeno é denominado de *Annular Pressure Buildup* (APB). O termo *Annular Fluid Expansion* (AFE) também é comumente encontrado na literatura e usado indistintamente⁵, embora refira-se apenas a expansão (sem que haja APB necessariamente).

Em poços *onshore* os anulares do poço são acessíveis, e desta forma permitem medição de pressão e a drenagem através de válvulas instaladas na cabeça do poço. No entanto, em poços submarinos apenas o anular A – anular da coluna de produção – possui acesso, enquanto os demais permanecem inacessíveis. Esse incremento de pressão resulta numa carga adicional nos elementos que compreendem o espaço anular – *packoff*, revestimento interno e revestimento externo – e caso não sejam dimensionados para tal, a integridade do poço pode ser comprometida. A Figura 2.9 ilustra a falha por colapso de um revestimento de 16 polegadas que foi recuperado do poço. Esse caso foi relatado por Pattillo et al. (2006) e refere-se ao poço Pompano A-31 (Golfo do México), onde, durante a perfuração da fase de 14 ½ pol, a circulação do

⁵ <https://iadclexicon.org/annular-pressure-buildup-apb/>

fluido de perfuração provocou um APB no anular do revestimento de 16 pol, levando ao colapso deste.



Figura 2.9 – Revestimento de 16 polegadas colapsado devido a APB durante a circulação de fluido quente na perfuração (Pattillo et al., 2006).

O APB é consequência direta da produção do poço, ou seja, todas as variáveis que afetam o fluxo de calor implicam no incremento de pressão. O trabalho de Hasan et al. (2010) indica o aumento da pressão está relacionado diretamente ao aumento da vazão de produção, como mostrado na Figura 2.10.

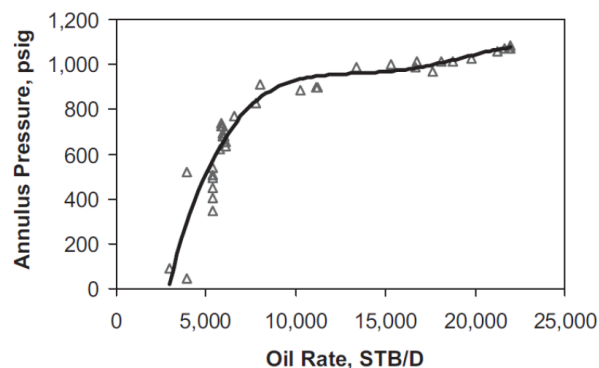


Figura 2.10 – Incremento de pressão no anular em função da vazão de produção.

Barcelos (2021), desenvolveu um modelo matemático para estimativa de APB, que leva em conta os efeitos hidrodinâmicos, térmicos e mecânicos, e realizou a sensibilidade em alguns parâmetros de produção, como a razão-gás-óleo (RGO) e o *Basic Sediment and Water* (BSW), Figura 2.11 e Figura 2.12, respectivamente. Percebe-se que a influência da quantidade de gás é pouco significativa, devido ao baixo

impacto no coeficiente de transferência de calor global. Por outro lado, devido à maior capacidade térmica da água em relação ao óleo, é percebido um aumento significativo de pressão com o aumento do BSW.

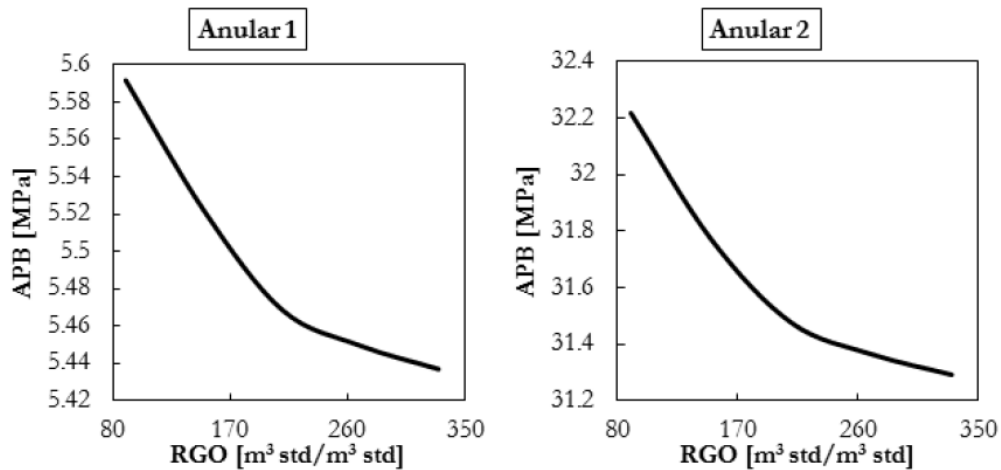


Figura 2.11 – Redução do APB em função do aumento da produção de gás (adaptado de Barcelos, 2021).

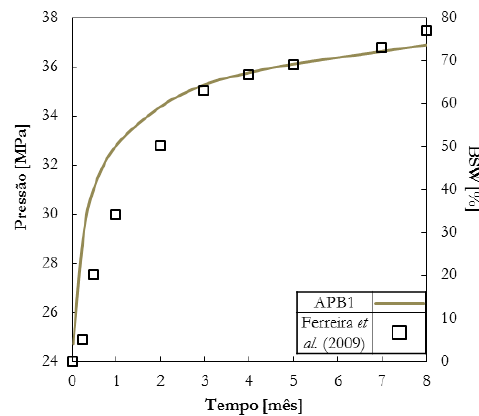


Figura 2.12 – Aumento do APB no anular A em função do aumento da produção de água (BSW).

Porém, além das condições de produção, a variação de volume da câmara e as características do fluido de perfuração contido nos anulares representam um papel importante da determinação do APB, como será visto adiante.

2.2.2 Modelo matemático

A formulação para quantificar o aumento de pressão no anular foi descrito pioneiramente por Oudeman e Bacarreza (1995), onde é ele relaciona a variação de pressão com a variação de massa, volume e temperatura, conforme a seguir:

$$\Delta P = \left(\frac{\partial P}{\partial m} \right)_{V,T} \cdot \Delta m + \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_{m,T} \cdot \Delta V + \left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{m,V} \cdot \Delta T \quad (2-12)$$

O primeiro termo refere-se à variação de pressão devido a alguma perda de fluido para a formação ou para algum anular adjacente, o segundo termo representa a variação de pressão causada por variação da contenção anular induzida por esforços térmicos e hidráulicas nos tubulares e o terceiro representa o aumento de pressão provocado por um aumento de temperatura a volume constante. Para um anular selado o primeiro termo não promove contribuição alguma no fenômeno de APB. Assim, pode-se desprezá-lo na equação. Desenvolvendo o último termo, tem-se:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{m,V} \cdot \Delta T = \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_{m,T} \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_{m,P} \cdot \Delta T = \frac{\alpha_{T,f}}{\beta_f} \cdot \Delta T \quad (2-13)$$

Onde $\alpha_{T,f}$ é o coeficiente de expansão térmica a pressão constante e β_f é a compressibilidade isotérmica do fluido. Portanto, a equação inicial (2-12) pode ser reescrita da seguinte maneira, assumindo que não há perda de fluido ($\Delta m = 0$):

$$\Delta P = \frac{\alpha_{T,f}}{\beta_f} \cdot \Delta T - \frac{\Delta V_{an}}{\beta_f V_{an}} \quad (2-14)$$

Ou seja, a deformação da fronteira, no caso do APB, age como aliviador da pressão final, em decorrência do aumento do volume.

2.2.3 Meios mitigadores de APB

A fim de prevenir uma eventual falha dos elementos que delimitam o anular confinado, conforme descrito no item anterior, são empregados no poço meios de

mitigação de APB. Neste item, serão descritos alguns desses meios quando não é possível utilizar tubulares mais robustos e *packoffs* mais resistentes, seja por indisponibilidade, seja por elevar o custo do projeto sobremaneira.

i. **Sapata aberta** – Este termo é utilizado quando o topo do cimento no anular do revestimento não cobre a sapata da fase anterior, como está ilustrado na figura abaixo. Nesta situação, ao aumentar a pressão no anular poderá ocorrer a fratura da formação exposta e o fluido contido naquele anular ser drenado, limitando, portanto, a pressão no valor da fratura.

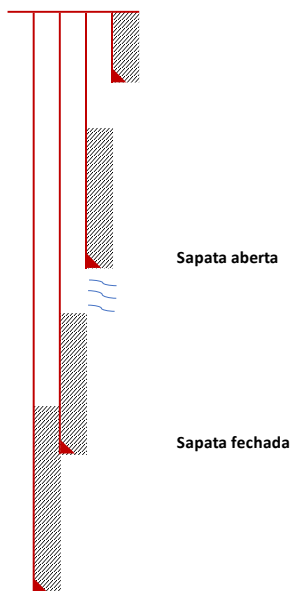


Figura 2.13 – Definição de sapata aberta e fechada.

O recurso de ‘sapata aberta’ é o mais comumente utilizado nos projetos de poços devido a sua simplicidade. No entanto, em alguns casos é necessário que a pasta de cimento seja planejada para garantir que zonas permoporosas com potenciais de fluxo próximas a sapata anterior sejam cobertas, e assim não é possível contar que haja algum trecho para alívio de APB. Além disso, embora nesta situação seja desejável ter uma resistência menor da rocha abaixo da sapata, em outras é imprescindível que se tenha maior resistência, para suportar um influxo no fechamento do poço, por exemplo. Ou, ainda, a redução da profundidade de assentamento da sapata buscando um ponto de alívio pode impactar na adição de uma fase no projeto do poço, elevando o seu custo total.

ii. Discos de ruptura (*burst disks*) – Trata-se de pequenos discos de cerâmica instalados no revestimento, que quando submetidos a determinado diferencial de pressão, rompem comunicando o interior do revestimento e seu anular. Normalmente, são instalados em região cimentada, a fim de não expor o revestimento anterior ao incremento de pressão do revestimento subsequente. Para a especificação dos discos, além da pressão de ruptura desejável durante a produção, deve-se atentar para que não haja ruptura precoce durante a perfuração, ou seja, devem suportar as cargas de um eventual *kick* de gás e testes de pressão de revestimento. Além disso, deve-se considerar as incertezas do modelo geomecânico na determinação dos gradientes de pressão de poros e de fratura. A margem de erro do fabricante é de $\pm 5\%$ do valor nominal.



Figura 2.14 – Disco de ruptura.

iii. Canhoneio – Trata-se da descida de uma ferramenta de canhoneio (canhão) antes da instalação do revestimento interno do anular confinado, provocando uma explosão direcionada no revestimento anterior e cimento, comunicando a formação. Esse recurso pode ser bastante dispendioso, pois a fim de evitar a comunicação de um eventual influxo durante a perfuração da próxima fase com o canhoneado, é instalado um *liner* após a perfuração da próxima fase, realizado o canhoneio, e em seguida descido um *tie-back* para compor a coluna da fase seguinte.

iv. Espumas colapsáveis – Conhecidas também como *crushable foam wraps* (CFW), as espumas colapsáveis são constituídas de uma matriz de epóxi e microesferas ocas de vidro, e projetadas para colapsar antes que os níveis de pressão alcancem os limites de resistência dos revestimentos e *packoff*. O colapso dessas microesferas de vidro irá permitir um acréscimo de volume disponível para expansão do fluido confinado. A especificação da espuma é em função da pressão e temperatura de operação. O ganho esperado de volume deve-se levar em conta a extensão de espumas

instaladas e sua espessura. O fabricante informa que o volume útil da CFW representa cerca de 30% do seu volume inicial e, além disso, recomenda que se considere um fator de perda de cerca de 20%. Assim, o volume total da espuma é dado por:

$$V_{CFW} = (1 + f_{loss}) \frac{\Delta V_{exp}}{f_{colapso}} \quad (2-15)$$

Onde:

V_{CFW}	Volume total da CFW
f_{loss}	Fator de perda
$f_{colapso}$	Fator de colapso
ΔV_{exp}	Volume devido à expansão térmica (AFE)

A principal vantagem da espuma colapsável é que não há dano na estrutura do poço, e os impactos operacionais, em termos de tempo, são mínimos. Por outro lado, sua utilização é limitada a anulares que possuam maior espaço (*clearance*) a fim de não criar uma perda de carga excessiva durante a cimentação do revestimento.



Figura 2.15 – Espumas colapsáveis instaladas na parede externa do revestimento⁶.

v. Fluidos compressíveis – O bombeio de fluidos compressíveis a frente dos colchões e pasta de cimento visa aumentar a compressibilidade do sistema para reduzir a pressão final após o aquecimento do poço. Dentre as possíveis soluções estão os espaçadores nitrogenados e adição de microesferas ocas no fluido de perfuração (Santos et al., 2015)

⁶ Fonte: página do fabricante na internet, <https://www.crpsubsea.com/products/product-families/downhole-protection/crushable-foam-wrap/>

vi. *Materiais isolantes* – Esse método visa reduzir a taxa de transferência de calor radial da coluna de produção para os demais anulares. Essa estratégia pode ser dar no uso de fluidos de completação isolantes, nitrogênio a baixa pressão ou através de VIT (*Vacuum Insulated Tubing*). O VIT consiste em um tubo de produção interno soldado a um tubo externo formando uma cavidade anular onde é criado vácuo (Ferreira, 2017). A Figura 2.16 ilustra os detalhes de um VIT.

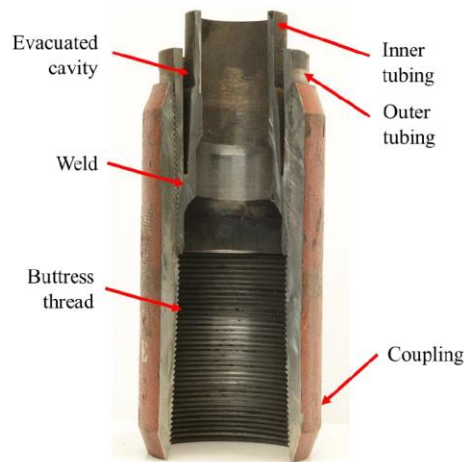


Figura 2.16 – Detalhes de um VIT (Ferreira, 2017).

Neste tópico foi tratado sobre o APB proveniente do aumento de temperatura no poço. No entanto, importante ressaltar que poços perfurados em sessões evaporíticas e que apresentem anulares com a formação salina exposta, o comportamento mecânico viscoelástico do sal irá provocar uma deformação a partir de uma tensão desviadora constante, efeito este conhecido por fluência (*creep*). Assim, a variação de volume anular resultante da fluência poderá provocar um aumento de pressão, no caso de poços injetores, por exemplo, ou uma possível redução no caso de poços produtores. Almeida (2016) realizou análises numéricas que levam em conta a fluência do sal em poços produtores e observou que essa formação pode atuar como aliviador da pressão gerada pela expansão térmica do fluido confinado, ou seja, as tensões geradas pelo APB provocam deformações no sentido de aumentar o diâmetro do poço e, consequentemente, o volume anular.

2.4. Well Containment Analysis

Após o acidente ocorrido em 2010, durante a perfuração de um poço no campo de Macondo (Golfo do México), pela sonda Deepwater Horizon, a indústria de óleo e gás passou a adotar maiores medidas preventivas para um cenário de *blowout*, desde a etapa de planejamento de uma campanha e de projeto de poços à sua execução, visando reduzir a probabilidade de uma ocorrência semelhante e minimizar os impactos a integridade do poço, equipamentos de superfície, vidas humanas e meio ambiente. O *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE), órgão regulador americano no Golfo do México, conduziu diversas ações de investigação para determinar as causas do acidente e propor recomendações a fim de garantir maior segurança operacional. Tais ações culminaram em um relatório final (*Well Control Final Rule – WCFR*)⁷ que propõe atualização em diversos padrões e normas internacionais. O *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP), emitiu o relatório 594 de 2019 com o objetivo de guiar companhias operadoras no planejamento e preparação do plano de resposta a emergências e controle de fonte. Neste documento ainda é definido o carregamento *Blowout Load Case* (BLC), que consiste na produção descontrolada e irrestrita de fluido da formação, a qual impõe altas cargas de *burst* e colapso nos revestimentos instalados. No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através do regulamento técnico para o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), também incluiu requisitos de segurança e projeto de poço, dentre os quais, assim como o BSEE e o IOGP preconizam, requer que o poço seja dimensionado para um cenário de *blowout*.

O *well containment analysis*, ou análise de contenção do poço, aborda duas situações: (i) poço com fluxo descontrolado para o fundo do mar, e (ii) poço fechado com *capping*⁸ – cenário denominado *shut-in*. A primeira condição se dá ao perfurar uma zona de alta pressão portadora de hidrocarboneto e o fluido de perfuração não possui peso suficiente para impedir a migração do óleo (ou gás) para o interior do poço

⁷ *Federal Register*, vol 81, No. 83, Part III, Department of the Interior, Bureau of Safety and Environmental Enforcement, 30 CFR Part 250 – Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf – Blowout Preventer Systems and Well Control, Final Rule.

⁸ Equipamento composto de válvulas capaz de ser instalado em cima do BOP para contenção do fluxo. Nele também podem ser conectadas linhas para um sistema de coleta do óleo e queima de gás.

(kick). Essa situação pode não ser possível de ser controlada e evoluir para um *blowout*. Do ponto de vista de carregamento sobre a estrutura de poço, esse caso se assemelha a um caso normal de produção, porém com vazões mais altas em função da área aberta ao fluxo, correspondente ao diâmetro de poço aberto (brocas de 8,5 a 14,75 polegadas de diâmetro). Adicionalmente, em consequência disso, são levadas temperaturas mais altas do reservatório para a cabeça do poço. Na literatura, alguns autores (Zaki et al. 2015) denominam o primeiro cenário (i) como *worst case discharge* (WCD), sendo um evento de baixa probabilidade de ocorrência, mas de elevado impacto. Por outro lado, a *Society of Petroleum Engineers* (SPE), através do relatório técnico intitulado “*Calculation of Worst-Case Discharge*”, define esse termo como a máxima vazão diária de hidrocarboneto líquido durante o fluxo descontrolado e demonstra como pode ser calculada. De forma geral, o fluxo é estabelecido pela capacidade do reservatório alimentar o poço (*inflow*) e pela pressão de saída (*outflow*), que é assumida como a pressão hidrostática da lâmina d’água na cabeça do poço, uma vez que, havendo uma ocorrência de *blowout*, a sonda de perfuração irá realizar desconexão de emergência da cabeça do poço.

O fluxo proveniente do reservatório é determinado pelo seu índice de produtividade (IP), definido da seguinte forma:

$$IP = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad (2-16)$$

Onde:

q Vazão de líquido

P_e Pressão estática do reservatório

P_{wf} Pressão de fundo do poço em fluxo

Reorganizando a equação acima para obter a pressão de fluxo em função da vazão, tem-se:

$$P_{wf} = P_e - \frac{q}{IP} \quad (2-17)$$

A equação acima é conhecida como IPR (*Inflow Performance Relationship*). Assumindo um IP constante com a pressão, a IPR se torna linear, embora essa consideração não represente a sempre a realidade, uma vez que a redução de pressão no reservatório pode provocar um aumento da saturação de gás, e consequentemente, reduzir a permeabilidade relativa ao óleo e a produtividade do poço.

A Figura 2.17 ilustra um exemplo da determinação do par vazão e pressão de fundo obtido pela interseção das curvas IPR e da pressão requerida no sistema, nesse caso, a hidrostática da lâmina d'água.

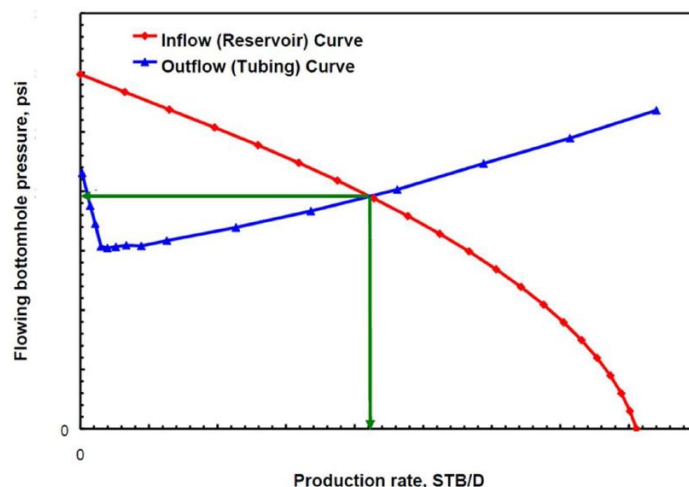


Figura 2.17 – Exemplo de gráfico das curvas de pressão no reservatório para determinação da vazão de fluxo (SPE Technical Report 174705).

No primeiro cenário de fluxo, o dimensionamento da estrutura do poço deve levar em conta a severidade do carregamento associado às altas temperaturas, uma vez que uma situação de produção, com a COP instalada, não chega a valores demasiadamente altos. Além disso, o revestimento exposto ao fluxo também observa uma redução no perfil de pressão interna devido à alta perda de carga e a baixa pressão hidrostática na cabeça do poço.

A segunda condição que deve ser avaliada no WCA, é a verificação da capacidade do poço ser “capeável”, cenário conhecido também como *shut-in*. Nesta situação são avaliados o revestimento exposto assim como a formação exposta, e se estes resistem a pressão interna do poço que é dada pela pressão estática do reservatório descontada da hidrostática do fluido produzido com a redução da profundidade.

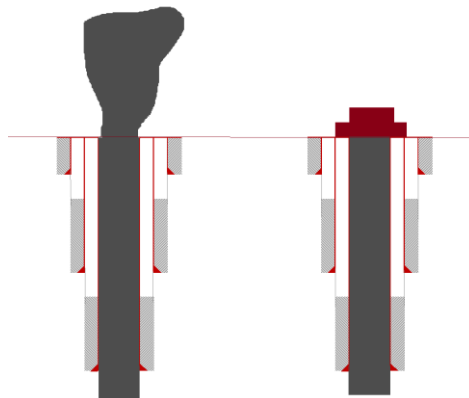


Figura 2.18 – Cenários de WCD (esquerda) e shut-in (direita) na análise de WCA.

Em alguns casos, a formação exposta na profundidade da última sapata não resiste a pressão de *shut-in* e, portanto, é iniciada uma fratura com consequente propagação, efeito conhecido como *Underground Venting* (UV). Nessa situação podem ocorrer duas possibilidades: (i) uma zona permeável mais rasa pode absorver o fluxo de hidrocarbonetos do reservatório mais profundo, e (ii) a fratura poderá atingir o leito marinho e assim ocorrer derramamento de óleo no fundo do mar, e nesse caso é avaliado se o tempo de propagação da fratura é superior a construção de um poço de alívio (Cutrim et al., 2023). No trabalho de Cutrim et al. (2023) foi avaliada a propagação de fratura em dois poços. No primeiro, um poço com uma espessa camada de sal com o ponto de alívio na sapata assentada na halita, a fratura alcançou o leito marinho em apenas seis horas. No segundo poço, com uma espessura menor de sal e com zonas de arenito mais rasas a fratura alcançou umas dessas zonas e a taxa de injeção do óleo foi insuficiente para propagar a fratura até o fundo do mar. Ou seja, os resultados numa análise como essa podem variar bastante a depender da coluna estratigráfica da locação do poço, pressão de poros do reservatório, permeabilidade das formações etc. Assim, as análises devem ser realizadas poço a poço na etapa de projeto no contexto do WCA. Cabe ressaltar que tais análises são mais críticas em poços exploratórios, onde as incertezas são maiores.

Em situações em que o poço não pode ser capeável, ou que é inviável amortecer o poço em fluxo através de poços de alívio, uma alternativa é interligar a cabeça de poço equipada com o *capping* para um sistema de coleta, como ilustrado na Figura 2.19.

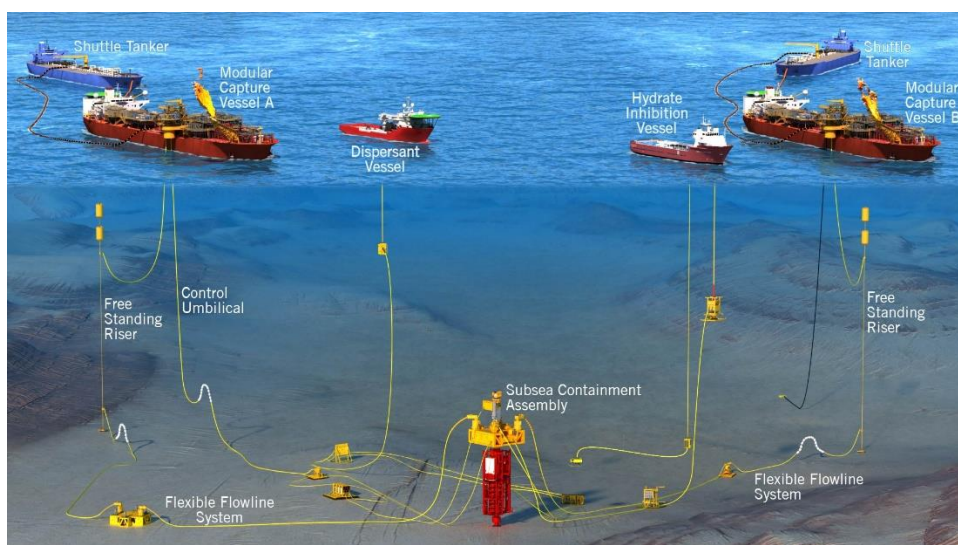


Figura 2.19 – Sistema de coleta e contenção do poço⁹.

⁹ Fonte: <https://marinewellcontainment.com/resources-capabilities/containment-system/>.

3 Geomecânica de Poços

Neste capítulo serão abordados alguns conceitos da mecânica de rochas aplicados à engenharia de poço

3.1. Tensões *in situ*

Qualquer maciço rochoso não perturbado possui componentes de tensão devido ao peso de materiais sobrejacentes, confinamento e histórico geológico de tensões passadas (Goodman, 1989). No caso de formações de subsuperfície, antes de qualquer perturbação como a perfuração de um poço, um elemento de rocha encontra-se sob um estado compressivo. Essa condição é conhecida como *far-field* ou estado de tensões *in situ* (Aadnoy e Looyeh, 2019). Este estado de tensão é composto de três tensões principais, a saber: a tensão vertical (σ_v), e duas tensões horizontais, mínima (σ_h) e máxima (σ_H). A tensão vertical, normalmente também denominada de tensão de sobrecarga, é decorrente do peso das camadas de rocha superiores. Essa carga vertical tende a deformar a rocha lateralmente, porém esse movimento é restrito pelos elementos de rocha adjacentes, resultando na ocorrência das tensões horizontais (Rocha e Azevedo, 2019) e (Aadnoy e Looyeh, 2019). Além da resposta por efeito Poisson, outros efeitos afetam as tensões horizontais como no caso de domos salinos e regiões tectonicamente ativas.

O conhecimento das tensões *in situ*, é de fundamental importância para a engenharia civil e geociências. Especificamente na construção de poços, conhecer a magnitude e a direção das tensões *in situ* é essencial para os estudos de previsão de estabilidade de poço.

A formulação matemática das tensões *in situ* são descritas a seguir.

Como mencionado anteriormente, a tensão vertical pode ser calculada pelo peso das formações sobrepostas e dos fluidos contidos na formação, conforme Equação 3-1. Vale destacar que essa expressão é válida para o caso em que as formações possuem propriedades de deformabilidade homogêneas e isotrópicas em acamamentos horizontais. Nos casos que essas condições não são satisfeitas a equação é uma aproximação (Santos et al., 2015).

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z)g dz \quad (3-1)$$

Onde ρ é a densidade da formação, g a constante gravitacional e z é a profundidade vertical.

A tensão horizontal, por sua vez, pode ser calculada através de uma superposição de efeitos. O primeiro efeito é o de bacia relaxada onde as componentes de tensão horizontal são iguais e não há deformação lateral, ou seja, refere-se a uma situação de compactação oedométrica ($\varepsilon_h = \varepsilon_H = 0$). A partir da lei de Hooke generalizada é possível obter a Equação 3-2:

$$\sigma'_{h,1} = \sigma'_{H,1} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v \quad (3-3)$$

Onde $\sigma'_{h,1}$ e σ'_v são as tensões horizontais e vertical efetivas. O segundo efeito, de tectonismo de bacia, foi proposto por Warpinski (1986), onde foi inserido o efeito de deformação lateral. A partir do estado plano de tensão ($\sigma'_v = 0$) aplicado a lei de Hooke generalizada, obtém-se as Equações 3-4 e 3-5:

$$\sigma'_{h,2} = \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E \cdot \nu}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H \quad (3-4)$$

$$\sigma'_{H,2} = \frac{E \cdot \nu}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H \quad (3-5)$$

Nas equações finais de Warpinski (1986) também é levado em conta o efeito da temperatura e o efeito poroelástico, resultando nas Equações 3-6 e 3-7, em termos de tensões totais:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E \cdot \nu}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H + \frac{\alpha_T \cdot E \cdot dT}{(1-\nu)} + \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) u \quad (3-6)$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v + \frac{E \cdot \nu}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H + \frac{\alpha_T \cdot E \cdot dT}{(1-\nu)} + \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) u \quad (3-7)$$

Onde α é o coeficiente de Biot, α_T é o coeficiente linear de expansão térmica e u é a pressão de poros. Portanto, é possível determinar as tensões *in situ* a partir das equações acima através da aquisição de dados por perfis (Blanton e Olson, 1999) e calibrando os resultados através de testes de fraturamento como será visto mais adiante.

3.2. Tensões ao redor do poço

Alguns dos mais importantes problemas em mecânica das rochas envolvem o cálculo de tensões e deslocamentos ao redor de cavidades e escavações. Numa escala macro, o cálculo de tensões ao redor de poços, túneis e escavações de minas é de suma importância na engenharia de petróleo, de minas e civil (Jaeger et al., 2007).

No caso da perfuração de um poço, o conhecimento do estado de tensões na parede do poço é essencial para os estudos de estabilidade. Ao se remover a rocha durante a perfuração, o estado de tensões nas proximidades do poço é alterado uma vez que o fluido de perfuração não é capaz de recompor o estado de tensões *in situ*. Assim, esta concentração de tensão a qual os elementos de rocha estão submetidos pode levar a uma ruptura do material, seja por compressão ou tração. As equações que descrevem o estado de tensões ao redor de um furo circular num plano infinito, foram publicadas por Kirsch (1898). A figura a seguir, retirada do trabalho de Kirsch (1898), mostra um “dobramento” das trajetórias de tensão nas bordas do poço. A concentração de tensão é ilustrada por um acúmulo de linhas de tensão no azimuth de S_{hmin} (σ_h) indicando um estado compressivo amplificado e um espalhamento na direção de S_{Hmax} (σ_H) indicando uma redução na tensão compressiva (Zoback, 2007).

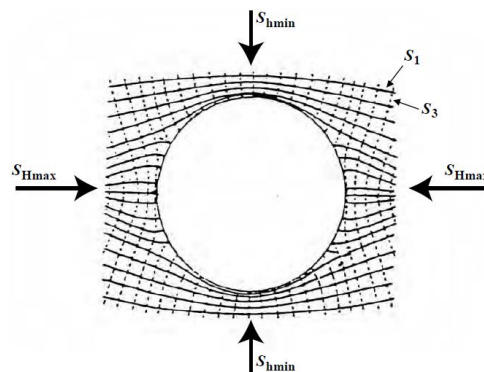


Figura 3.1 – Trajetórias das tensões principais ao redor de uma abertura cilíndrica.

As formulações matemáticas das equações de Kirsch (1898) são descritas por Fjaer et al. (2008). Inicialmente, o autor apresenta o caso de um modelo linear elástico de cilindro vazado carregado com tensão axial, pressão interna e uma tensão radial externa. São seguidos os seguintes passos para determinação das equações ao redor da cavidade:

- i. Escrever as equações de tensão e deformação em um ponto em coordenadas cilíndricas – transformação de coordenadas cartesianas em cilíndricas;
- ii. Escrever as equações de deformações em função do deslocamento;
- iii. Escrever a lei de Hooke generalizada em coordenadas cilíndricas;
- iv. Escrever as equações de equilíbrio em coordenadas cilíndricas;
- v. Aplicar a condição de deformação plana em um cilindro vazado;
- vi. Resolver a equação de deslocamento para obter as deformações radiais e tangenciais.

As equações acima mencionadas podem ser verificadas no apêndice. A solução obtida é aplicável a um poço vertical com pressão de poros constante e tensões horizontais isotrópicas. A solução elástica geral para um poço direcional e com anisotropia de tensões parte inicialmente de uma transformação de coordenadas por rotação dos eixos para considerar a inclinação e o azimuth do poço direcional, conforme mostrado na figura abaixo, onde i é a rotação em torno do eixo y , a em torno do eixo z' .

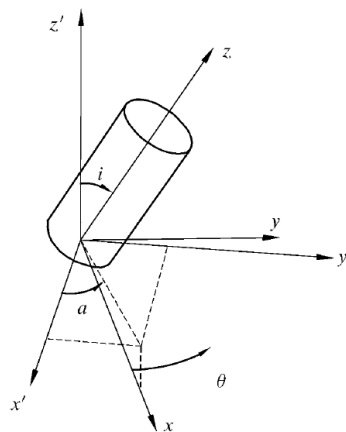


Figura 3.2 – Transformação de coordenadas (Fjaer, 2008).

As tensões no novo sistema de coordenadas podem ser obtidas através da expressão abaixo:

$$[\sigma] = A^T [\sigma'] A \quad (3-8)$$

Onde:

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{yx} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{zy} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix}, \text{ é o tensor no sistema de coordenadas rotacionado;}$$

$$[\sigma'] = \begin{bmatrix} \sigma'_x & \tau'_{yx} & \tau'_{zx} \\ \tau'_{xy} & \sigma'_y & \tau'_{zy} \\ \tau'_{xz} & \tau'_{yz} & \sigma'_z \end{bmatrix}, \text{ é o tensor no sistema de coordenadas original;}$$

$$A = \begin{bmatrix} \cos a \cos i & -\sin a & \cos a \sin i \\ \sin a \cos i & \cos a & \sin a \sin i \\ -\sin i & 0 & \cos i \end{bmatrix}, \text{ é a matriz de rotação dada pelos cossenos}$$

diretores; e

A^T é a matriz de rotação transposta.

O tensor nas coordenadas originais é dado pelas tensões *in situ*, portanto:

$$[\sigma'] = [\sigma_0] = \begin{bmatrix} \sigma_H & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{bmatrix} \quad (3-9)$$

Vale notar da Eq. 3-9 que as componentes cisalhantes no tensor são nulas, uma vez que as tensões *in situ* são assumidas como tensões principais. Além disso, tem-se que a tensão horizontal máxima é paralela ao eixo x' , a tensão horizontal mínima é paralela ao eixo y' e a tensão vertical é paralela ao eixo z' .

As equações finais em termos de coordenadas cilíndricas polares r , θ e z , onde r representa a distância em relação ao eixo do poço, θ o azimute em relação ao eixo x , e z a posição ao longo do eixo do poço, são dadas por (Fjaer, 2008):

$$\begin{aligned} \sigma_r = & \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ & + \tau_{xy} \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + P_w \frac{R^2}{r^2} \end{aligned} \quad (3-10)$$

$$\begin{aligned}\sigma_\theta = & \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ & - \tau_{xy} \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \sin 2\theta - P_w \frac{R^2}{r^2}\end{aligned}\quad (3-11)$$

$$\sigma_{z,cil.} = \sigma_z - \nu \left[2(\sigma_x - \sigma_y) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \quad (3-12)$$

$$\begin{aligned}\tau_{r\theta} = & \frac{\sigma_y - \sigma_x}{2} \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta \\ & + \tau_{xy} \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta\end{aligned}\quad (3-13)$$

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{xy} \sin \theta + \tau_{zy} \cos \theta) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (3-14)$$

$$\tau_{rz} = (\tau_{xy} \sin \theta + \tau_{zy} \cos \theta) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (3-15)$$

Onde R é o raio do poço e P_w é a pressão no interior do poço. Cabe destacar das equações (3-10) a (3-15) que as tensões nas proximidades do poço dependem da posição que se queira analisar (θ). Além disso, como as equações apresentam dependência dos termos em r^{-2} e r^{-4} , a influência do poço nas tensões diminui rapidamente ao se afastar dele.

3.3. Instabilidade de poço

A instabilidade de poço está associada a ruptura da rocha na parede do poço, que é onde há a maior concentração de tensão, como visto no item anterior. Desta forma, aplicando a condição de $r = R$, e por simplicidade considerando um poço vertical, as tensões principais são dadas por:

$$\sigma_r = P_w \quad (3-16)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (3-17)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta \quad (3-18)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0 \quad (3-19)$$

Em caso de poços direcionais, em que as tensões tangencial e vertical não são principais, estas podem ser facilmente determinadas por:

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) + \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (3-20)$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) - \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (3-21)$$

$$\sigma_3 = \sigma_r = P_w \quad (3-22)$$

Como pode-se observar na Figura 3.1, na direção da tensão horizontal mínima há uma maior concentração de tensão compressiva e na direção da tensão horizontal máxima menor tensão compressiva. Graficamente, as tensões representadas pelas equações (3-16) a (3-17), podem ser observadas na Figura 3.3.

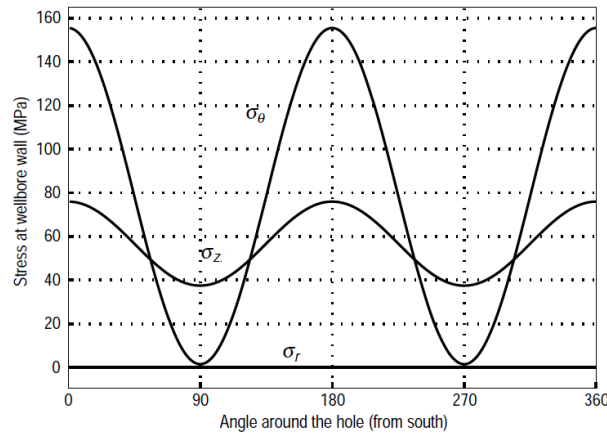


Figura 3.3 – Tensões principais ao redor do poço, tendo o sul como referência (direção de σ_h) (adaptado de Zoback et al., 2007).

Conhecendo as tensões principais ao redor do poço, é possível aplicar um critério de ruptura que represente a resistência da rocha, e assim determinar um limite em que o poço se manterá estável. Como pode-se perceber as tensões são dependentes da pressão interna do poço definida pela densidade do fluido. Assim, ao variar o peso do

fluido de perfuração as tensões irão variar. Ou seja, os limites de ruptura da rocha serão definidos pelo peso do fluido de perfuração.

Os modos de falha na parede do poço são basicamente a falha por cisalhamento e por tração. Ambas podem ocorrer tanto por peso de fluido excessivo como peso de fluido insuficiente, determinando, portanto, limites inferior e superior (Rocha e Azevedo, 2019). Às falhas por cisalhamento denominamos *colapso*, e às falhas por tração *fratura* ou *quebra*. Assim, Rocha e Azevedo (2019) classificam as falhas como *colapso inferior* e *fratura inferior* ocasionadas por baixo peso de fluido e *colapso superior* e *fratura superior* ocasionadas por alto peso de fluido. A Figura 3.4 ilustra as tensões efetivas representadas no círculo de Mohr e as envoltórias de resistência, definidas pela resistência a tração da rocha (em vermelho) e a resistência ao cisalhamento de Mohr-Coulomb. Ao se variar o peso de fluido no interior do poço o estado de tensão é modificado aproximando ou distanciando os círculos das envoltórias de resistência. A partir de uma análise das equações (3-16) a (3-18) uma redução da pressão interna diminui a tensão radial e aumenta a tensão tangencial, aumentando o diâmetro do círculo, enquanto um aumento da pressão interna, ocorre um aumento da tensão radial e diminuição da tensão tangencial. No caso, de peso de fluido insuficiente, a falha por colapso inferior ocorre da direção da tensão horizontal mínima (ponto B na figura), e a fratura inferior não tem direção preferencial. No caso de pressão interna alta, tanto a falha por colapso superior como fratura superior ocorrem na direção da tensão horizontal máxima.

Figura 3.4 – Representação das tensões ao redor do poço no círculo de Mohr e envoltórias de ruptura (Rocha e Azevedo, 2019)

Nesse ponto é importante fazer um comentário. O termo “gradiente de fratura” no contexto de estabilidade de poço, é utilizado como limite superior da janela operacional, e normalmente é igualado à estimativa da tensão horizontal mínima. No entanto, pela definição acima, a fratura leva em conta a concentração de tensão na parede do poço. O IOGP emitiu em julho de 2022 o relatório técnico intitulado *Recommended practice for pore pressure and fracture gradient analysis for well design – construction, intervention, and abandonment* (IOGP Report 608, 2022), onde define a pressão de fratura como a pressão acima da qual começam a se observar perdas através de fraturas induzidas na parede do poço, que embora esteja relacionada com as tensões *in situ*, difere da tensão mínima *far-field* e depende da tensão tangencial e da resistência da rocha. O relatório ainda ressalta que, embora a pressão de fratura raramente iguale a tensão mínima, em rochas fraturadas, onde fraturas pré-existentes possam reabrir pouco acima da tensão mínima, é conveniente assumir que a pressão de fratura, onde ocorreriam perdas, seja a tensão horizontal mínima. A melhor forma de estimar os valores das tensões seja na proximidade do poço seja no campo distante, é através de testes de fraturamento. O gráfico da Figura 3.5 ilustra um teste completo de fraturamento onde é possível identificar os principais pontos de comportamento da pressão ao se bombear fluido para a formação com o poço fechado (sem retorno de circulação). O primeiro ponto indicado na curva é o LOP (*leak-off pressure*), que mostra a saída da linearidade da curva, representando pequenas perdas de fluido para a formação. Qualquer valor assumido antes do LOP, denomina-se de FIT (*formation integrity test*), que avalia apenas se a formação resiste até aquele valor de pressão. FIT e LOT (*leak-off tests* ou teste de absorção) são realizados ao iniciar a perfuração de uma fase para verificar se o peso de fluido previsto não irá fraturar a formação dali em diante. Ao continuar o bombeamento de fluido durante o teste poderá ser alcançado o FBP (*formation break down pressure*) que se refere a efetiva quebra da rocha, e a fratura começa a ser propagar para além da concentração de tensões, e a partir desse ponto é notado uma queda significativa da pressão durante bombeamento. Caso as bombas sejam desligadas após a quebra, o teste é conhecido por *extended leak-off test* (XLOT). No entanto, a continuação do bombeamento permite obter a pressão de propagação da fratura (FPP, *fracture pressure propagation*) e a pressão instantânea de

fechamento (ISIP, *instataneous shut-in pressure*), que é a pressão registrada imediatamente após as bombas serem desligadas. Em seguida, com bombas paradas a pressão tende a estabilizar na pressão de fechamento da fratura FCP (*fracture closure pressure*), que geralmente é a melhor estimativa da tensão horizontal mínima. Um segundo ciclo de teste pode ser feito para se obter a pressão de reabertura da fratura (FRP, *fracture re-opening pressure*). A diferença entre a pressão de reabertura para a pressão de quebra idealmente representaria a resistência à tração da rocha, mas na prática, todavia, a existência da fratura por si só já reduz a concentração de tensões, assim a diferença não é apenas da resistência à tração (Fjaer, 2008).

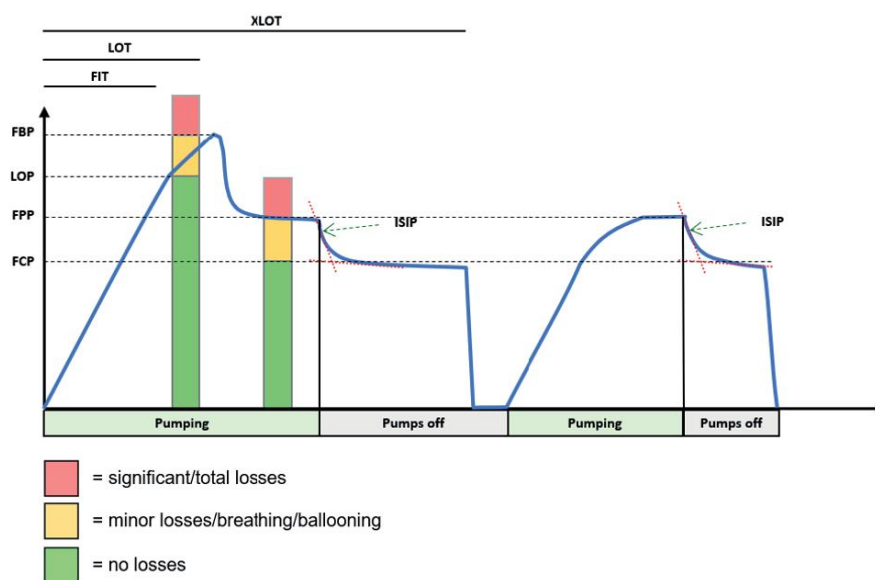


Figura 3.5 – Teste de fraturamento até a propagação da fratura (Pressão x Vol. Bombeado)
(IOGP Report 608, 2022).

Os testes descritos acima permitem obter um valor da magnitude das tensões. No entanto, nos estudos de estabilidade é importante conhecer a direção das tensões, principalmente quando se trata de poços direcionais. A melhor maneira de se obter a direção das tensões é a partir de perfis de imagem, onde é possível identificar fraturas induzidas e ocorrências de *breakouts* – como são conhecidas as falhas por compressão. Outra informação importante que pode ser obtida dos *breakouts* é a magnitude da

tensão horizontal máxima aplicando a equação da tensão tangencial efetiva combinada com o critério de falha de Mohr-Coulomb (Zoback, 2003).

Especificamente nesse trabalho será abordada a pressão/gradiente de quebra por pressão alta, portanto, não serão detalhados os demais modos de falha.

3.4. Determinação do gradiente de quebra

O termo gradiente de pressão, expresso em unidade de massa específica (lb/gal ou ppg, em inglês), é muito comum na engenharia de perfuração pois permite uma associação direta à densidade do fluido de perfuração (ou completção), assim, também é chamado de peso de fluido equivalente (*equivalent mud weight*, EMW). Matematicamente, é definido como a razão da pressão e a profundidade vertical que está sendo exercida, conforme equação abaixo já com constantes de conversão de unidades:

$$\rho[lb/gal] = \frac{P[psi]}{0,1704 \cdot TVD[m]} \quad (3-23)$$

A pressão de quebra da formação (*breakdown pressure*) é definida como a pressão em que irá iniciar a propagação de uma fratura, indicada como FBP no gráfico da Figura 3.5, e o gradiente de quebra será dado pela equação (3-23) aplicada a pressão de quebra. A partir da equação (3-17) e aplicando o princípio das tensões efetivas de Terzaghi (com $\alpha=1$), ao aumentar a pressão no poço, a tensão tangencial irá reduzir até se tornar negativa e igualar a resistência à tração do material, conforme abaixo:

$$\sigma'_{\theta} = -T_0 \quad (3-24)$$

$$3\sigma_h - \sigma_H - P_w - u = -T_0 \quad (3-25)$$

$$P_q = P_w = 3\sigma_h - \sigma_H - u + T_0 \quad (3-26)$$

Onde u é a pressão de poros da formação e P_q é a pressão de quebra.

A equação (3-26) só tem validade no caso de considerar um fluido não-penetrante, ou seja, não há migração de fluido para o interior da formação. Detournay

e Cheng (1988) denominam esse valor de “*upper bound*” (limite superior) da pressão de quebra representando um regime de rápida pressurização. No entanto, no caso de um fluido penetrante, haverá uma migração deste para a formação antes da quebra alterando sua pressão de poros, definindo um “*lower bound*” (limite inferior) da pressão de quebra, sob um regime de baixa pressurização. A pressão de quebra nessa condição é dada por:

$$P_q = \frac{3\sigma_h - \sigma_H - 2\eta u + T_0}{2(1 - \nu)} \quad (3-27)$$

Onde:

$$\eta = \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)} \quad (3-28)$$

conhecido por coeficiente de tensão poroelástico. O efeito da variação da pressão nas tensões será discutido mais adiante no item de termo-poro-elasticidade. Nesse trabalho será considerado o caso de fluido não-penetrante, uma vez que este tem a capacidade de formar reboco, e a rocha em análise se trata de um folhelho impermeável.

3.5. Aplicação da termo-poro-elasticidade

No Capítulo 2 foi apresentado como um poço sofre uma variação da temperatura devido a produção ou injeção de fluidos. No entanto, tais variações não ocorrem somente nessa etapa da vida produtiva, mas também durante a perfuração. A partir da construção de poços mais profundos e com elevadas temperaturas, Raymond (1969) observou que as análises de fluidos sob temperatura ambiente não seriam adequadas. Assim, propôs uma metodologia que determinasse o perfil de temperatura ao longo do poço considerando o caminho do fluido: superfície, interior da coluna de perfuração, broca, anular da coluna e superfície. Ou seja, a temperatura do fluido dependeria da posição e do tempo. Em seu trabalho, foi observado que as temperaturas de fundo do fluido são menores que a temperatura geotérmica e nas regiões mais rasas as temperaturas são maiores. A partir deste princípio, estudos de estabilidade de poço foram conduzidos considerando a variação de temperatura nas paredes do poço em

função da temperatura do fluido, em vez do modelo puramente elástico. Pepin et al. (2004) e Rizvi et al. (2022) apresentaram estudos de caso demonstrando a perda de circulação em função do resfriamento da formação no fundo a partir de medições de campo. Embora também haja impacto nas curvas de colapso, o efeito na pressão de quebra é maior, como exposto por Yu et al. (2001). Esse resultado também foi observado por Yan et al. (2014), conforme mostrado na figura a seguir, onde foram calculadas as pressões de quebra (fratura) e colapso para diferentes litologias. Ou seja, como a pressão de colapso responde mais lentamente a variação de temperatura, o resfriamento do poço implica numa janela operacional mais estreita e um aquecimento numa janela mais aberta.

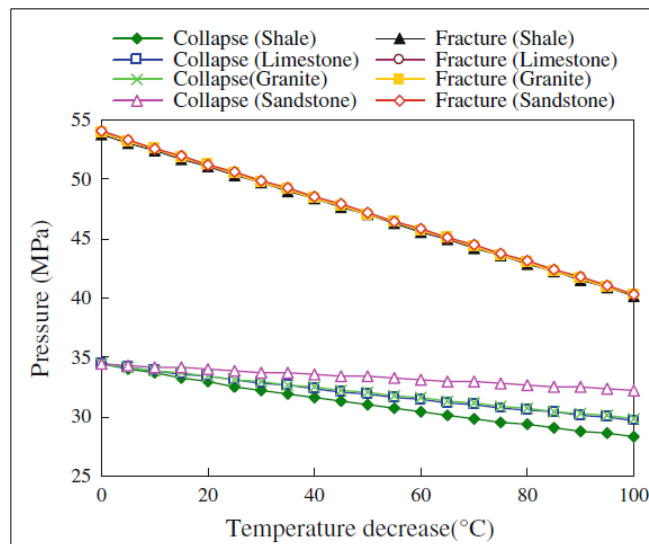


Figura 3.6 – Redução das pressões de colapso e quebra (fratura) com a diminuição da temperatura para diferentes litologias (Yan et al., 2014).

A teoria da termoelasticidade explica o efeito da variação da temperatura nas tensões e deslocamentos de um corpo. Materiais submetidos a uma variação de temperatura sofrem uma expansão (ou compressão) determinada através da seguinte expressão:

$$\varepsilon_T = -\alpha_T(T_f - T_0) \quad (3-28)$$

Onde α_T é o coeficiente de expansão térmica linear, no caso da expansão de uma haste, por exemplo. Ao se comparar a expansão térmica das rochas com fluidos é conveniente utilizar o coeficiente de expansão térmica volumétrico dado por $\alpha_{T,V} = 3\alpha_T$ (Fjaer, 2008). O termo negativo na equação (3-28) é apenas para indicar que se trata de uma deformação de extensão na convenção de sinas da mecânica das rochas. Se o material está restrito, impedido de expandir livremente, serão geradas tensões térmicas compressivas no material, dadas por:

$$\sigma_T = -\alpha_T E (T_f - T_0) \quad (3-29)$$

Utilizando-se agora, portanto, da forma compacta da lei de Hooke generalizada para as tensões, temos que:

$$\boldsymbol{\sigma} = 2G\boldsymbol{\varepsilon} + \lambda\varepsilon_{vol}\mathbf{I} + 3\alpha_T K\Delta T\mathbf{I} \quad (3-30)$$

Onde $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões, $\boldsymbol{\varepsilon}$ é o tensor de deformações e \mathbf{I} é a matriz identidade, e os seguintes módulos elásticos: $G = \frac{E}{(1+\nu)}$, $\lambda = \frac{\nu E}{(1+\nu)(1-2\nu)}$ e $K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$

A partir do resultado da equação (3-30) é possível aplicar a metodologia descrita no item 3.2 para determinação das tensões ao redor do poço. Assumindo a distribuição de temperatura simétrica no plano perpendicular ao eixo do poço, e como condição de contorno que a tensão radial na parede do poço e numa região distante é zero, tem-se as equações a seguir correspondentes às tensões térmicas (Tang e Luo, 1998):

$$\sigma_r^T = \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_R^r \Delta T r dr \quad (3-31)$$

$$\sigma_\theta^T = \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \left(r^2 \Delta T - \int_R^r \Delta T r dr \right) \quad (3-32)$$

$$\sigma_z^T = \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \Delta T \quad (3-33)$$

O gráfico da Figura 3.7 mostra o comportamento das tensões térmicas em função do raio de investigação, onde o máximo valor se encontra na parede do poço, exceto pela tensão radial onde o máximo ocorre a uma certa distância.

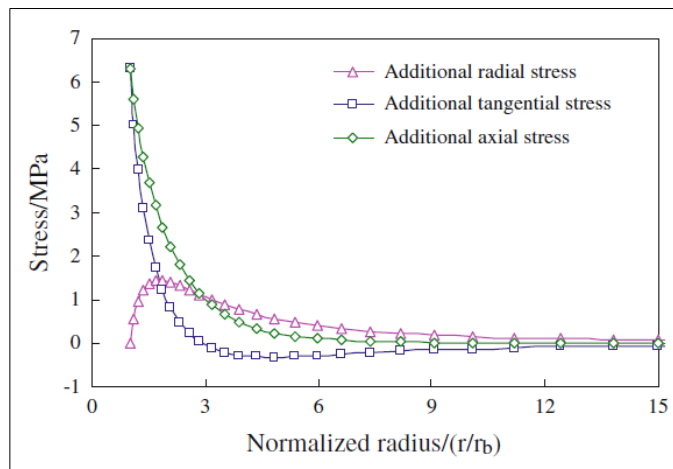


Figura 3.7 – Tensões adicionais ao redor do poço devido ao aumento de temperatura (Yan et al. 2014).

Uma vez que a pressão de poros exerce um papel fundamental no comportamento mecânico das rochas, a sua variação também deve ser levada em consideração. Um aumento da pressão de poros, por exemplo, pode levar o estado de tensão para mais próximo da ruptura. Além desse fato, ela emprega uma deformação elástica do ponto de vista macroscópico na rocha. Portanto, a deformação mecânica da rocha é acoplada a pressão de poros. Um fluido escoar num meio poroso em função do gradiente de pressão, mas também pode escoar devido a variações de tensões em maior escala, como forças tectônicas ou a perfuração de um poço. Embora muitas vezes esse acoplamento seja ignorado em problemas de mecânicas das rochas – e é aceitável que se faça isso – em outras situações a pressão de poros exerce um papel importante na deformação, como no caso de poços (Detournay e Cheng, 1988). Esse acoplamento hidromecânico é explicado pela teoria da poroelasticidade (Jaeger, et al., 2007).

A teoria da poroelasticidade foi introduzida por Biot (1941), que difere da teoria de Terzaghi nos seguintes aspectos: (i) considera a geração de pressão de poros caracterizada pelo parâmetro B de Skempton, (ii) a tensão efetiva que governa a

deformação é caracterizada por um coeficiente diferente de um, e (iii) a lei de difusão de pressão de poros é acoplada a taxa de deformação volumétrica (Detournay e Cheng, 1988). Neste trabalho será aplicado o resultado da formulação da teoria Biot sem se ater às demonstrações.

Segundo Chen e Ewy (2005) existem alguns efeitos que levam à variação de pressão na vizinhança do poço. O primeiro é devido a difusão de fluido para formação, caso a parede do poço seja permeável. O segundo efeito é em função da concentração de tensão criada com a perfuração do poço (como um carregamento não drenado), mas com o tempo a pressão será logo dissipada. E o terceiro efeito é causado pela variação de temperatura, que em formações impermeáveis, levará a um incremento de pressão, pois a difusão térmica tende a ser mais rápida que a difusão hidráulica. As equações de difusividade hidráulica e térmica acopladas podem ser expressas por:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = c_0 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) + c'_0 \left[\frac{\partial T}{\partial r} \frac{\partial p}{\partial r} + T \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] \quad (3-34)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = c \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + c' \frac{\partial T}{\partial t} \quad (3-35)$$

Onde c é a difusividade hidráulica, c_0 a difusividade térmica e c' e c'_0 coeficientes de acoplamento. Ou seja, o segundo termo da equação (3-34) representa o efeito da difusão hidráulica com a variação de temperatura, e o segundo termo da equação (3-35) o efeito da difusão térmica com a variação de pressão. Os coeficientes das equações são definidos a seguir:

$$c_0 = \frac{\lambda_f}{\rho_f c_f}$$

$$c = \frac{2\kappa G B^2 (1+\nu_u)^2 (1-\nu)}{9(1+\nu_u)(1-\nu)}, \text{ onde } \kappa = \frac{k}{\mu}$$

$$c'_0 = \frac{\kappa}{\phi}$$

$$c' = \frac{c}{\kappa} \left[\frac{2\alpha_m (\nu_u - \nu)}{B(1+\nu_u)(1-\nu)} + \phi (\alpha_f - \alpha_m) \right]$$

$$B = \frac{K_f}{K_f + \frac{\phi}{\alpha} K_b}$$

Onde k é a permeabilidade, μ é a viscosidade do fluido, ϕ é a porosidade da rocha, B é o parâmetro B de Skempton, α_f o coeficiente de expansão térmica volumétrico do fluido e α_m o coeficiente de expansão térmica volumétrico da rocha. No caso de formações muito permeáveis, o termo c é muito maior que o termo c' da equação (3-35), isto é, a frente de pressão de poros avança mais rápido que a frente de temperatura. Nesse caso a variação pressão de poros pode ser considerada em regime permanente. Por outro lado, em formações de baixa permeabilidade, o termo c é muito menor que o termo c' , e pode-se ignorar a difusão de pressão de poros transiente. É possível também demonstrar que o termo de c'_0 é muito menor que c_0 , assim também pode ser ignorado (Chen e Ewy, 2005). Neste trabalho, por se tratar de um folhelho impermeável, será utilizada a simplificação acima, onde a variação da pressão de poros será obtida diretamente da variação de temperatura através de c' . A Figura 3.8 apresenta a variação da pressão de poros provocada pelo incremento de temperatura para três tipos de rochas com diferentes combinações de porosidade e permeabilidade (Li et al., 1999).

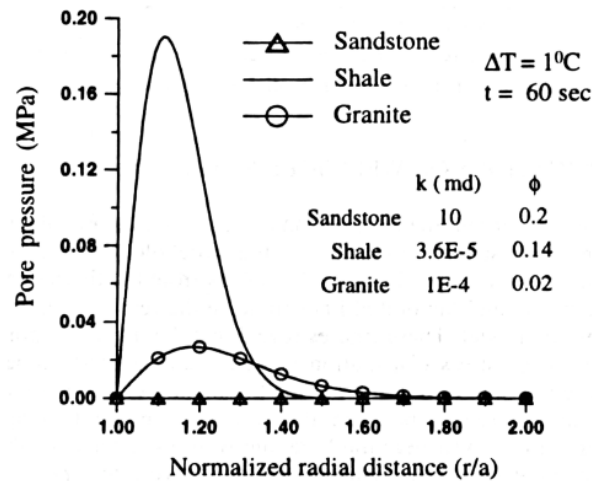


Figura 3.8 – Pressão de poros gerada pela temperatura para diferentes tipos de rocha (Li et al., 1999).

A partir da teoria da poroelasticidade, portanto, pode-se escrever a equação constitutiva de forma similar à termoelasticidade:

$$\sigma = 2G\varepsilon + \lambda\varepsilon_{vol}\mathbf{I} + \alpha\Delta P\mathbf{I} \quad (3-36)$$

Onde α é o coeficiente de Biot.

Analogamente ao efeito da temperatura, pode-se obter as equações do efeito da pressão de poros:

$$\sigma_r^P = 2\eta \frac{1}{r^2} \int_R^r \Delta P r dr \quad (3-37)$$

$$\sigma_\theta^P = 2\eta \frac{1}{r^2} \left(r^2 \Delta P - \int_R^r \Delta P r dr \right) \quad (3-38)$$

$$\sigma_z^P = 2\eta \frac{1}{r^2} \Delta P \quad (3-39)$$

Finalmente, utilizando-se das equações de tensão tangencial (3-32) e (3-38) aplicadas a parede do poço ($r = R_w$), e somando a equação (3-17), tem-se:

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w + \sigma_\theta^T + \sigma_\theta^P \quad (3-40)$$

Para determinar a pressão de quebra, basta aplicar o critério de ruptura, eq. (3-24), e obter, em $\theta = 0$:

$$P_q = 3\sigma_h - \sigma_H + \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)} \Delta T + 2\eta \Delta P - u \quad (3-40)$$

A equação (3-40) representa, portanto, a pressão em que ocorrerá a quebra da formação ou o início da propagação de uma fratura considerando os efeito termo-poro-elástico da rocha, em um poço vertical.

3.6. Propriedades mecânicas das rochas

Para determinar a resposta da rocha sob um carregamento, é imprescindível conhecer a suas propriedades mecânicas, tanto de deformabilidade quanto de resistência. A maneira mais eficaz para obtenção dessas propriedades é através de ensaios de laboratório. Entretanto, vale ressaltar que nem sempre é possível representar as mesmas condições *in situ* em laboratório, e os próprios testemunhos podem sofrer alteração, tanto na amostragem como no transporte (Fjaer, 2008).

Os parâmetros de resistência podem ser afetados por diversos fatores como velocidade de carregamento, tempo, temperatura, confinamento etc. Por esse motivo os ensaios são padronizados por normas internacionais como as definidas pela ISRM (*International Society of Rock Mechanics*), e são utilizadas condições padrões para especificar as propriedades. Os parâmetros típicos de resistência que caracterizam uma rocha são a resistência a compressão simples (UCS, *uniaxial compressive strength*) e a resistência a tração.

A compressão uniaxial é o teste de resistência mais frequentemente utilizado, onde não há confinamento. O UCS é obtido através da força aplicada na ruptura pela área do corpo de prova. Entre os testes de compressão, também são realizados os triaxiais, que se refere a um ensaio com a aplicação simultânea de uma de compressão axial e uma pressão de confinamento axisimétrica. A pressão confinante impõe uma resistência adicional, levando a pressão de pico – ruptura – maior que no ensaio de compressão simples (Goodman, 1989). Nos ensaios de compressão triaxiais podem ser obtidos os seguintes módulos elásticos, a partir da curva tensão x deformação (Fjaer, 2008):

- Compressão volumétrica (*bulk*): Obtido na fase hidrostática ou de confinamento, dado por: $K_b = \Delta\sigma'_z / \Delta\varepsilon_{vol} = \Delta\sigma'_z / (\Delta\varepsilon_z + 2\Delta\varepsilon_r)$;
- Módulo de Young: Dado pela inclinação da curva na fase triaxial: $E = \Delta\sigma'_z / \Delta\varepsilon_z$; e
- Coeficiente de Poisson: Dado pela razão das inclinações das curvas tensão x deformação radial e tensão x deformação axial: $\nu = -\Delta\varepsilon_r / \Delta\varepsilon_z$.

Um outro aspecto importante de comentar é que os ensaios triaxiais podem ser drenados ou não drenados. Os drenados permitem variar a pressão de poros da amostra, normalmente, à pressão atmosférica. Os não drenados, por outro lado, não permitem que haja variação da pressão de poros. Do ponto de vista prático, um carregamento não-drenado é aquele em que não houve tempo para dissipação de poro pressão (carregamento rápido) e um carregamento drenado é onde houve a dissipação (carregamento lento). Portanto, ao se obter as propriedades elásticas de deformabilidade, elas devem ser especificadas se foram obtidas em condições drenadas ou não drenadas.

Em relação a resistência à tração, a forma mais comum para sua obtenção é através do Ensaio de Tração Brasileiro, por uma abordagem indireta, aplicando um esforço de compressão nas geratrizes do corpo de prova. Eventualmente a rocha irá romper dividindo-se em duas ou mais partes. A Figura 3.9 mostra o resultado de um ensaio Brasileiro após alcançar a ruptura. O valor da resistência é dado pela equação abaixo, onde F é a força medida na ruptura, D o diâmetro do corpo de prova e L o seu comprimento.

$$T_0 = \frac{2F}{\pi DL} \quad (3-41)$$

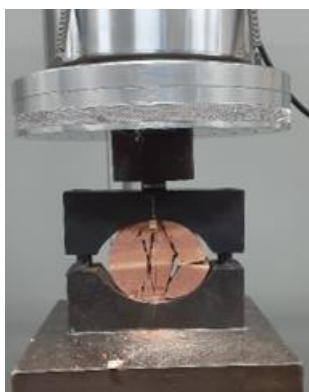


Figura 3.9 – Corpo de prova rompido ensaio Brasileiro

A resistência à tração da rocha em amostras perfeitas varia de zero em materiais inconsolidados a centenas de psi para rochas mais fortes. Todavia, uma observação em qualquer afloramento irá demonstrar que amostras perfeitas de dimensões lineares são raras de ocorrer. Além disso, é comum que se encontrem planos de falha cortando o poço. Assim, é provável que a resistência à tração das formações de subsuperfície seja próxima de zero, e a pressão requerida para ocorrer uma fratura é aquela com magnitude suficiente para vencer o estado de tensão compressivo na parede do poço (Hubbert e Willis, 1956).

A obtenção de testemunhos em poços é extremamente custosa e demorada, e por esse motivo, são raras as amostras, principalmente, em folhelhos. Além disso, mesmo que se tenha o material coletado, este representa as características apenas de um intervalo de profundidade específico. Ou seja, a caracterização das formações de forma direta em laboratório é impraticável. Diante disso, é comum recorrer-se às propriedades

dinâmicas de rigidez e deformação das rochas, as quais são determinadas através das velocidades acústicas na rocha. Esta solução é bastante útil pois através do perfil sônico e de densidade é possível obter as propriedades elásticas, conforme abaixo (Fjaer, 2008):

$$E = \rho v_s^2 \frac{(3v_p^2 - 4v_s^2)}{(v_p^2 - v_s^2)} \quad (3-42)$$

$$\nu = \frac{(v_p^2 - v_s^2)}{2(v_p^2 - v_s^2)} \quad (3-43)$$

Onde v_p e v_s são as velocidades compressional e cisalhante no meio. A partir destes é possível determinar os demais módulos elásticos.

A partir dos dados de perfis também é possível estimar indiretamente a resistência da rocha, uma vez que muitos dos fatores que afetam a resistência também afetam os módulos elásticos, como a porosidade, por exemplo (Zoback, 2007). Portanto, existem inúmeras correlações empíricas para determinação do UCS a partir de perfis sônicos com boa correlação em função da litologia como pode ser visto em Horsud (2001), Lacy (1996), Fjaer et al. (2008), Chang, C. (2004), entre outros.

Apesar da facilidade de se obter informação de propriedades dinâmicas através de perfis, é importante que esses dados sejam ajustados aos dados de laboratório. Lacy (1997), apresenta uma série de correlações para estimativa do módulo de Young estático a partir do dinâmico, obtidas através de medição por ultrassom e testes de compressão na mesma amostra. São indicadas correlações para diferentes tipos de rocha. Uma das correlações para folhelho, dada em Mpsi, é a da equação (3-34):

$$E_{st} = 0.0428E_{dyn}^2 + 0.2334E_{dyn}, \quad r^2 = 0,926 \quad (3-44)$$

3.7. Propriedades térmicas da rocha

Como pode ser visto até o momento, além das propriedades mecânicas, é fundamental o conhecimento das propriedades térmicas das rochas quando estão sendo

analisadas situações que envolvem a variação da temperatura. A determinação dessas propriedades deve ser através de ensaios de laboratório.

3.7.1 Condutividade térmica

A condutividade térmica é um parâmetro chave em modelagens, pois ela controla o fluxo de calor por condução, o principal mecanismo de transferência de calor em bacias sedimentares (Midttomme, 1997). Ela é definida pela capacidade de transferir calor em um meio material. O fluxo de calor é definido pela lei de Fourier, dada pela expressão abaixo:

$$q = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \quad (3-45)$$

Onde q é a taxa de fluxo de calor na direção de x , e λ é a condutividade térmica, em unidades de $\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$. A tabela da Figura 3.10 apresenta alguns valores de condutividade térmica de alguns materiais (Eppelbaum et al., 2014).

Material	$\text{Wm}^{-1} \text{K}^{-1}$	Source
Earth's crust	2.0–2.5	Mean value, Kappelmeyer and Hänel (1974)
Rocks	1.2–5.9	Sass et al. (1971)
Sandstone	2.5	Clark (1966)
Shale	1.1–2.1	Clark (1966), Blackwell and Steele (1989)
Limestone	2.5–3	Clark (1966), Robertson (1979)
Water	0.6 at 20 °C	Birch et al. (1942)
Oil	0.15 at 20 °C	Birch et al. (1942)
Ice	2.1	Gretener (1981)
Air	0.025	CRC (1974) Handbook
Methane	0.033	CRC (1974) Handbook

Figura 3.10 – Tabela de condutividade térmica (Eppelbaum et al., 2014).

Rochas sedimentares são caracterizadas por uma grande dispersão nas propriedades térmicas dentro de um mesmo tipo litológico. Isso se dá principalmente pela influência da composição mineral, grau de cimentação dos grãos, porosidade e pelas características do fluido dos poros (Schon, 2011). A presença de fluidos nos poros afeta sobremaneira a condutividade da formação, uma vez que as condutividades dos fluidos são bem menores. Assim, é possível estabelecer uma correlação dessa

propriedade com a porosidade ou com a densidade, isto é, quanto menor a porosidade e maior a densidade, maior será a condutividade térmica. Algumas correlações são descritas a seguir. Griffith et al. (1992) apresentou as equações não lineares da condutividade térmica com a porosidade para diferentes tipos de litologia, dentre as quais, as equações (3-46) e (3-47). Evans (1977) derivou uma equação dos Jurássico do Mar do Norte, mas em função da densidade e da velocidade de onda compressional, conforme equação (3-48) e Goss et al. (1975) em função da porosidade e velocidade compressional, equação (3-49).

$$\text{Argilas e folhelhos: } \lambda = 0,46^\phi \cdot 3,43^{1-\phi} \quad (3-46)$$

$$\text{Arenitos: } \lambda = 0,69^\phi \cdot 4,88^{1-\phi} \quad (3-47)$$

$$\lambda = -0,049\phi - 0,160V_p + 3,6\rho - 5,50 \quad (3-48)$$

$$\lambda = 1,33565 - 0,002554\phi + 0,38018V_p \quad (3-49)$$

3.7.2 Coeficiente de expansão térmica

A expansão térmica é um fenômeno que ocorre quando há um aumento na temperatura em qualquer material. O mesmo ocorre quando há uma redução da temperatura provocando uma contração. Durante a expansão, o material varia sua forma, comprimento e volume. Expresso em unidades de $1/^\circ\text{C}$, o coeficiente de expansão térmica linear é dado pela equação a seguir:

$$\alpha_T = \frac{1}{L_0} \frac{\partial L}{\partial T} \quad (3-50)$$

A ordem de grandeza para rochas desse parâmetro é em torno de $10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. A tabela da figura a seguir apresenta alguns dados de coeficientes de expansão térmica linear de algumas rochas e seus minerais constituintes (Schon, 2011).

Mineral	Axis	Expansion Coefficient in K ⁻¹	Rock	Expansion Coefficient in K ⁻¹
Quartz	⊥ c	16 · 10 ⁻⁶	Berea sandstone	13 · 10 ⁻⁶
	∥ c	10 · 10 ⁻⁶		
Plagioclase	∥ a	13 · 10 ⁻⁶	Bandera sandstone	20 · 10 ⁻⁶
	⊥ 010	3 · 10 ⁻⁶		
Calcite	⊥ c	29 · 10 ⁻⁶	Boise sandstone	17 · 10 ⁻⁶
	∥ c	-6 · 10 ⁻⁶		
Hornblende	⊥ 100	7 · 10 ⁻⁶	Mancos shale	(13-20) · 10 ⁻⁶
	∥ b	11 · 10 ⁻⁶	Queenston shale	(11-13) · 10 ⁻⁶
	∥ c	8 · 10 ⁻⁶		

Figura 3.11 – Coeficientes de expansão térmica linear de algumas rochas e minerais (Schon, 2011).

Da tabela acima, observa-se que para um exemplo de folhelho os valores se encontram entre 1,1 e 2,0 x 10⁻⁵°C⁻¹. Para folhelhos encontrados em poços do Mar do Norte, Prazeres (2015) e Yan et al (2014) reportaram um valor de 1,89 x 10⁻⁵°C⁻¹. Ainda no Mar do Norte, no campo de Elgin, Maury e Idelovici (1995) reportaram valores de 1,08 e 1,92 x 10⁻⁵°C⁻¹ com medições perpendicular e paralela ao acamamento, considerando a anisotropia da rocha. Johnston (1987) realizou diversos ensaios para obtenção de propriedades físicas sob temperatura e pressão em amostras de folhelhos, obtendo valores entre 1,7 e 4,3 x 10⁻⁵°C⁻¹. Gabova et al. (2020) através de amostras de folhelhos obtidas em poços em formações na Sibéria Ocidental, estabeleceu uma relação entre o coeficiente de expansão térmica e a condutividade térmica e o teor de matéria orgânica nos folhelhos, conforme pode ser observado na Figura 3.12. Importante ressaltar que essas formações diferem dos folhelhos encontrados em poços submarinos em águas profundas, em diversos aspectos, tanto em condições de temperatura e pressão, como em composição mineralógica. No entanto, os autores apresentam metodologias de ensaio e algumas tabelas de referência de propriedades térmicas de diversos folhelhos.

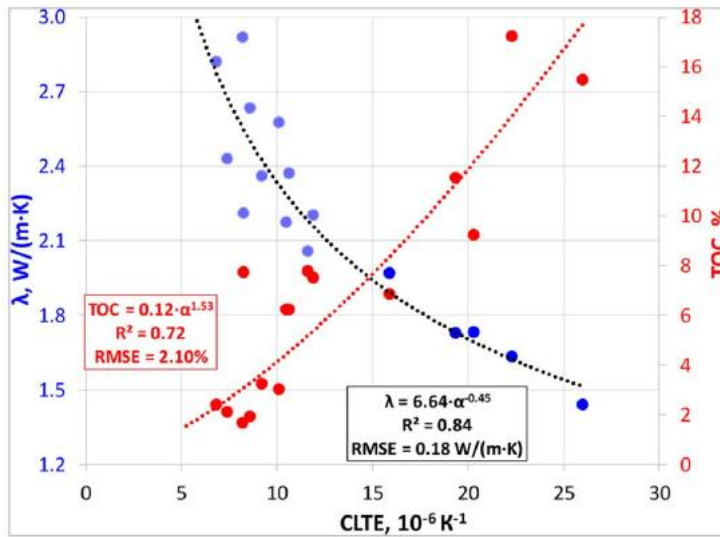


Figura 3.12 – Correlação entre o teor de matéria orgânica e condutividade térmica com o coeficiente de expansão térmica (Gabova et al., 2020).

3.7.3 Calor específico

O calor específico é caracterizado pela capacidade do material de armazenar calor. É definido pela razão da quantidade de calor pelo produto da massa e a variação de temperatura, conforme a equação a seguir:

$$c_{p,f} = \frac{Q}{m\Delta T} \quad (3-51)$$

Onde o índice p denota o calor específico a pressão constante, e f de formação.

3.8. Considerações acerca do fraturamento

No contexto dessa dissertação, a fratura tem sido abordada do ponto de vista da perfuração e do projeto de poço, onde o objetivo é evitá-la a fim de mitigar uma perda de circulação, ou utilizá-la como critério de dimensionamento contando como um ponto fraco e limite de pressão (conceito de fusível). O fato é que nessas condições não há um controle sobre a fratura. No entanto, o fraturamento hidráulico pode ser realizado intencionalmente a fim de estimular a produção de reservatórios com baixa

permeabilidade. Ao bombear fluido contra a formação a pressão irá aumentar até que vença a concentração de tensões na parede do poço e a resistência a tração da rocha. A pressão do fluido atuante irá propagar a fratura enquanto houver vazão suficiente para tal conforme o gráfico da Figura 3.5. Numa região distante do poço, a fratura irá propagar na direção normal à tensão horizontal mínima. Caso o bombeamento de fluido seja interrompido a fratura irá fechar equilibrando a pressão com a tensão horizontal mínima, por esse motivo que a pressão de fechamento em um fraturamento hidráulico é uma boa estimativa daquele valor. Portanto, no caso da estimulação, é comum a utilização de sólidos nos fluidos, denominados propantes, a fim de manter a fratura aberta e assim aumentar a permeabilidade da formação.

No caso da existência de uma fratura aberta, não existe mais o efeito da concentração de tensão na parede do poço, dessa forma a tensão tangencial é transmitida para dentro da fratura, assim como a pressão do fluido do poço (Fjaer et al., 2008). Assim, a pressão para iniciar a propagação da fratura poderá ser obtida da seguinte maneira (Fjaer et al., 2008):

$$\sigma_{\theta} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w = P_w \quad (3-52)$$

$$\Rightarrow P_w = \frac{3\sigma_h - \sigma_H}{2} \quad (3-53)$$

Se $\sigma_h = \sigma_H$,

$$\Rightarrow P_w = \sigma_h \quad (3-54)$$

Se o efeito da temperatura for incluído, seguindo o mesmo procedimento para obtenção da eq. (3-40), a pressão necessária para iniciar uma propagação com uma fissura pré-existente, é dada por:

$$P_w = \frac{3\sigma_h - \sigma_H}{2} + \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)}\Delta T + 2\eta\Delta P \quad (3-55)$$

O efeito da temperatura é útil durante o fraturamento hidráulico pois a tensão horizontal mínima é reduzida a um nível abaixo da pressão de fundo levando a um incremento da injetividade ao durante a injeção de água. Esse processo é conhecido

pelo termo fraturamento termicamente induzido. Azevedo et al. (2023), por exemplo, através de um fraturamento hidráulico em um reservatório carbonático, mostrou que combinando altos valores de módulo de Young com uma grande diferença de temperatura, o efeito térmico em um fraturamento pode ocorrer em até algumas horas.

Um trabalho reconhecido na literatura, e utilizado como referência para estimativa da variação da tensão tangencial com a temperatura, é o de Perkins and Gonzalez (1984). Os autores descrevem as variações de tensão induzidas termicamente ao redor do poço baseando-se numa região cilíndrica com a temperatura modificada rodeado de um meio elástico infinito. O cilindro possui diâmetro d e altura h . A solução para determinar as tensões termoelásticas é obtida por superposição de dois cilindros semi-infinitos alinhados e invertidos, subtraídos de um cilindro infinito. A depender da relação d/h , as tensões térmicas são representadas por uma região em forma de disco ou cilindro. No limite da relação $d/h \rightarrow 0$, eles encontraram:

$$\Delta\sigma_r(\Delta T) = \Delta\sigma_\theta(\Delta T) = \frac{E\alpha_T}{2(1-\nu)}\Delta T \quad (3-56)$$

E no caso contrário, quando $d/h \rightarrow \infty$:

$$\Delta\sigma_r(\Delta T) = \Delta\sigma_\theta(\Delta T) = \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)}\Delta T \quad (3-57)$$

4 Metodologia e Estudos de Caso

Serão apresentados três estudos de caso. Nos dois primeiros estudos são analisados dois poços de DP¹⁰ (DP-1 e DP-2), onde será calculado o aumento do gradiente de quebra da formação exposta na profundidade da sapata do revestimento mais externo de um anular confinado durante a produção/injeção do poço. Nesses poços, a mitigação do efeito de APB é pelo método da sapara aberta. Normalmente, o limite de pressão utilizado em projeto é o gradiente de fratura, baseado em testes de absorção realizados em poços correlatos ou a partir de uma média do campo. Ou seja, sob essa perspectiva, o valor esperado em que ocorrerá o alívio pode estar subestimado, uma vez que o gradiente de fratura é inferior ao de quebra, o qual ainda pode ser elevado com o aquecimento do poço. Em seguida, são avaliados os fatores de segurança dos revestimentos por meio de simulação termomecânico-hidráulica com o eventual novo limite de pressão definido.

O terceiro estudo se trata de uma análise WCA em um poço exploratório (EXP-1). O gradiente de quebra da formação exposta ao fluxo sofre um aumento devido ao aquecimento durante a produção descontrolada, e após o *shut-in* o poço volta a esfriar reduzindo novamente o gradiente de quebra em um regime transiente. Com o poço fechado, a pressão no interior volta a subir podendo fraturar a formação e o fluido produzido em fluxo pode alcançar o leito marinho. Nesse sentido, o gradiente de quebra da formação é calculado na profundidade da sapata do último revestimento exposto em função do tempo em que o poço se manteve fechado. Esse período é comparado com o tempo necessário para que alguma intervenção seja feita no poço.

Resumidamente, enquanto nos dois primeiros casos deseja-se avaliar o impacto no dimensionamento da estrutura do poço com o acréscimo do gradiente de quebra, no terceiro deseja-se verificar qual o tempo com o poço fechado que a formação irá suportar antes de propagar uma fratura. Esse tempo é comparado com o tempo necessário para se perfurar um poço de alívio ou mobilizar um sistema de coleta.

O poço DP-1 é um poço produtor situado no pós-sal da Bacia de Campos, e serão utilizados os dados de *as built* (como construído), os dados de produção atuais e os

¹⁰ DP: Desenvolvimento da Produção.

perfis geofísicos corridos no próprio poço. O poço DP-2 é um poço injetor de água e gás (*water-alternating-gas*, WAG) produzidos, situado no pré-sal da Bacia de Santos. No momento da redação dessa dissertação o poço ainda não foi finalizado, dessa forma, serão utilizados os dados de projeto, ou seja, dados de produção previstos e modelo geomecânico adaptado de um poço correlato. E, por fim, o poço EXP-1 ainda não foi perfurado e serão utilizados também os dados de projeto. Os detalhes sobre cada estudo de caso e seus resultados estão descritos no Capítulo 5.

Para os três estudos de caso será seguido a seguinte fluxo de análises:

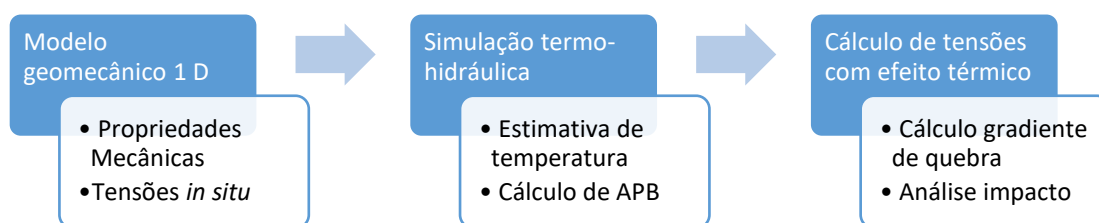


Figura 4.1 – Metodologia de análise.

Foi elaborado o modelo geomecânico 1D através do software SEST TR 2.0, aplicativo desenvolvido pelo Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo da PUC-Rio e pelo CENPES/Petrobras, através de Termo de Cooperação. O programa tem como principal objetivo elaborar um modelo para estudo de estabilidade de poço, isto é, determinação da janela operacional na qual estabelece limites de peso de fluido para perfuração. O modelo consiste na estimativa de propriedades mecânicas das rochas através de correlações com dados de perfis geofísicos, estimativa de pressão de poros, cálculos de tensões *in situ* e cálculo de gradientes (colapso e quebra).

As simulações termo-hidráulicas foram realizadas por meio do software comercial Wellcat™. Essa aplicação tem sido utilizada como benchmarking na indústria por muitos anos, com resultados próximos do que se tem obtido em campo. Sua principal finalidade é a determinação de perfis de temperatura e pressão para diversos casos de perfuração e produção, como análise de cargas para projetos de revestimentos e colunas de produção. Neste trabalho, o Wellcat™ também foi utilizado para avaliação dos fatores de segurança dos revestimentos assumindo o incremento do gradiente de quebra durante a produção.

A partir das informações obtidas nos passos anteriores, foi desenvolvida uma planilha de cálculo no software Mathcad™ para a determinação das tensões ao redor do poço na profundidade de interesse dos poços DP-1 e 2 e EXP-1. Em seguida, aplicando-se o critério de ruptura a tração, a pressão e o gradiente de quebra são definidos. Os resultados são apresentados em função da variação da temperatura, e a partir de uma análise de sensibilidade do coeficiente de expansão térmica e da anisotropia de tensões horizontais.

4.1. SEST TR2 e Modelo Geomecânico

A definição do modelo geomecânico, também conhecido como *Mechanical Earth Model* (MEM), refere-se à determinação do estado de tensão e das propriedades mecânicas das rochas, podendo ser representado em 1D, aplicado a dimensão do poço, ou 3D, na escala de um campo (Plumb, 2000). Nesse trabalho será utilizado o modelo 1D. Normalmente, a principal aplicação do MEM é na previsão de estabilidade de poço durante sua perfuração e produção. Uma das principais causas de tempo não produtivo (NPT, do inglês *Non-Productive Time*) é a instabilidade de poço que leva a prisões de coluna, perdas de circulação, topadas e arrastes excessivos, como também produção de areia durante a vida produtiva do poço. Tais eventos ocasionam aumentos de custo e tempo operacionais. Por isso, a importância de se ter um modelo confiável. No presente trabalho, porém, as análises se voltarão apenas para a curva de gradiente de quebra da formação, uma das curvas geradas no modelo.

A construção do modelo consiste em coletar todos os tipos de dados disponíveis de um poço perfurado. Exemplos de fonte de dados são: sessões estratigráficas a partir da litologia interpretada, perfis geofísicos, perfis de imagem, amostras de cascalho, testemunhos, testes de laboratório, dados de sísmica, testes de absorção, microfraturamento e registro de ocorrências geomecânicas durante a perfuração. Para a previsão de estabilidade de um poço a ser perfurado, recorre-se ao modelo criado de um poço de correlação, adequando os dados ao poço de projeto correlacionado as formações.

O SEST TR2 possui os seguintes módulos de cálculo:

- Cálculo de perfis: A partir de perfis inseridos no programa (no mínimo o sônico compressional e raios gamma) e litologia, é possível determinar através de correlações, o volume unitário de argila, o tempo de trânsito cisalhante, a porosidade, permeabilidade e densidade da formação;
- Cálculo de Sobrecarga: A tensão vertical é calculada a partir da integração da densidade da formação em função da profundidade. A densidade é determinada a partir do cálculo de perfis, ou diretamente de um perfil densidade corrido;
- Cálculo de pressão de poros: A obtenção do gradiente de pressão de poros é realizada através de perfis de tempo de trânsito compressional ou resistividade pelo método de Eaton (1975). Este método estabelece uma relação entre o parâmetro do perfil lido e o *trend* normal de compactação;
- Cálculo de propriedades mecânicas: Nesse módulo é possível selecionar por trechos de profundidade e por grupos litológicos o conjunto de correlações mais adequadas. São quatro parâmetros de perfis base obtidos através da teoria da elasticidade (Coeficiente de Poisson, módulo de Young, Módulo de Compressibilidade e Coeficiente de Biot) e quatro propriedades mecânicas (ângulo de atrito, coesão, resistência a compressão e resistência a tração);
- Cálculo de tensões *in situ*: Estão disponíveis quatro opções de cálculo para estimativa das tensões horizontais: Modelo Elástico usando o conceito de bacia relaxada, Normalização pela LDA, Normalização por Pressão de Poros e K_0 . Neste módulo é possível calcular também a correção das tensões devido ao efeito de depleção no reservatório, e calcular a tensão horizontal máxima a partir dos dados de abertura de breakout;
- Cálculo de gradientes: Neste módulo são calculados os gradientes de colapso inferior e superior, e gradiente de quebra. São consideradas as hipóteses de material rochoso contínuo, elástico, homogêneo e isotrópico, e estão disponíveis três critérios de ruptura: Mohr-Coulomb, Druker-Prager e Lade-Ewi.

- Cálculo de Área Plastificada: A partir de um peso de fluido utilizado é possível calcular a área plastificada de um poço, caso haja ruptura do material.

Além dos módulos de cálculo acima, é possível inserir no software perfis diversos através de planilhas e registros de testes e ocorrências geomecânicas.

Nos estudos de caso dessa dissertação serão utilizados os módulos de cálculo de perfis, propriedades e de tensões *in situ*. Dentre os vários cálculos de correlações, a seguir serão descritos os principais utilizados.

No modelo geomecânico não são consideradas as propriedades térmicas das rochas e não há dados de ensaios disponíveis, assim, serão utilizados dados encontrados na literatura.

4.2.1 Cálculo de perfis

Cálculo dos seguintes parâmetros:

- Volume unitário de argila:

$$V_{cl} = V_{clmax} \left(\frac{GR}{GR_{max}} \right) \quad (4-1)$$

Onde:

GR Gamma Ray lido (API)

GR_{max} Gama Ray máximo, adotado igual a 100 (API)

V_{clmax} Volume de argila máximo, adotado igual a 0,4.

- Tempo de trânsito cisalhante (MECPRO, 1985):

$$\Delta t_s = \Delta t_c \left[\frac{x}{\Delta t_c} (1 - V_{cl}) + RVCL \cdot V_{cl} \right] \quad (4-2)$$

Onde:

$$x = \frac{(\Delta t_c - 104,93)}{1,667\rho_g - 3,968} + 194,1, \text{ se } \rho_g < 2,7$$

$$\chi = \frac{(\Delta t_c - 104,93)}{0,87 - 0,125\rho_g} + 194,1, \text{ caso contrário.}$$

ρ_g densidade dos grãos (baseado no grupo litológico)

Δt_c tempo de trânsito compressional em $\mu\text{s}/\text{pé}$

$RVCL$ razão entre V_p e V_s para argila, igual a 1,72

V_p velocidade da onda compressional ($\text{pé}/\mu\text{s}$)

V_s velocidade da onda cisalhante ($\text{pé}/\mu\text{s}$)

- Densidade da formação (Gardner, 1974):

$$\rho_b = a \left(\frac{10^6}{\Delta t_c} \right)^b \quad (4-3)$$

Onde:

a e b constantes empíricas. Utilizados 0,23 e 0,25, respectivamente.

- Porosidade (MECPRO, 1985):

Nos trechos onde há perfil densidade:

$$n = \frac{\rho_g - \rho_f}{\rho_g - \rho_{fl}} \quad (4-5)$$

Onde:

ρ_g densidade dos grãos

ρ_f densidade da formação

ρ_{fl} densidade do fluido, adotado $1,04 \text{ g}/\text{cm}^3$

Nos trechos onde não há perfil densidade:

$$n = \frac{dtc - dtmc}{dtf - dtmc} \quad (4-6)$$

Onde:

dtc tempo de trânsito compressional ($\mu\text{s}/\text{pé}$)

dtf tempo de trânsito do fluido, adota-se $200 \mu\text{s}/\text{pé}$

$dtmc$ tempo de trânsito da matriz ($\mu\text{s}/\text{pé}$)

4.2.2 Cálculo de propriedades mecânicas

Foram calculadas as seguintes propriedades:

- Coeficiente de Poisson (MECRO, 1985):

$$\nu = 0.5 \left(\frac{(\Delta t_s / \Delta t_c)^2 - 2}{(\Delta t_s / \Delta t_c)^2 - 1} \right) \quad (4-7)$$

- Módulo de Cisalhamento (MECPRO, 1985), em psi:

$$G = 1.34 \cdot 10^{10} \left(\frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \right) \quad (4-8)$$

- Módulo de Young, em psi:

$$E = 2G(1 + \nu) \quad (4-9)$$

- Resistência a compressão simples (MECPRO, 1985), em psi:

$$\begin{aligned} UCS = & 145,0377 \cdot 1,9 \\ & \cdot 10^{-20} \cdot (1000\rho_b)^2 \left(\frac{304800}{DTC} \right)^2 \left(\frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right)^2 (1 - 2\nu)(1 + 0,78V_c) \end{aligned} \quad (4-10)$$

4.2.3 Cálculo de tensões in situ:

a. Cálculo de tensão vertical ou sobrecarga, em psi:

Como já definido anteriormente, o cálculo da sobrecarga é a soma do peso das camadas sobrejacentes conforme abaixo:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho g dz \quad (4-11)$$

A equação acima pode ser escrita da seguinte forma:

$$\sigma_v = 1,4223\rho_w LDA + 1,4223 \sum_{i=1}^n \rho_{f,i} \Delta Z_i \quad (4-12)$$

Onde:

$\rho_{f,i}$ densidade da formação na camada i , em g/cm³

ΔZ_i espessura da camada i , em m

b. Cálculo de tensão horizontal mínima, em psi:

A tensão horizontal mínima será calculada pelo método da Normalização pela LDA, a partir de testes de pressão (LOT e microfraturamentos) realizados no campo de interesse. Tal método consiste em plotar os valores dos testes em função do soterramento para retirar a influência da lâmina d'água, e então realizar uma regressão linear dos pontos, conforme ilustrado na figura a seguir.

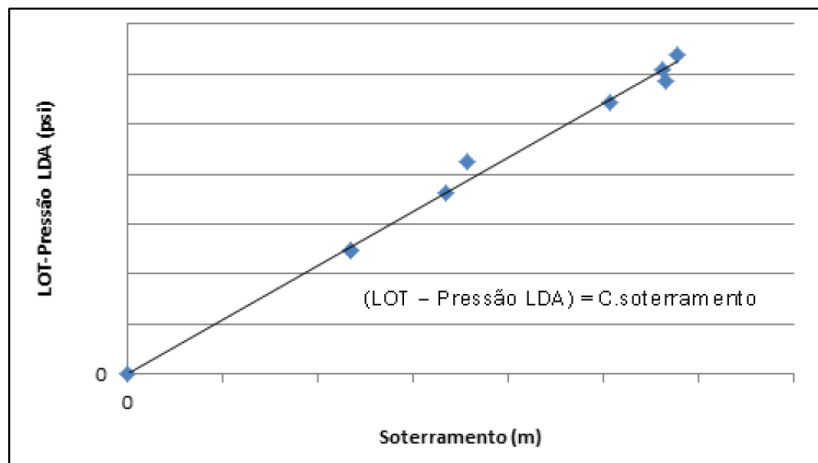


Figura 4.2 – Normalização pela LDA (Manual teórico SEST TR2).

Assim, a tensão horizontal mínima pode ser obtida através da Equação 4-9:

$$\sigma_h = 1,4223\rho_w LDA + C \cdot z \quad (4-13)$$

c. Cálculo da tensão horizontal máxima:

Nas profundidades de interesse para as análises deste trabalho não constam informações de perfis de imagem que pudessem fornecer dados de *breakout* para inferir

o valor da tensão horizontal máxima. Portanto, atribuiu-se uma relação entre as tensões efetivas horizontais (σ'_H/σ'_h) iguais a 1,1, 1,2 e 1,3, para análise de sensibilidade.

4.2. Software Wellcat™

O Wellcat™ é um software comercial desenvolvido pela Landmark/Halliburton mundialmente utilizado por operadoras de óleo e gás, assim como companhias de serviço. É composto por cinco módulos de cálculo, a saber:

- *Drilling Design* (DRILL): Neste módulo é possível entrar com dados de colunas de perfuração, BHA, detalhes da broca e dados operacionais. Fornece como resultado a análise transiente de circulação de fluidos e transferência de calor nas operações de perfuração e cimentação, entre outros;
- *Casing Design*: Este módulo constitui a análise termo-hidráulica-mecânica em revestimentos. São consideradas cargas de serviço padrões pré-definidas e a geração automática de casos de carregamentos. A análise neste módulo pode ser feita em conjunto com insumos oriundos dos módulos DRILL e PROD. Como resultado, são obtidos os perfis de pressão criados e fatores de segurança calculados nos revestimentos;
- *Production Design* (PROD): A simulação de fluxo de calor e fluidos durante casos de produção, estimulação e avaliação são realizadas neste módulo. O software permite análises em regime transiente e em estado permanente, tanto para escoamento monofásico como multifásico. Permite a seleção de diversos modelos de correlação e mecanicistas para escoamento multifásico.
- *Tube Design*: Esse módulo é voltado para o dimensionamento da coluna de produção com carregamentos específicos e instalação do packer.
- *Multi-String Design*: A principal aplicação deste módulo é a determinação do incremento de pressão em anulares trapeados (APB), e a determinação das cargas devido ao APB. Todas as colunas são consideradas bi-engastadas, de forma que toda deformação resulta num esforço na cabeça de poço, e, portanto, a análise é realizada de forma acoplada (interativa) entre as colunas e seus

anulares. O modelo de análise multistring é proposto por Halal e Mitchel (1994) e utilizado convencionalmente em projetos de poço.

Neste trabalho foram utilizados os módulos PROD e Multi-string. O módulo PROD foi utilizado para determinação dos perfis de temperatura do fluido produzido ao longo do poço, assim como nos anulares e formação rochosa. Os principais dados de entrada são pressão e temperatura na profundidade dos canhoneados, vazão de óleo, água e RGO, além da composição do hidrocarboneto. Também é selecionado o modelo escoamento multifásico. Nos estudos de caso foi utilizado o de Zhang et al. (2003), por possuir menos restrições como inclinação do poço e direção de fluxo. Ansari (2014) fez uma análise comparativa dos diferentes modelos cadastrados no WellCat™ na determinação do perfil de pressão do fluido produzido. O modelo de Zhang possui um erro aproximado de 15% quando comparado com testes experimentais. O módulo *Multi-String*, por sua vez foi utilizado para determinação da expansão térmica dos fluidos nos anulares, incremento de pressão (APB), e avaliação dos fatores de segurança dos revestimentos.

Como dados de entradas gerais do software estão a configuração do poço com a especificação de todos os tubulares e conexões, propriedades dos fluidos de perfuração, gradiente geotérmico, curvas de gradiente de pressão de poros e gradiente de fratura, litologia, entre outros.

5 Estudos de casos

Conforme descrito no Capítulo 4, serão apresentados três estudos de caso, nos quais os dois primeiros referem-se a análise da quebra da rocha para alívio de APB e o terceiro na análise de WCA. As profundidades de análise serão nas formações em poço aberto imediatamente abaixo das sapatas, por possuírem menor resistência. As colunas de revestimento são assentadas, normalmente, em formações selantes, sendo na sua maioria composta por folhelhos. Assim, nos estudos de caso serão consideradas as propriedades deste tipo de rocha e a formulação considerando fluido não-penetrante.

5.1. Poço DP-1

O poço DP-1 é um poço produtor, vertical, construído em cinco fases, localizado na Bacia de Campos, em uma região com lâmina d'água de 1033m e profundidade final de 4490m. A configuração do poço está ilustrada na figura a seguir. Será avaliado o anular C, ou seja, entre o revestimento de superfície e o revestimento intermediário, onde se está considerando a formação exposta como fusível para o APB.

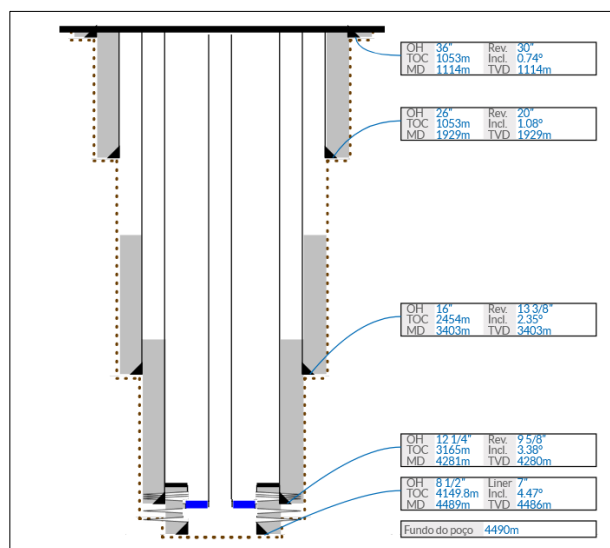


Figura 5.1 – Configuração do poço DP-1.

5.1.1 Modelo geomecânico 1D

Na etapa da construção do poço foi corrido o seguinte conjunto de perfis: sônico compressional (BRDTC), sônico cisalhante (BRDTS), raios gamma, densidade (BRDENS), resistividade e *caliper*. A Figura 5.2, obtida do SEST TR2, ilustra os perfis corridos para utilização nos cálculos das propriedades mecânicas, juntamente com a profundidade das sapatas e a litologia interpretada. No módulo de cálculo de perfis do SEST TR2 também foi obtida a porosidade, conforme equação (4-5), a qual também se encontra na Figura 5.2. Os perfis de tempo de trânsito DTC e DTS são apresentados em escala logarítmica e com a diminuição da escala para a direita, ou seja, o tempo de trânsito diminui com a profundidade indicando formações mais compactadas. Observa-se grandes intercalações de margas e folhelhos nas formações do *overbuden* (região acima do reservatório). A profundidade de análise será abaixo da sapata do revestimento de 20", em 1929m, onde a litologia é essencialmente de folhelho.

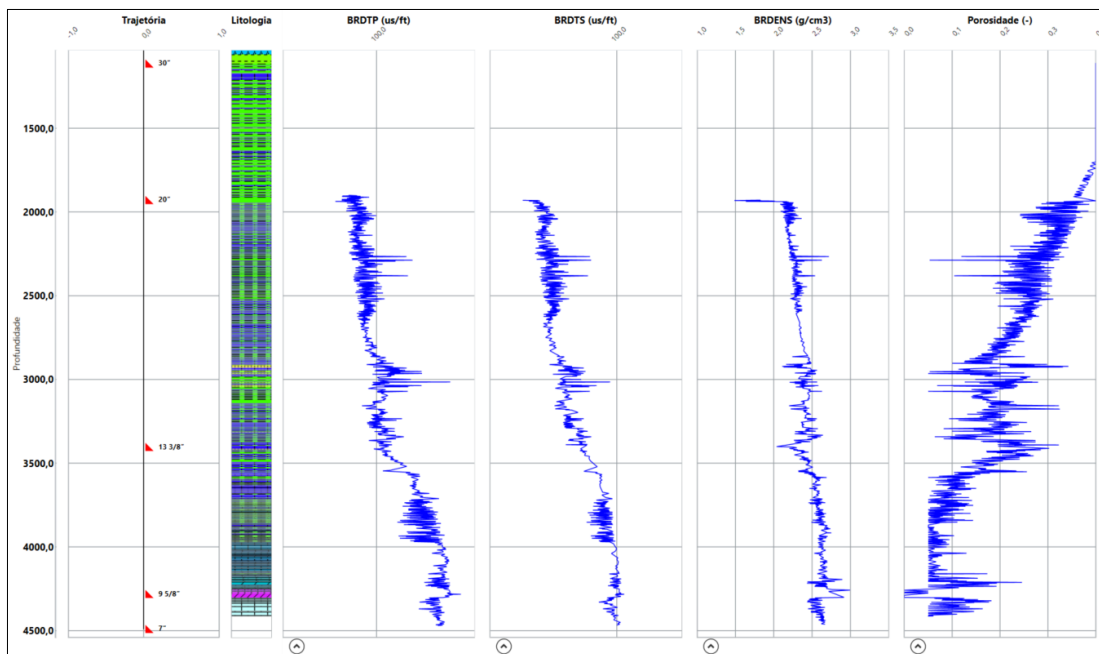


Figura 5.2 – Perfis corridos no poço DP-1.

O cálculo das propriedades mecânicas a partir das correlações com os perfis geofísicos – através das equações expressas no capítulo 4 – resultaram nas curvas apresentadas na figura a seguir. Foram obtidos os parâmetros de deformabilidade dinâmicos, Módulo de Young e coeficiente de Poisson, e os parâmetros de resistência,

UCS e resistência a tração. Embora não utilizados nesse trabalho, foi assumido um ângulo de atrito igual 30° e a coesão foi calculada a partir da relação com UCS. O coeficiente de Biot foi assumido igual a 1.

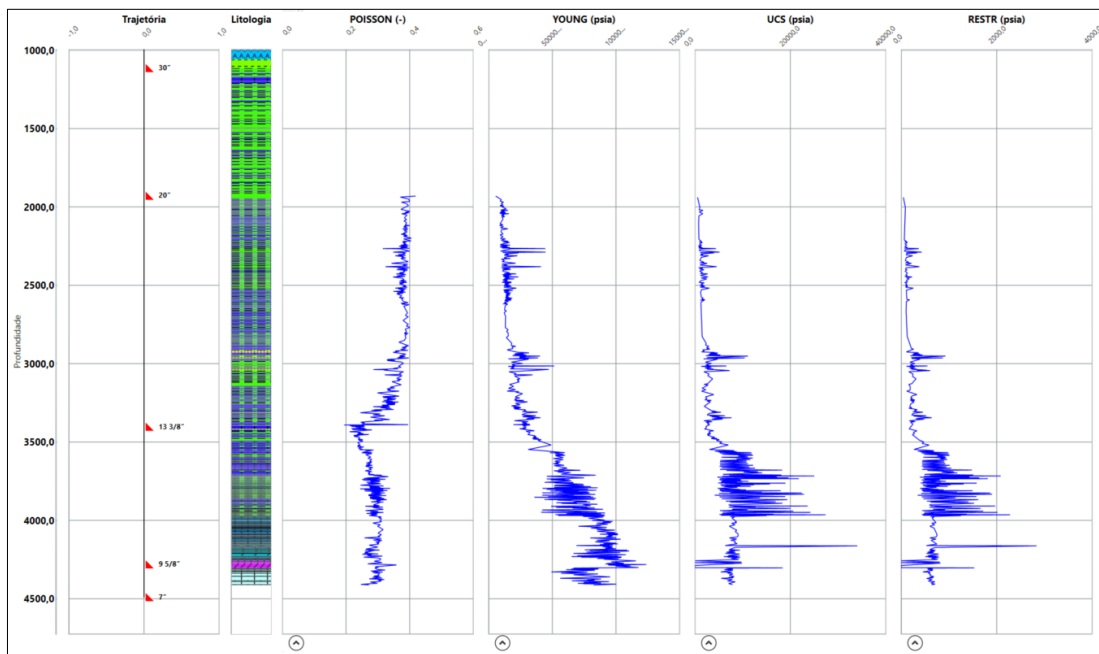


Figura 5.3 – Propriedades mecânicas obtidas ao longo do poço.

O próximo passo na elaboração do modelo geomecânico é a definição das tensões *in situ*. A tensão vertical foi estimada a partir da integração do perfil densidade corrido no poço. É possível notar na Figura 5.2 que os dados foram adquiridos apenas durante a perfuração da fase 3, isto é, a partir da sapata do revestimento de superfície. Assim, foi feito um ajuste linear complementando o trecho inicial, como pode ser observado na primeira trilha da Figura 5.4. A tensão horizontal mínima foi estimada a partir da pressão de fechamento da fratura de dois microfratamentos em dois poços próximos no mesmo campo do poço DP-1. A partir desses valores de pressão, é realizada uma normalização pela lâmina d'água e obtida uma relação linear entre os pontos (Figura 5.5). Os dois poços correlatos serão denominados DP-A e DP-B. O poço DP-1 também teve um único teste de absorção realizado na sapata do revestimento de superfície. O seu valor foi inserido na Tabela 5.1 para referência. A tensão horizontal mínima é calculada, portanto, conforme a equação (4-12).

Tabela 5.1 – Dados de testes realizados no poço DP-1 e poços próximos DP-A e DP-B

Poço	LDA	Soterramento	Pressão LDA	Pressão teste	Pressão teste
DP-1	1033 m	870 m	1420 psi	3845 psi	11,7 ppg
DP-A	960 m	2008 m	1752 psi	5844 psi	11,4 ppg
DP-B	1186 m	1608 m	1528 psi	5434 psi	11,2 ppg

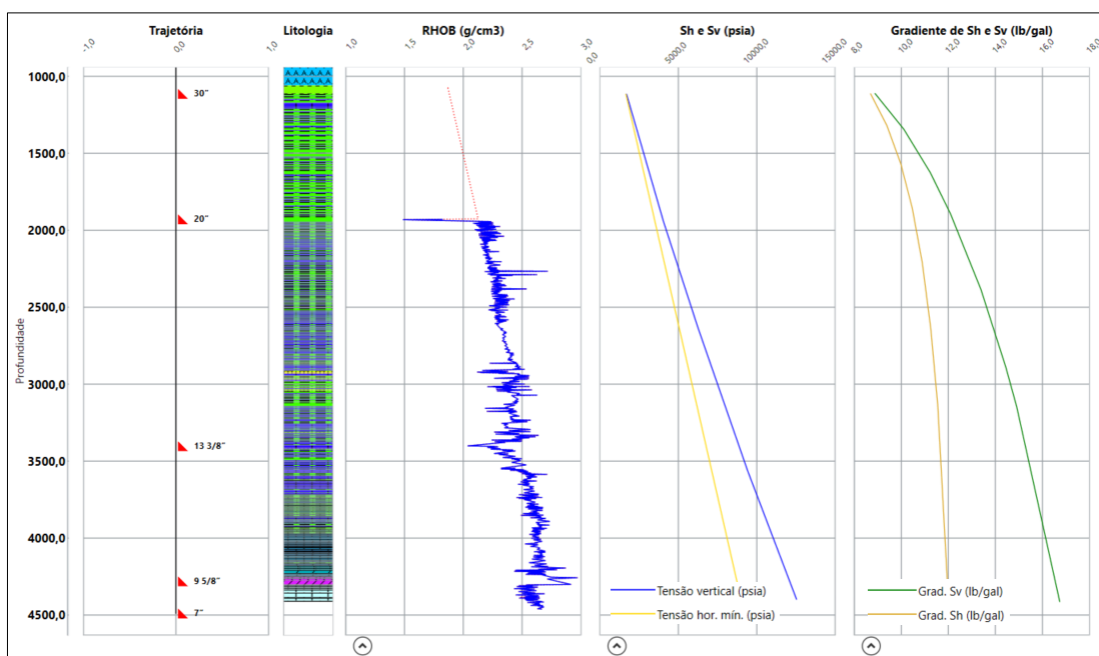


Figura 5.4 – Curvas de tensão *in situ*.

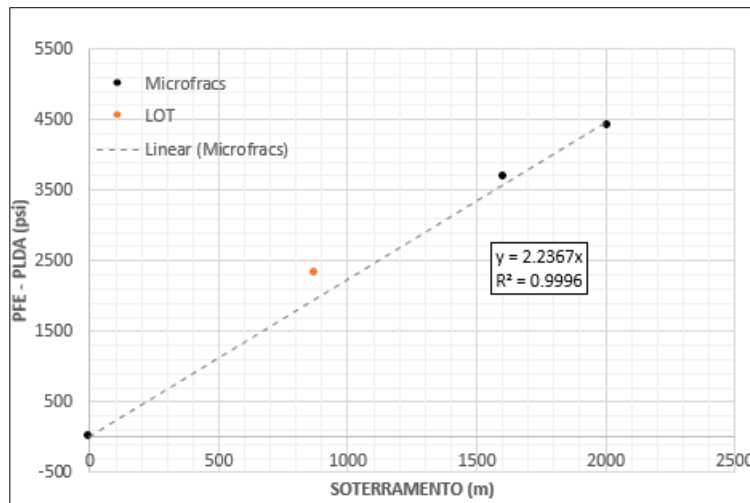


Figura 5.5 – Regressão linear dos testes em poços correlatos.

Uma vez que não há disponível informações sobre a magnitude da tensão horizontal máxima, será atribuído um valor em relação a tensão horizontal mínima. Foram atribuídos os valores iguais e de 10% e 20% acima da tensão horizontal mínima efetiva (Relação entre tensões ($RET = \sigma'_H / \sigma'_h$) iguais a 1,0, 1,1 e 1,2). A estimativa de pressão de poros não faz parte do escopo desse trabalho. Na profundidade de análise, foi assumido que a pressão é normal e igual 8,55 ppg.

Com os dados de tensão *in situ*, é possível estimar o valor do gradiente de quebra da rocha. Como trata-se de uma formação impermeável e com a possibilidade de formação de reboco na parede do poço pelo fluido de perfuração, será admitida a condição de fluido não-penetrante e utilizada a equação (3-26). A resistência à tração da rocha costuma ser muito baixa, no entanto, como referência foi estimada como 1/12 do UCS. O resultado do modelo geomecânico com as estimativas de propriedades e tensões *in situ* na profundidade de interesse se encontram na Tabela 5.17.

Tabela 5.2 – Dados do modelo geomecânico

Dados do modelo na profundidade de 1929m	
Módulo de Young dinâmico	871296 psi
Coefficiente de Poisson	0.4
Módulo de cisalhamento	346400 psi
Resistência à compressão simples	780 psi
Resistência à tração	65 psi

Tensão vertical	4038 psi
Tensão horizontal mínima	3497 psi
Pressão de Poros	2853 psi

Os gradientes de quebra através do modelo puramente elástico, para cada relação entre tensões efetivas horizontais, se encontram na tabela a seguir.

Tabela 5.3 – Gradientes de quebra modelo elástico

	RET = 1,0	RET = 1,1	RET = 1,2
ρ_{quebra}	12,72 ppg	12,53 ppg	12,32 ppg

5.1.2 Propriedades térmicas

Em função da indisponibilidade de informações sobre as propriedades térmicas do folhelho em estudo, foram buscados valores de referência na literatura. As propriedades necessárias são a condutividade térmica, o calor específico e o coeficiente de expansão térmica. Pela equação da difusão de calor, eq (2-11), a condutividade térmica e o calor específico irão determinar qual a temperatura da parede do poço. Foi observado, porém, que o efeito do calor específico pouco altera a temperatura, enquanto a condutividade tem efeito predominante. Eppelbaum et al. (2014) indica uma condutividade variando entre 1,1 e 2,1 W/mK, Jaeger et al. (2007) apresenta 1,7 W/mK e Mitchel (1993), uma condutividade igual a 1,56 W/mK. O valor *default* utilizado no Wellcat™ é 1,59 W/mK. A fim de buscar uma informação mais próxima do esperado no poço DP-1, foram utilizadas as correlações descritas no Capítulo 3, em função da porosidade (Griffith et al., 1992 e Evans, 1997) e da velocidade de onda compressional (Goss et al., 1975). A porosidade foi obtida diretamente e velocidade compressional pode ser obtida invertendo o tempo de trânsito compressional. O resultado encontra-se no gráfico da figura abaixo. Os valores se mostraram coerentes com os dados obtidos na literatura e com pouca dispersão, sendo as correlações de porosidade menores que a correlação por velocidade. Para fins de simulação utilizou-se o valor de 1,6 W/mK.

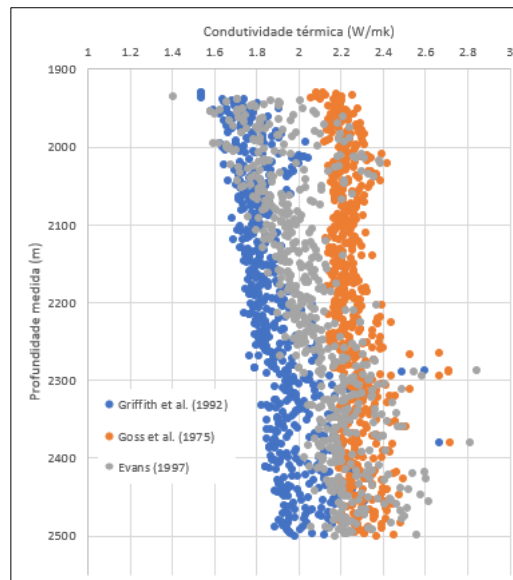


Figura 5.6 – Estimativa de condutividade térmica de folhelhos.

Outra propriedade térmica necessária é o coeficiente de expansão térmica. Ele será utilizado no cálculo da tensão térmica induzida pela produção do poço e terá influência direta no cálculo do gradiente de quebra. Diferente da condutividade térmica, não foi encontrada nenhuma correlação direta com as propriedades mecânicas. Além disso, foi encontrada uma variabilidade muito grande os valores divulgados na literatura. No entanto, especificamente para folhelhos encontrados em poços em águas profundas, Prazeres (2015) e Yan et al (2014) reportaram um valor de $1,89 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ e Maury e Idelovici (1995) $1,92 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Gabova et al. (2020) propôs uma relação da condutividade térmica em função do coeficiente de expansão térmica. Mesmo que a correlação seja aplicável a outro tipo de rocha – folhelhos reservatórios on shore – foi verificado qual seria o valor do coeficiente de expansão térmica linear a partir da expressão apresentada com a condutividade de 1,6 W/mK definida. A equação fornecida no trabalho de Gabova et al. (2020) está indicada abaixo, onde a condutividade decresce com o aumento da expansão térmica:

$$\lambda(\alpha) = 6,64 \cdot \alpha^{-0.45} \text{ W/mK} \quad (5-1)$$

Aplicando o valor da condutividade térmica definida, tem-se:

$$\alpha(\lambda) = \left(6,64/\lambda\right)^{\frac{1}{0,45}} = 2,36 \cdot 10^{-5} \text{ } 1/^{\circ}\text{C} \quad (5-2)$$

O resultado encontrado na equação (5-2) encontra-se na mesma ordem de grandeza dos dados obtidos na literatura. Devido à grande variabilidade do coeficiente de expansão térmica linear, optou-se por realizar análise de sensibilidade do gradiente de quebra considerando os valores de 1,6, 2,0 e 3,0 x 10⁻⁵ °C⁻¹.

5.1.3 Simulações termo-hidráulicas

Para obtenção dos dados de temperatura e pressão no anular, foram realizadas simulações termo-hidráulicas utilizando o software Wellcat™. Os dados de produção do poço e do óleo produzido são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Dados carregados no wellcat para simulação termo-hidráulica

Dados de produção do poço DP-1	
Temperatura reservatório	117,9°C
Pressão de fundo (P _{wf})	5859 psi
Vazão de óleo	1107 m³/D (6962 bpd)
Vazão de água	1741 m³/D (10951 bpd)
RGO	92,400 (m³/m³)
Vazão de gás-lift	62000m³/D
Grau API do óleo	28,7

Inicialmente, foi simulado o regime permanente de produção pois apresenta, de forma geral, os carregamentos mais críticos no poço. O gráfico da figura a seguir ilustra os perfis temperatura em cada anular. A numeração dos *casings* é de acordo com a proximidade com a coluna de produção, ou seja, *casing 1* é o revestimento de produção e assim por diante. Verifica-se que quanto mais afastado do centro do poço, menor a temperatura. Antes de ser posto a produzir, o poço está na condição geotérmica (*undisturbed*). Assim, na profundidade da sapata do revestimento de superfície (*casing 2 annulus*) é observada uma variação de temperatura de, aproximadamente, 64°C.

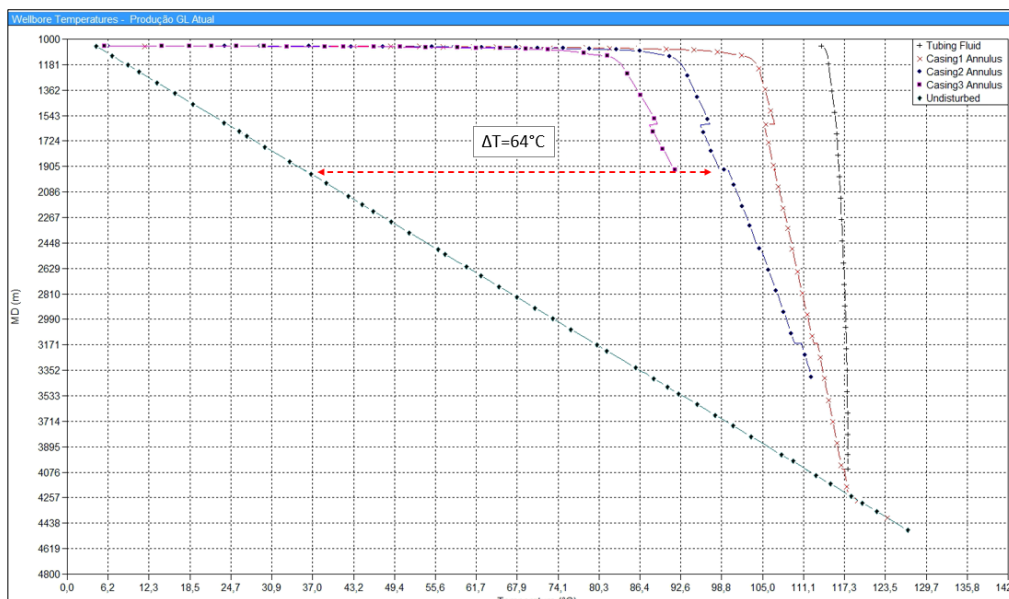


Figura 5.7 – Perfis de temperatura nos anulares em regime permanente.

No anular C, anular do revestimento de 13 3/8 pol, está contido fluido de perfuração não-aquoso (sintético), de peso 10,1 ppg. Caso não houvesse alívio de pressão, o aumento seria da ordem de 9200 psi com um volume incremental de 28,1 bbl de fluido, como mostra a figura a seguir.

MultiString Annular Fluid Expansion Summary - Produção GL Atual								
	String Annulus	Region		Device Failure		Incremental AFE Pressure (1) (psi)	Incremental AFE Volume (2) (bbl)	
			Top (m)	Base (m)	Disk	Foam		
1	13 3/8" Intermediate Casing	Region 1	1053,00	2493,00	-	-	9200,00	28,1
2	9 5/8" Production Casing	Region 1	1053,00	3165,00	-	-	8544,00	16,8
3	5 1/2" Production Tubing	Region 1	1053,00	4054,89	-	-	0,00	11,4
4								
5	(1) Pressure change caused solely by the Annular Fluid Expansion (AFE) phenomenon.							
6	(2) Volume change caused solely by the Annular Fluid Expansion (AFE) effect.							

Figura 5.8 – Dados de AFE na simulação em regime permanente.

Pela variação de temperatura observada, o gradiente de quebra chegaria em valores absurdos (18 ppg). Se isso fosse verdade, teriam sido observadas falhas de integridade dos poços consistentemente. Desta forma, foi investigado o regime transiente da produção do poço. Dada a alta compressibilidade do fluido, a variação de pressão no anular confinado cresce muito mais rápido. Esse comportamento é observado no gráfico da Figura 5.9 onde a pressão supera o gradiente de quebra em menos de três horas. Para esta constatação foi utilizado um coeficiente de expansão térmica igual a $2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

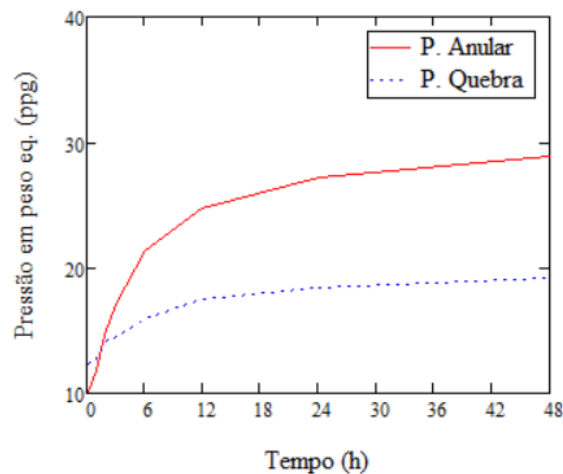


Figura 5.9 – Análise transiente da pressão e gradiente de quebra no anular.

Portanto, para determinar o valor do gradiente de quebra, é necessário encontrar qual a temperatura em que ocorre a interseção das curvas. O resultado irá depender do ponto de partida (sem temperatura), ou seja, da concentração de tensão na parede do poço, e irá depender do coeficiente de expansão térmica, conforme discutido a seguir.

5.1.4 Análise gradiente de quebra

Uma vez que o gradiente de quebra está associado à variação de temperatura, e de forma a facilitar a análise e a visualização dos pontos, foi feita uma linearização do trecho inicial da curva do crescimento de pressão em função da temperatura, conforme mostrado na Figura 5.10. O intervalo de tempo que corresponde a variação máxima da temperatura no gráfico é de 10h.

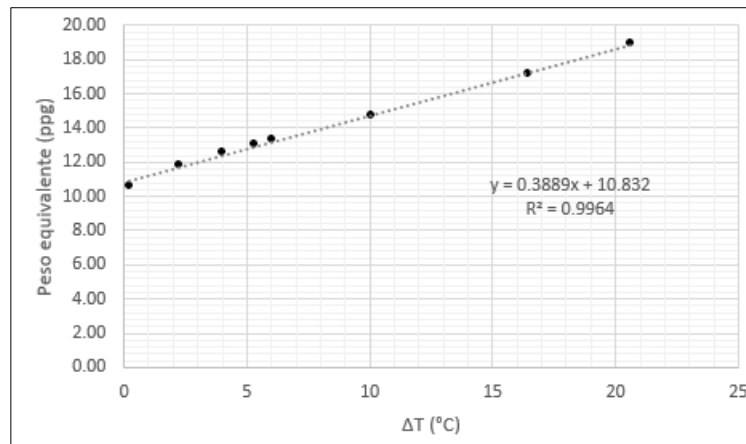


Figura 5.10 – Linearização da curva de pressão em função da temperatura.

Retomando a equação geral definida para o cálculo do gradiente de quebra, tem-se que:

$$\rho_{quebra} = \left[3\sigma_h - \sigma_H + \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)}\Delta T + 2\eta\Delta P - u \right] \frac{1}{0,1704 \cdot TVD} \quad (5-3)$$

Percebe-se que uma vez empregado o efeito termo-poroelástico, são inseridos novos parâmetros, como propriedades mecânicas e térmicas da rocha. O módulo de Young e o coeficiente de Poisson foram obtidos através do perfil sônico, isto é, na condição dinâmica a partir da deformação provocada por ondas acústicas e, por esse motivo é importante que se tenha uma conversão para a condição estática. Para a região do poço não há nenhuma correlação entre as propriedades dinâmicas, por esse motivo, será utilizada a correlação de Lacy (1997) para folhelhos, conforme equação (3-44), para a correção do módulo de Young. Para o coeficiente de Poisson não há nenhuma correlação disponível, desta forma, não será corrigido. O valor do Poisson dinâmico foi assumido o mesmo para a condição não drenada, enquanto para a condição drenada utilizou-se como referência o dado informado no Apêndice A de Fjaer et al. (2008). A partir desses são obtidos os demais módulos elásticos e o coeficiente de difusividade c' . Os valores obtidos são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 5.5 – Propriedades mecânicas poço DP-1

	Prop. Dinâmica	Prop. Estática
Módulo de Young (E)	969841 psi	235900 psi
Módulo de cisalhamento (G)	346400 psi	84230 psi
Módulo Bulk (K)	1616000 psi	393100 psi
Parâmetro B Skempton	0,4	0,7
Poisson (não-drenado)	0,4	0,4
Poisson (drenado)	0,3	0,3
c'	14,6 psi/°C	49 psi/°C
Módulo de compr. do fluido		377100 psi
Coef. Exp. Term. Do Fluido (α_f)		$2 \cdot 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
Porosidade		0,4

De posse de todas as propriedades, é possível plotar a equação (5-3) em função da temperatura juntamente com o crescimento de pressão da Figura 5.10, resultando no gráfico da Figura 5.11. Dada a incerteza do quão representativa são as propriedades estáticas, foram traçados gráficos para as propriedades dinâmicas e para as propriedades estáticas, considerando as três possibilidades de relações entre tensões. Uma vez que as propriedades dinâmicas são maiores que as estáticas, o gradiente de quebra apresenta um resultado maior em virtude da parcela correspondente à termoelasticidade. Por outro lado, ao utilizar as propriedades estáticas a parcela correspondente à poroelasticidade é maior, como pode ser visto pelo valor do coeficiente c' , mas não supera a influência do termo da temperatura. Todos os gráficos podem ser consultados no Apêndice e os resultados estão sumarizados nas tabelas a seguir contendo o ponto de interseção da curva de gradiente de pressão do anular com o gradiente de quebra.

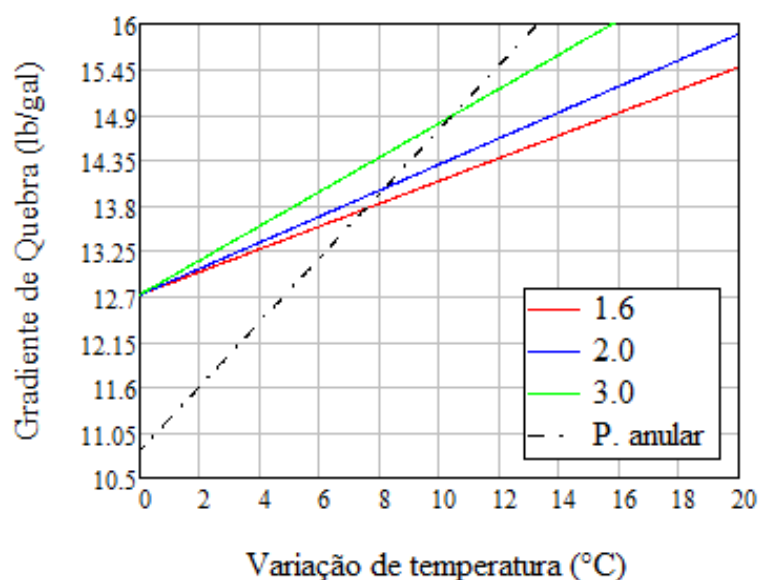


Figura 5.11 – Curvas de gradiente de quebra e pressão no anular (propriedades dinâmica e relação entre tensões horizontais igual a 1).

Dos resultados consolidados nas tabelas a seguir, observa-se que a maior variação de temperatura até a ruptura é de 10,4°C, considerando propriedades dinâmicas e coeficiente de expansão térmica igual a $3,0 \cdot 10^{-5}$ (1/°C), assumindo tensões isotrópicas (Tabela 5.6). Isso corresponde a um acréscimo de 16% no gradiente de quebra. Na mesma situação, porém utilizando as propriedades estáticas, este acréscimo é de apenas 4% em 6,2°C de variação de temperatura. O outro extremo, de menor variação, utilizando propriedades estáticas, coeficiente de expansão térmica igual a $1,6 \cdot 10^{-5}$ (1/°C), e relação de tensões igual a 1,2, obtém-se um acréscimo de 2,6% no gradiente de quebra (Tabela 5.8).

Tabela 5.6 – Resultados do gradiente de quebra em ppg para uma relação de tensão efetiva igual a 1,0 ($\sigma'_H / \sigma'_h = 1,0$)

α :	$1,6 \cdot 10^{-5}$ (1/°C)		$2,0 \cdot 10^{-5}$ (1/°C)		$3,0 \cdot 10^{-5}$ (1/°C)	
	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT
E_{st}	13,12	5,9	13,18	6,0	13,23	6,2
E_{dyn}	13,72	7,5	13,96	8,1	14,8	10,4

Tabela 5.7 – Resultados do gradiente de quebra em ppg para uma relação de tensão efetiva igual a 1,1 ($\sigma'_H / \sigma'_h = 1,1$)

α :	$1,6 \cdot 10^{-5} (1/^\circ\text{C})$		$2,0 \cdot 10^{-5} (1/^\circ\text{C})$		$3,0 \cdot 10^{-5} (1/^\circ\text{C})$	
	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT
E_{st}	12,89	5,3	12,95	5,4	13,0	5,6
E_{dyn}	13,47	6,8	13,71	7,4	14,55	9,5

Tabela 5.8 – Resultados do gradiente de quebra em ppg para uma relação de tensão efetiva igual a 1,2 ($\sigma'_H / \sigma'_h = 1,2$)

α :	$1,6 \cdot 10^{-5} (1/^\circ\text{C})$		$2,0 \cdot 10^{-5} (1/^\circ\text{C})$		$3,0 \cdot 10^{-5} (1/^\circ\text{C})$	
	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT
E_{st}	12,64	4,6	12,7	4,7	12,75	4,9
E_{dyn}	13,11	5,9	12,35	6,4	14,19	8,2

Cabe destacar aqui que as propriedades que melhor representam o problema físico são as propriedades estáticas. Optou-se por apresentar os valores correspondentes às propriedades dinâmicas apenas para título de comparação.

5.1.5 Análise em regime permanente

Uma análise possível de ser feita é avaliar a condição de pós-quebra da formação no anular. A situação se assemelha a um microfraturamento, porém com um volume limitado de fluido. Após a quebra, ocorrerá uma queda da pressão no anular e o fluido irá propagar a uma certa distância. Assumindo uma situação hipotética em que não haja perda do fluido para a fratura, isto é, admitindo o folhelho perfeitamente impermeável, a pressão do fluido irá equilibrar com a tensão de fechamento da fratura, que caso não houvesse aumento de temperatura, seria a tensão horizontal mínima (σ_h). No entanto, conforme mostrado por Perkins e Gonzalez (1984), a depender do comprimento e largura, a tensão tangencial estará entre os seguintes limites:

Relação $d/h \rightarrow 0$,:

$$\Delta\sigma_r(\Delta T) = \Delta\sigma_\theta(\Delta T) = \frac{E\alpha_T}{2(1-\nu)}\Delta T \quad (5-4)$$

E no caso contrário, quando $d/h \rightarrow \infty$:

$$\Delta\sigma_r(\Delta T) = \Delta\sigma_\theta(\Delta T) = \frac{E\alpha_T}{(1-\nu)}\Delta T \quad (5-5)$$

Desta forma, podemos aplicar o valor de variação de temperatura no regime permanente (64°C) e estimar o valor da pressão de equilíbrio no anular. Considerando o módulo de Young estático e que não há excesso de poro-pressão, admitindo que já foi toda dissipada, temos como resultado os valores da tabela a seguir.

Tabela 5.9 – Acréscimo de tensão tangencial no regime permanente atuando numa fratura.

	$\alpha = 1,6 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	$\alpha = 2,0 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	$\alpha = 3,0 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
$\Delta\sigma_{\theta,min}$	0,61 ppg	0,76 ppg	1,14 ppg
$\Delta\sigma_{\theta,max}$	1,22 ppg	1,52 ppg	2,28 ppg

Caso não houvesse o efeito térmico nas tensões ao redor do poço, a pressão iria equilibrar na tensão horizontal mínima. O valor de σ_h no ponto de análise é 10,64 ppg. Analisando os limites da tabela acima, o acréscimo de 2,28 ppg na tensão horizontal mínima corresponde 21% de σ_h e um acréscimo de 0,61 ppg corresponde a 5,6% de σ_h .

Para uma análise mais precisa e confiável, porém, é necessário avaliar a extensão da fratura no interior da formação. O ideal seria realizar uma simulação acoplada que levasse em conta o incremento de pressão com a temperatura e a propagação da fratura considerando a o gradiente de temperatura radial.

5.1.6 Exemplo em projetos de revestimento

Para exemplificar uma utilização da informação do gradiente de quebra, será avaliado o fator de segurança para o carregamento de *burst* (pressão interna) do revestimento de superfície do poço DP-1, durante sua produção. A coluna é composta por tubulares de 20", peso linear de 133 lbf/pé, e tem resistência a pressão interna de 3062 psi. Na perfuração do poço foi feito um teste de absorção na sapata obtendo uma pressão equivalente de 11,72 ppg. O gradiente de quebra para a condição assumindo tensões isotrópicas e $\alpha_T = 3,0 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ é de 13,23 ppg (em regime transiente). As figuras a seguir ilustram os fatores de segurança em função da profundidade, onde a linha azul é fator de segurança mínimo normativo e a linha vermelha o fator de segurança relativo ao carregamento. A Figura 5.12 mostra os fatores de segurança para pressão interna considerando um alívio na sapata com 11,72 ppg, e a Figura 5.13 mostra pequena redução nos fatores de segurança considerando o alívio com 13,23 ppg.

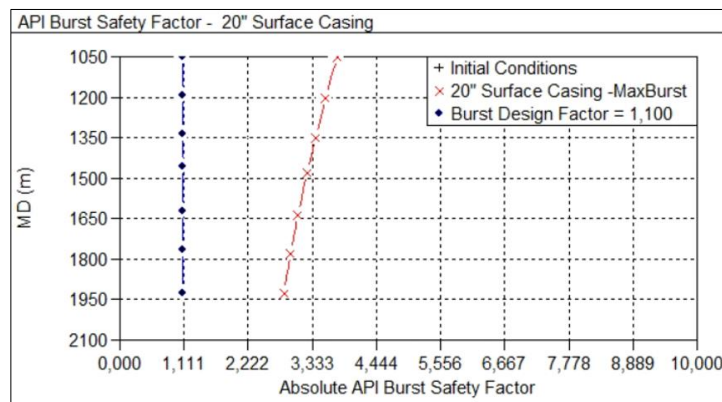


Figura 5.12 – FS para pressão interna considerando 11,72 ppg na sapata.

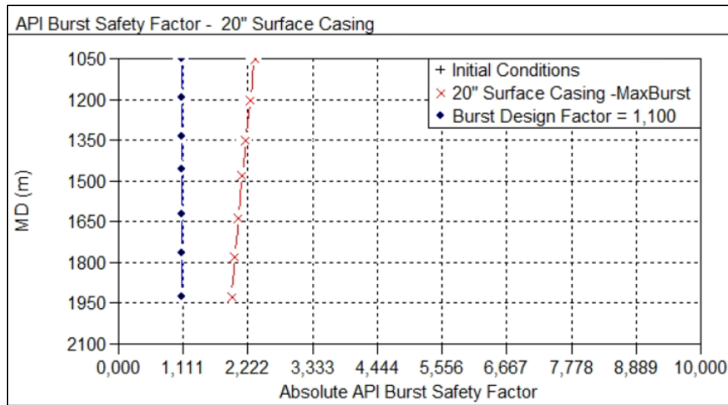


Figura 5.13 – FS para pressão interna considerando 13,23 ppg na sapata.

5.2. Poço DP-2

O poço DP-2 é um poço direcional, injetor, do polo pré-sal da Bacia de Santos. Apesar de ser injetor, o poço carregamentos térmicos pois injetará água e gás produzidos (injetor WAG). A separação dos fluidos produzidos em outros poços será feita no fundo do mar e reinjetado no poço DP-2, portanto não haverá tempo suficiente para serem esfriados. O poço está situado em lâmina d'água de 2060m, com profundidade final de 5861m, e sua configuração está indicada na figura abaixo. A profundidade de análise será mais uma vez a sapata do revestimento de superfície, composta apenas de folhelhos. Outra possibilidade seria avaliar a sapata do revestimento intermediário que se encontra no topo da camada de sal. No entanto, esse anular sofrerá influência do fechamento do sal (*creep*) devido ao seu comportamento viscoelástico. Nesse caso, deve-se recorrer a uma análise acoplada, conforme desenvolvido por Almeida (2016).

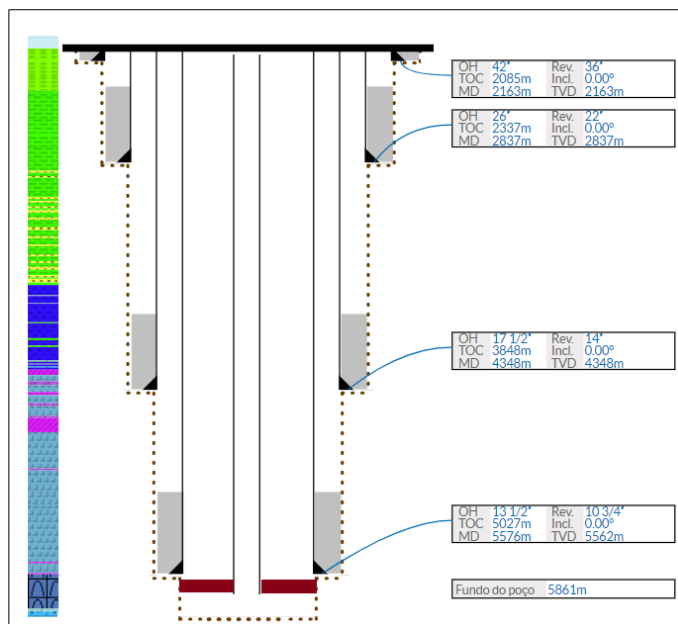


Figura 5.14 – Diagrama esquemático poço DP-2.

Como mencionado anteriormente, o poço DP-2 ainda não concluiu sua construção, por esse motivo, aqui será realizado o modelo geomecânico com dados de projeto, assim como as estimativas dos dados de injeção para as simulações termo-hidráulicas. A metodologia seguida nesse estudo de caso será idêntica ao caso anterior, assim, a descrição da análise será mais sucinta.

5.2.1 Modelo geomecânico

A modelo geomecânico foi criado a partir de dados de perfis de poços correlatos adaptados ao poço DP-2. A Figura 5.15 mostra os perfis disponíveis em azul, em vermelho são trechos calculados através das correlações apresentadas no Capítulo 4. A correlação de MECPRO (1985) para o DTS e Gardner (1974) para a densidade.

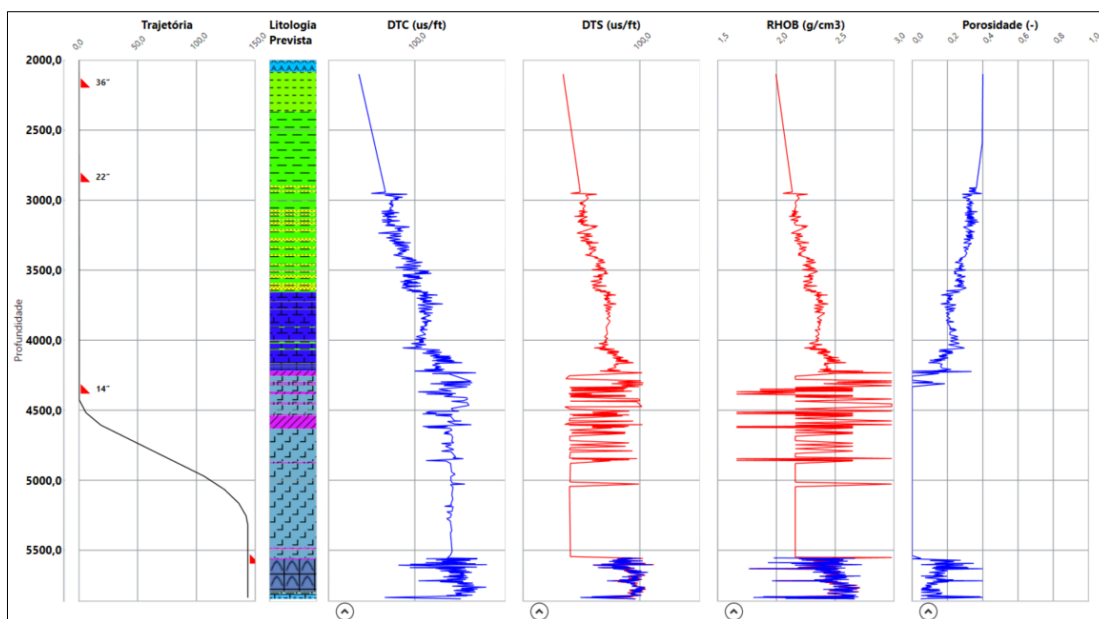


Figura 5.15 - Perfis adaptados ao poço DP-2.

A Figura 5.16 apresenta as propriedades de deformabilidade e resistência calculadas a partir dos perfis sônicos e densidade ao longo de todo o poço. Pode-se notar na trilha do coeficiente de Poisson que existe uma perturbação na tendência a partir dos 3000 m. Essa variação está associada às pequenas lentes de arenito previstas na camada pós-sal.

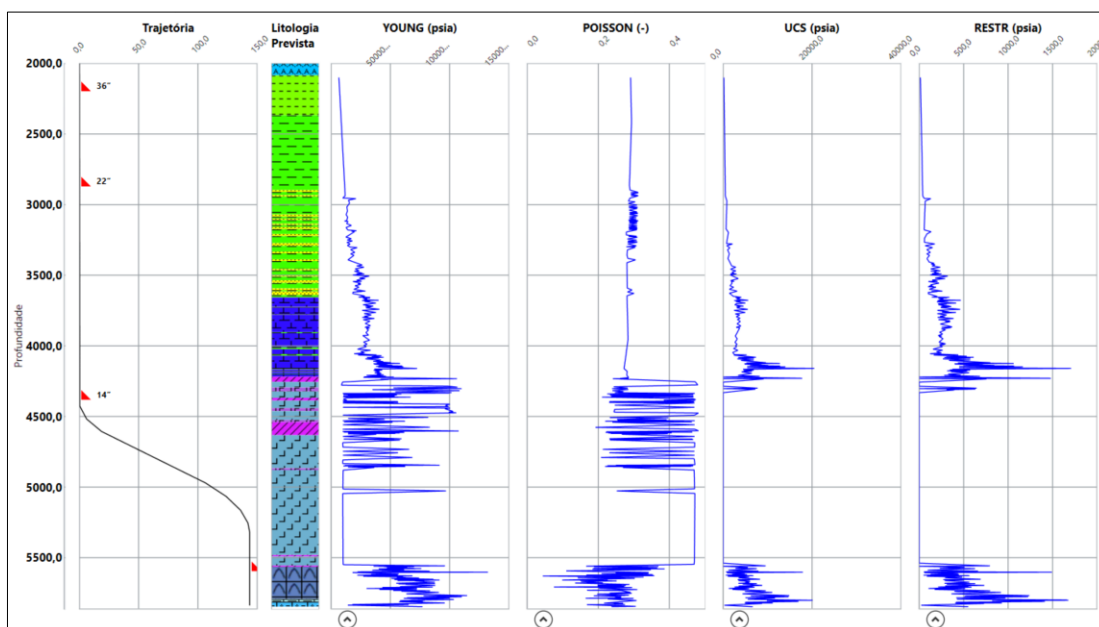


Figura 5.16 – Propriedades mecânicas calculadas.

A estimativa de tensões in situ seguirá da mesma forma que o poço do estudo de caso anterior. A tensão vertical foi calculada através da integração do perfil densidade. A tensão horizontal mínima foi obtida através da regressão linear de testes de absorção realizados no pós-sal do campo do poço DP-2, como mostrado na Figura 5.17. As curvas finais podem ser verificadas na Figura 5.18. A descontinuidade na curva da tensão horizontal mínima (em amarelo) no sal, é devido a condição hidrostática nessa rocha, onde todas as tensões são iguais. Importante destacar que para a região pré-sal essa mesma tendência não é válida, sendo necessário realizar a estimativa com testes executados no carbonato.

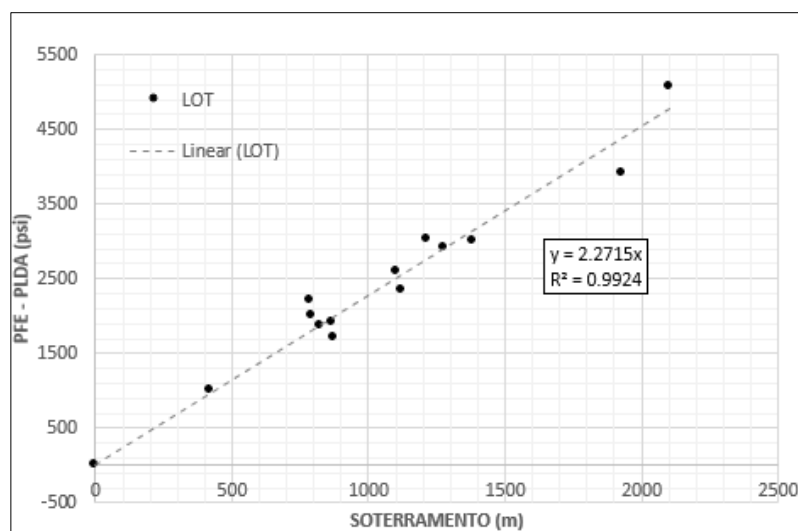


Figura 5.17 – Regressão linear de testes de absorção realizados no pós-sal.

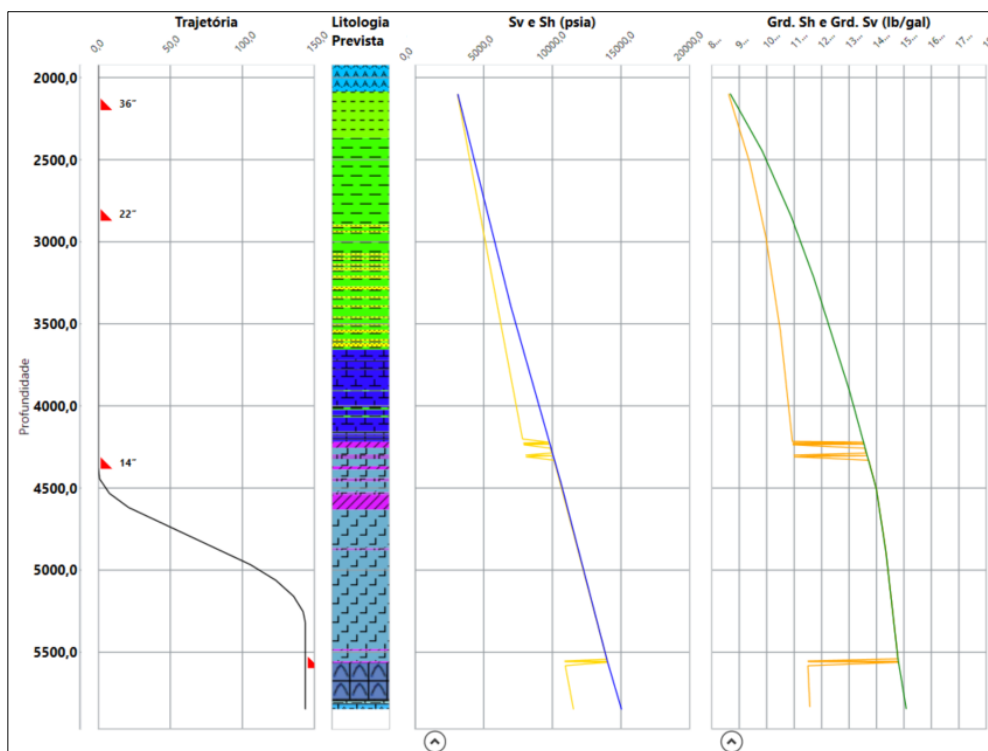


Figura 5.18 – Curvas de tensões e gradientes de tensões in situ.

Os dados, portanto, obtidos no modelo geomecânico são sumarizados na tabela a seguir.

Tabela 5.10 – Dados do modelo geomecânico

Dados do modelo na profundidade de 2837m	
Módulo de Young dinâmico	1600000 psi
Coefficiente de Poisson	0,29
Módulo de cisalhamento	620200 psi
Resistência à compressão simples	751 psi
Resistência à tração	63 psi
Tensão vertical	5265 psi
Tensão horizontal mínima	4750 psi
Pressão de Poros	4138 psi

Os gradientes de quebra através do modelo puramente elástico, para cada relação entre tensões efetivas horizontais, se encontram na tabela a seguir.

Tabela 5.11 – Gradientes de quebra modelo elástico

	RET = 1,0	RET = 1,1	RET = 1,2
ρ_{quebra}	11,21 ppg	11,08 ppg	10,95 ppg

5.2.2 Propriedades térmicas

As propriedades térmicas utilizadas para fins de simulação serão as mesmas utilizadas no primeiro estudo de caso.

5.2.3 Simulações termo-hidráulicas

O poço DP-2 será injetor de água e gás produzidos, ou seja, a injeção irá impor carregamentos térmicos sobre a estrutura de poço. Para a presente análise foi selecionado o caso mais crítico de injeção de gás, conforme dados apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Dados carregados no wellcat para simulação termo-hidráulica

Dados de injeção do poço DP-2	
Temperatura na cabeça de poço	96,7°C
Pressão na cabeça de poço (P_{wh})	9969 psi
Vazão de injeção de gás	4500 Mm ³ /d
Composição do gás	60% CO ₂

A figura a seguir mostra os perfis de temperatura no regime permanente. Coincidentemente a variação de temperatura na profundidade de análise, anular do revestimento intermediário, é igual à do estudo de caso anterior, 64°C. A Figura 5.20 apresenta a simulação do incremento de pressão nos anulares. No anular do revestimento intermediário, aumento de pressão seria de 6755 psi correspondendo a um volume incremental de 24,4 bbl. O fluido contido neste anular é um fluido de perfuração base água com peso de 9,5 ppg.

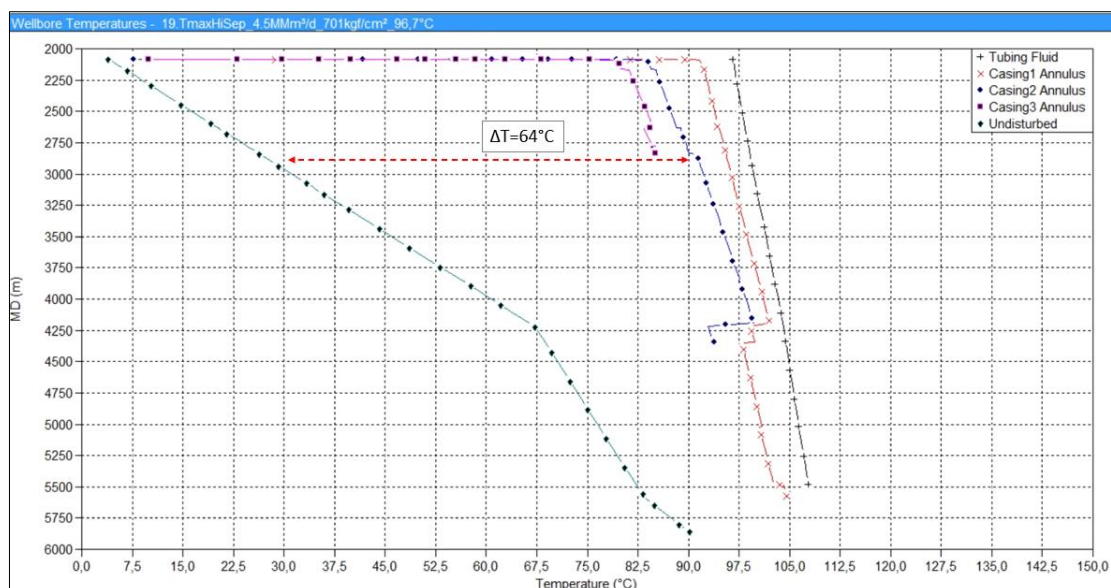


Figura 5.19 – Perfis de temperatura nos anulares dos revestimentos.

MultiString Annular Fluid Expansion Summary - 19 TmaxHiSep_4.5MMm³/d_701kgf/cm²_96,7°C								
	String Annulus	Region		Device Failure		Incremental AFE Pressure (1) (psi)	Incremental AFE Volume (2) (bbl)	
			Top (m)	Base (m)	Disk	Foam		
1	22" Surface Casing	Region 1	2085,00	2637,00	-	-	0,00	15,9
2	14" Intermediate Casing	Region 1	2085,00	3848,00	-	-	6755,00	24,4
3	11 3/4" x 10 3/4" Production C	Region 1	2085,00	5026,00	-	-	3127,00	8,9
4	6 5/8" Production Tubing	Region 1	2085,00	5487,00	-	-	0,00	12,2
5								
6	(1) Pressure change caused solely by the Annular Fluid Expansion (AFE) phenomenon.							
7	(2) Volume change caused solely by the Annular Fluid Expansion (AFE) effect.							

Figura 5.20 – Dados de AFE na simulação do regime permanente.

Seguindo o mesmo procedimento do poço DP-1 foi simulado o regime transiente para avaliar o comportamento do aumento da tensão tangencial, consequentemente, o gradiente de quebra. O gráfico da figura abaixo ilustra as curvas de crescimento de pressão do anular e o gradiente de quebra. Em torno de apenas cinco horas a pressão do anular supera o gradiente de quebra.

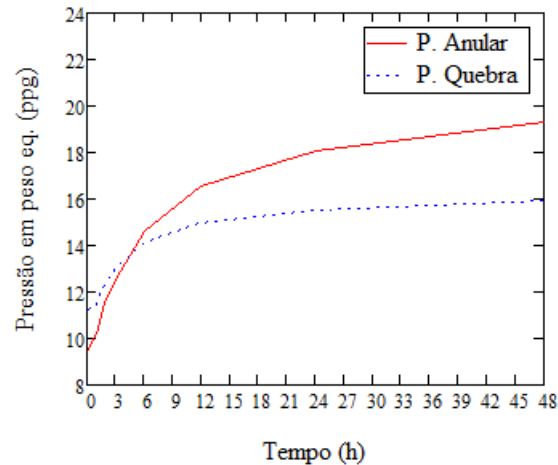


Figura 5.21 – Crescimento de pressão no anular C e gradiente de quebra com a temperatura.

5.2.4 Análise gradiente de quebra

A Figura 5.22 apresenta a linearização da curva no trecho inicial para comparar com o crescimento linear o gradiente de quebra.

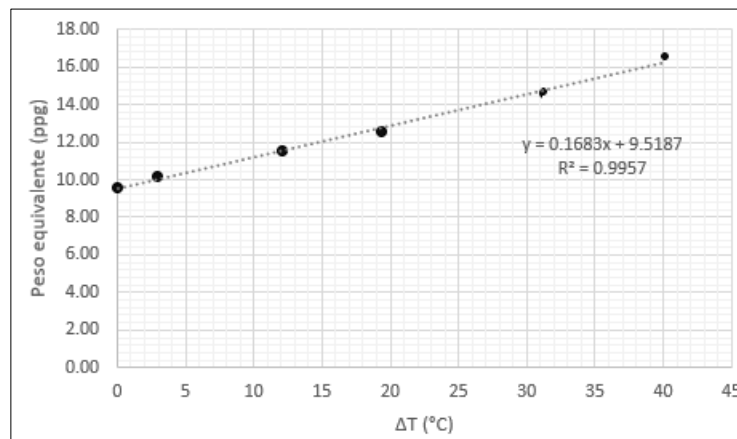


Figura 5.22 – Linearização da curva de pressão em função da temperatura.

Diferente do estudo de caso anterior, o módulo de Young dinâmico encontrado é muito maior que do poço DP-1, em contrapartida o coeficiente de Poisson é menor. No caso anterior, foram feitos os cálculos considerando as propriedades dinâmicas a fim de apresentar uma sensibilidade sobre seu efeito e comparar com a utilização de propriedades estáticas. Nesse estudo de caso, por apresentar valores consideravelmente

maiores, optou-se por conduzir a análise apenas com a condição estática. Para tal, será recorrido a correlação de Lacy (1997) mais uma vez. Para o coeficiente de Poisson não há nenhuma correlação disponível, desta forma, não será corrigido. O valor do Poisson dinâmico foi assumido o mesmo para a condição não drenada, enquanto para a condição drenada utilizou-se como referência o dado informado no Apêndice A de Fjaer et al. (2008). A partir desses são obtidos os demais módulos elásticos e o coeficiente de difusividade c' . Os valores obtidos são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 5.13 – Propriedades estáticas utilizadas

	Prop. Estáticas
Módulo de Young (E)	483000 psi
Módulo de cisalhamento (G)	187200 psi
Módulo Bulk (k)	383300 psi
Parâmetro B Skempton	0,73
Poisson (não-drenado)	0,29
Poisson (drenado)	0,22
c' ($\alpha_{T,1}$)	41 psi/°C
c' ($\alpha_{T,2}$)	39 psi/°C
c' ($\alpha_{T,3}$)	36 psi/°C
Módulo de compr. do fluido	377100 psi
Coef. Exp. Term. Do Fluido (α_{fl})	$2 \cdot 10^{-4}$
Porosidade	0,36

De posse de todas as propriedades, é possível plotar a equação (5-3) em função da temperatura juntamente com o crescimento de pressão da Figura 5.22 , resultando num gráfico como o da Figura 5.23. Todos os gráficos podem ser consultados no Apêndice e os resultados estão sumarizados na tabela a seguir contendo o ponto de interseção da curva de gradiente de pressão do anular com o gradiente de quebra.

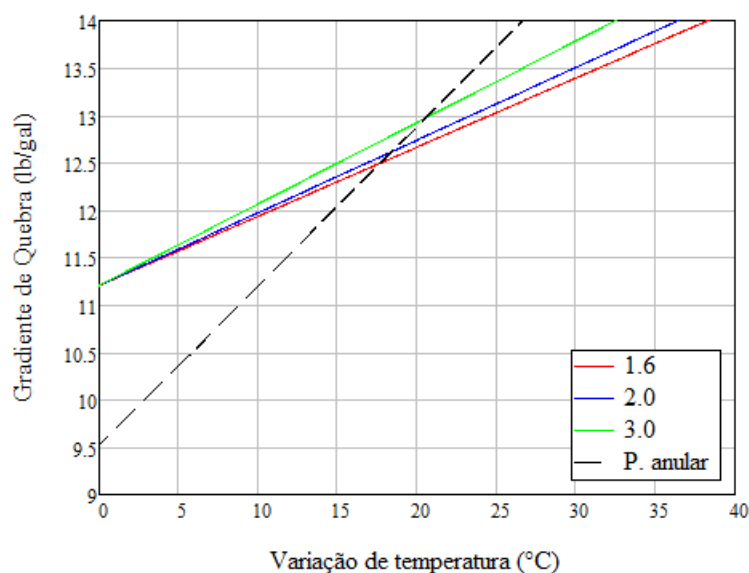


Figura 5.23 – Curvas de gradiente de quebra e pressão no anular (propriedades estáticas e relação entre tensões horizontais igual a 1).

Dos resultados consolidados na tabela a seguir, e comparando com os valores de quebra sem efeito térmico, observa-se que a maior variação de temperatura até a ruptura é de 20,5°C, considerando coeficiente de expansão térmica igual a $3,0 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$, assumindo tensões isotrópicas. Isso corresponde a um acréscimo de 15,9% no gradiente de quebra. O outro extremo, de menor variação (14,9°C), coeficiente de expansão térmica igual a $1,6 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$, e relação de tensões igual a 1,2, obtém-se um acréscimo de 10% no gradiente de quebra.

Tabela 5.14 – Resultados do gradiente de quebra em ppg

$\sigma'H / \sigma'h$	$\alpha: 1,6 \cdot 10^{-5} \text{ (1/}^\circ\text{C)}$		$2,0 \cdot 10^{-5} \text{ (1/}^\circ\text{C)}$		$3,0 \cdot 10^{-5} \text{ (1/}^\circ\text{C)}$	
	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT	P_{quebra}	ΔT
1	12,5	17,7	12,6	18,5	13,0	20,5
1,1	12,3	16,4	12,4	17	12,7	19
1,2	12,1	14,9	12,2	15,6	12,4	17,4

5.2.5 Análise em regime permanente

Numa situação pós-quebra no regime permanente, admitindo formação impermeável e sem perda de fluido, pode-se aplicar a metodologia de Perkins e Gonzalez (1984) para estimar a pressão de iniciar a propagação de uma fratura. A partir das equações (5-4) e (5-5) obtém-se os valores da Tabela 5.15:

Tabela 5.15 – Acréscimo de tensão tangencial no regime permanente atuando numa fratura.

	$\alpha = 1,6 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	$\alpha = 2,0 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	$\alpha = 3,0 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
$\Delta\sigma_{\theta, \min}$	0,63	0,78	1,18
$\Delta\sigma_{\theta, \max}$	1,23	1,57	2,36

Caso não houvesse o efeito térmico nas tensões ao redor do poço, a pressão iria equilibrar na tensão horizontal mínima. O valor de σ_h no ponto de análise é 9,82 ppg. Analisando os limites da tabela acima, o acréscimo de 2,28 ppg na tensão horizontal mínima corresponde 24% de σ_h e um acréscimo de 0,63 ppg corresponde a 6,4% de σ_h .

5.2.6 Exemplo em projetos de revestimento

Neste exemplo será mostrado o fator de segurança triaxial no revestimento de superfície do poço DP-2. A coluna é composta por um revestimento de 22” de diâmetro, peso linear de 251 lbf/pé e grau do aço X-70. As figuras a seguir ilustram os fatores de segurança em função da profundidade, onde a linha azul é fator de segurança mínimo normativo e a linha vermelha o fator de segurança relativo ao carregamento. A Figura 5.24 mostra os fatores de segurança triaxiais considerando um alívio na sapata com 9,63 ppg, gradiente de fratura fornecido em projeto para o projeto, e a Figura 5.25 mostra pequena redução nos fatores de segurança considerando o alívio com 13,0 ppg.

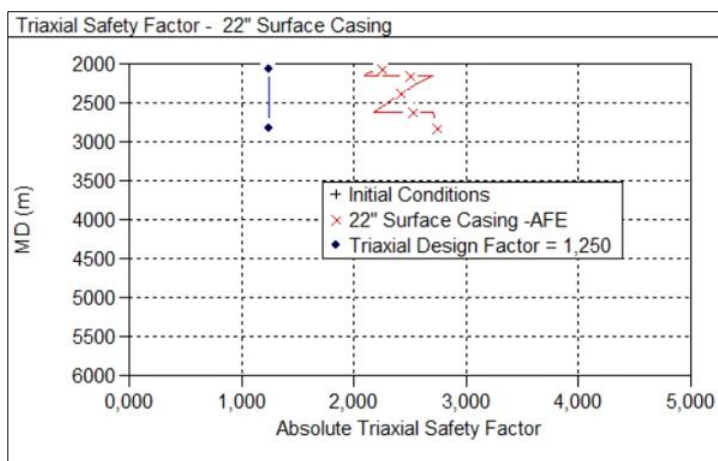


Figura 5.24 – Fatores de segurança triaxiais considerando um alívio na sapata em 9,63 ppg.

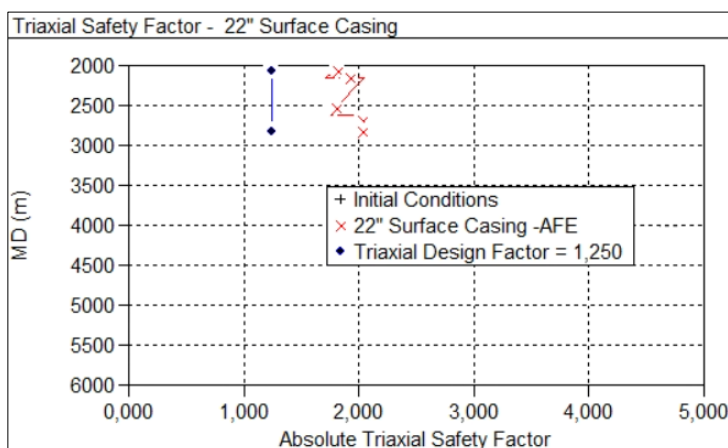


Figura 5.25 – Fatores de segurança triaxiais considerando um alívio na sapata em 13,23 ppg.

Dos quatro fatores de segurança que são normalmente avaliados em um projeto de revestimento, foram selecionados os que tiveram uma alteração mais expressiva nos dois estudos de caso. Não foram observados impactos significativos no projeto. Porém, isso não quer dizer que nunca haverá impacto. Poços com sapatas abertas mais profundas podem apresentar maiores rigidezes elásticas e levar a variações mais expressivas.

5.3. Poço EXP-1

Esse estudo de caso, diferente dos dois anteriores, tem por objetivo avaliar o gradiente de quebra da formação durante uma análise de WCA. Ou seja, será calculado o gradiente de quebra a partir da variação de temperatura durante um fluxo descontrolado do poço (*worst case discharge*) e no seu shut-in. Será feita uma análise transiente para avaliar o tempo em que o poço permanecerá estanque até que ocorra uma fratura, devido ao esfriamento após fechamento do poço.

5.3.1 Descrição do cenário

Foi selecionado um poço exploratório, denominado EXP-1, localizado na margem equatorial, costa norte do Brasil, lâmina d'água de quase 3000m e profundidade final de 7075m. Em função da janela operacional estreita, são previstas 6 fases no poço cujo diagrama esquemático pode ser observado na Figura 5.26. Seu objetivo principal são os arenitos situados em 6500m. Será avaliada a situação de um descontrole de poço devido a um influxo durante a perfuração da fase de 12 ¼", e avaliada as pressões (e temperatura) na profundidade da sapata do revestimento de 13 5/8", em 5591m. Nessa profundidade, a litologia prevista é essencialmente composta de folhelhos, portanto, serão consideradas as propriedades dessa rocha. Ao longo do poço são previstas algumas camadas finas de rochas ígneas e margas, e alguns arenitos erráticos na perfuração da última fase.

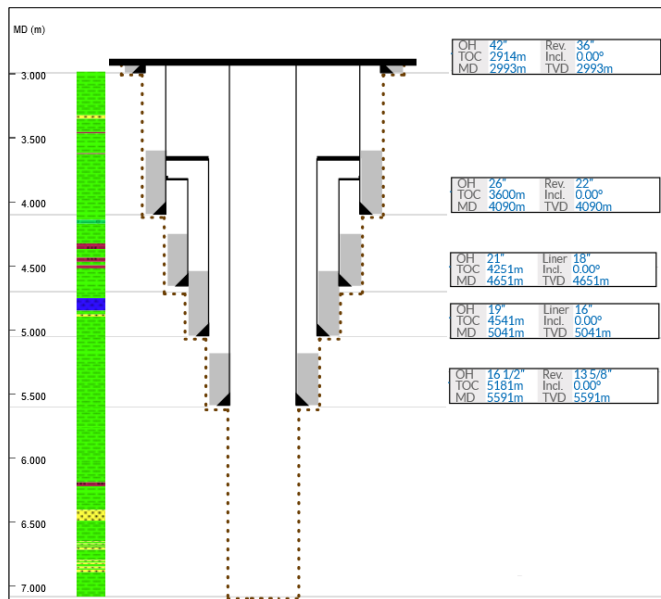


Figura 5.26 – Diagrama esquemático do poço.

5.3.2 Simulações termo-hidráulicas

Para determinar a condição de fluxo do *blowout*, foram realizadas simulações de forma que as seguintes condições de contorno fossem atendidas:

- Perda de carga no reservatório (*drawdown*): Representada pela IPR do reservatório; e
- Pressão hidrostática da lâmina d'água na cabeça do poço.

O poço possui IP igual a 56,2 (m³/d)/(kgf/cm²) e a pressão estática do reservatório é de aproximadamente 14677 psi. A pressão hidrostática na cabeça do poço é 4250 psi. A partir desses dados, foi determinada a pressão de fundo igual a 8970 psi e a vazão de óleo igual 141823 bpd (22550 m³/d). A RGO é igual a 148000 m³/m³. Na condição de shut-in, a pressão é dada pela pressão de poros estática do reservatório em equilíbrio com o fluido produzido no interior do poço. Para a simulação de fluxo foi assumido o regime permanente, uma vez que não é possível determinar o tempo em que poço irá fluir até ser fechado, e para o shut-in foi considerado o instante imediato em que o poço foi capeado. A Figura 5.27 apresenta a curva geotérmica e a curva de temperatura no interior do poço em fluxo, praticamente constante e igual a temperatura do reservatório. Na sapata do revestimento de produção é obtida uma variação de cerca de 35°C.

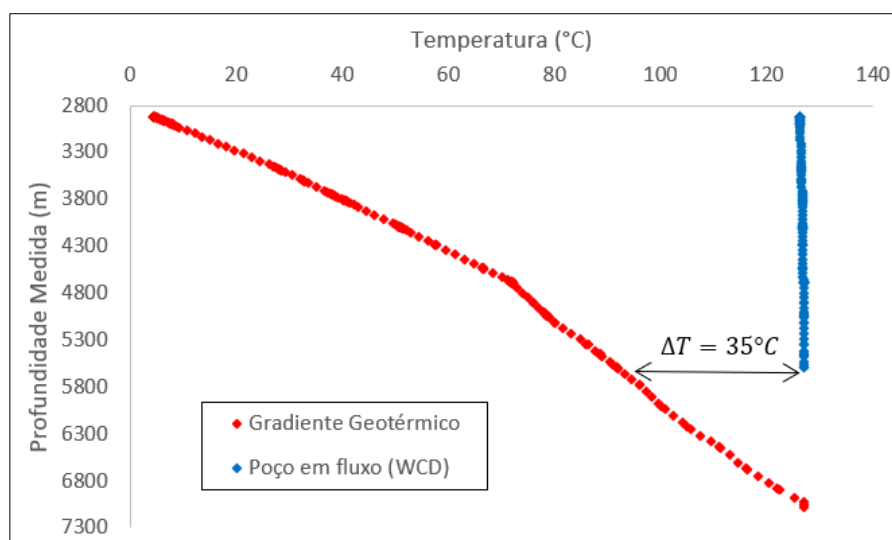


Figura 5.27 – Curvas de temperatura para o poço em fluxo.

A Figura 5.28 indica as pressões no interior do poço durante o WCD e durante o shut-in. O drawdown obtido no poço em fluxo é de 5707 psi. O gradiente de hidrocarboneto para determinação da pressão no shut-in levou em consideração o seu modelo composicional e grau API do óleo igual a 28. As pressões obtidas na profundidade da sapata, no folhelho exposto, são 7302 psi para o poço em fluxo e 13007 psi para o poço fechado. A Tabela 5.16 apresenta um resumo dos dados de produção obtidos.

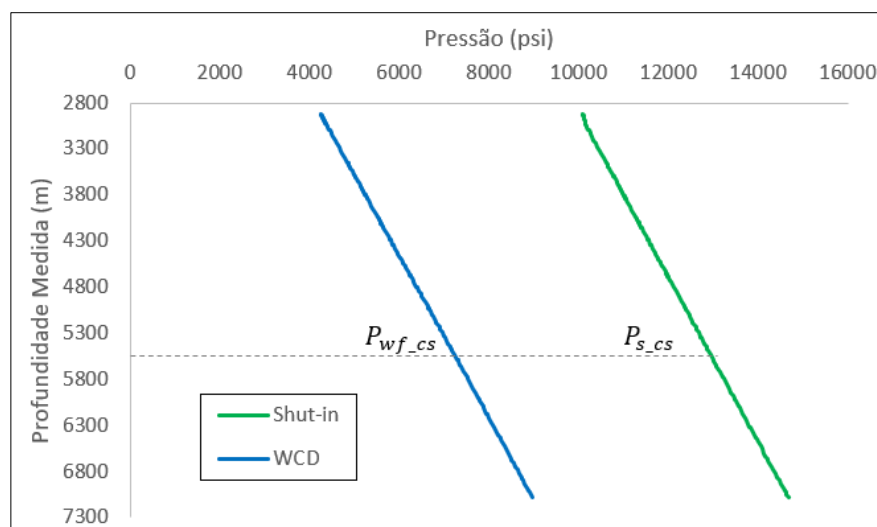


Figura 5.28 – Pressões na profundidade da sapata durante o poço em fluxo e no shut-in.

Tabela 5.16 – Resumo dos dados de pressão e temperatura na borda do poço

Dados da simulação de WCA	
Vazão q_{wcd} :	141823 bpd
Pressão de fundo P_{wf} :	8970 psi
Pressão @5591m $P_{wf,cs}$:	7302 psi
Temperatura geotérmica @5591m T_{cs} :	≈ 92 °C
Temperatura poço em fluxo @5591m T_{res} :	≈ 127 °C
Pressão no shut-in @5591m $P_{s,cs}$:	13007 psi

5.3.3 Modelo geomecânico 1D

O poço EXP-1 está em fase de projeto e, portanto, foram utilizados dados de perfis e de testes de poços de correlação para a construção do modelo geomecânico. Os perfis disponíveis para utilização no modelo são apresentados na Figura 5.29. Dentre os perfis corridos estão o sônico compressional (DTC), densidade (RHOB) e raios gamma (GRAY). O sônico cisalhante (DTS) não foi corrido em nenhum dos poços de correlação, e por esse motivo, foi calculado a partir da correlação de MECPRO (1985), conforme Equação (4-2). Os perfis de tempo de trânsito DTC e DTS são apresentados em escala logarítmica e com a diminuição da escala para a direita, ou seja, o tempo de trânsito diminui com a profundidade indicando formações mais compactadas, enquanto o perfil RHOB e GRAY estão em escala linear. No “track” do DTC também foi plotado o DTC sintético oriundo da velocidade compressional da sísmica na locação do poço EXP-1, mostrando uma coerência das tendências, inclusive indicando uma “quebra” em aproximadamente 4800m de profundidade na formação que contém as margas.

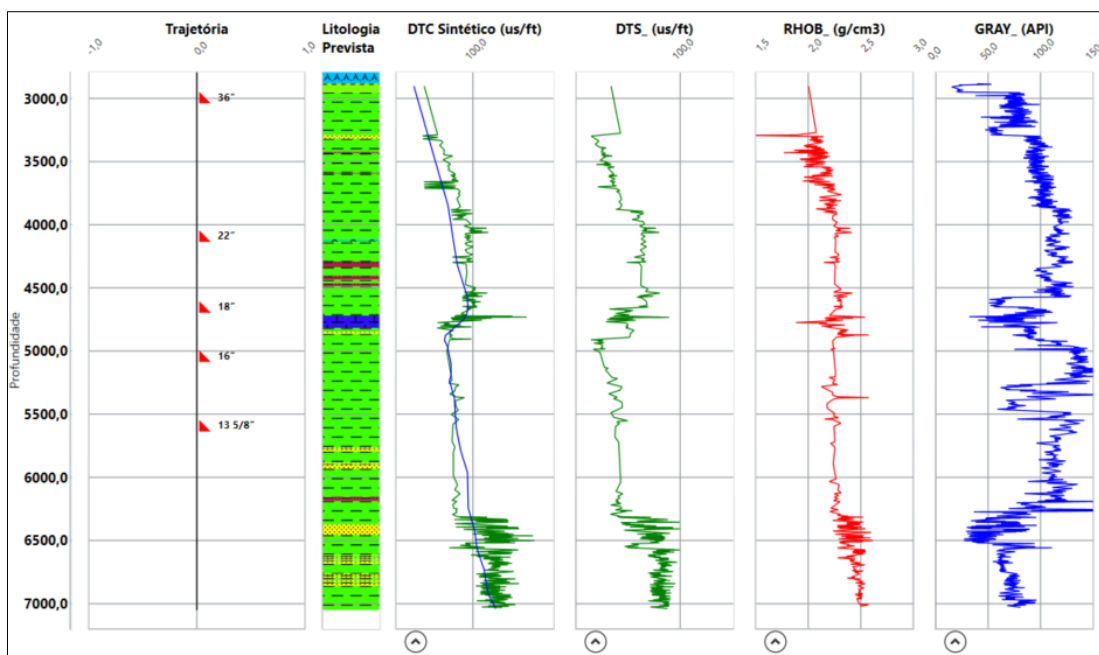


Figura 5.29 – Perfis de poços correlatos adaptados à locação do poço EXP-1.

A partir dos dados de perfis foram calculadas as propriedades de deformabilidade da rocha, coeficiente de Poisson e módulo de Young, assim como a resistência a compressão simples, os quais são apresentados na Figura 5.30.

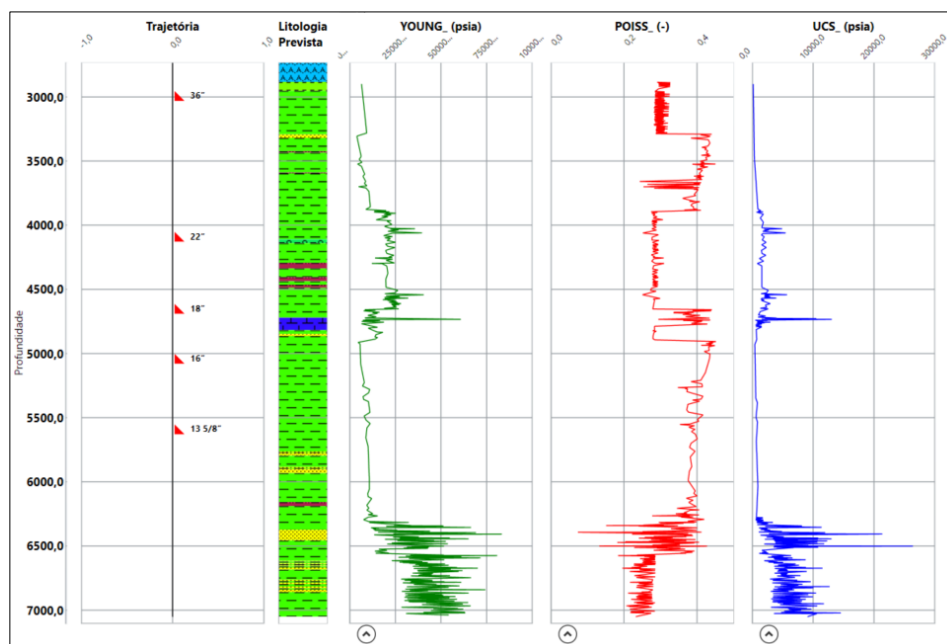


Figura 5.30 – Cálculo das propriedades mecânicas.

Nesse estudo de caso, as curvas de geopressões (pressão de poros e tensões *in situ*) foram utilizadas como insumos provenientes da geologia. Como pode-se observar na Figura 5.31, a janela operacional encontra-se estreita em função dos altos valores de pressão de poros, gerada provavelmente pelo mecanismo de subcompactação. A velocidade sísmica apresentada na Figura 5.29 corrobora com esse fato dado o aumento no tempo de trânsito em 4750m, mais ou menos.

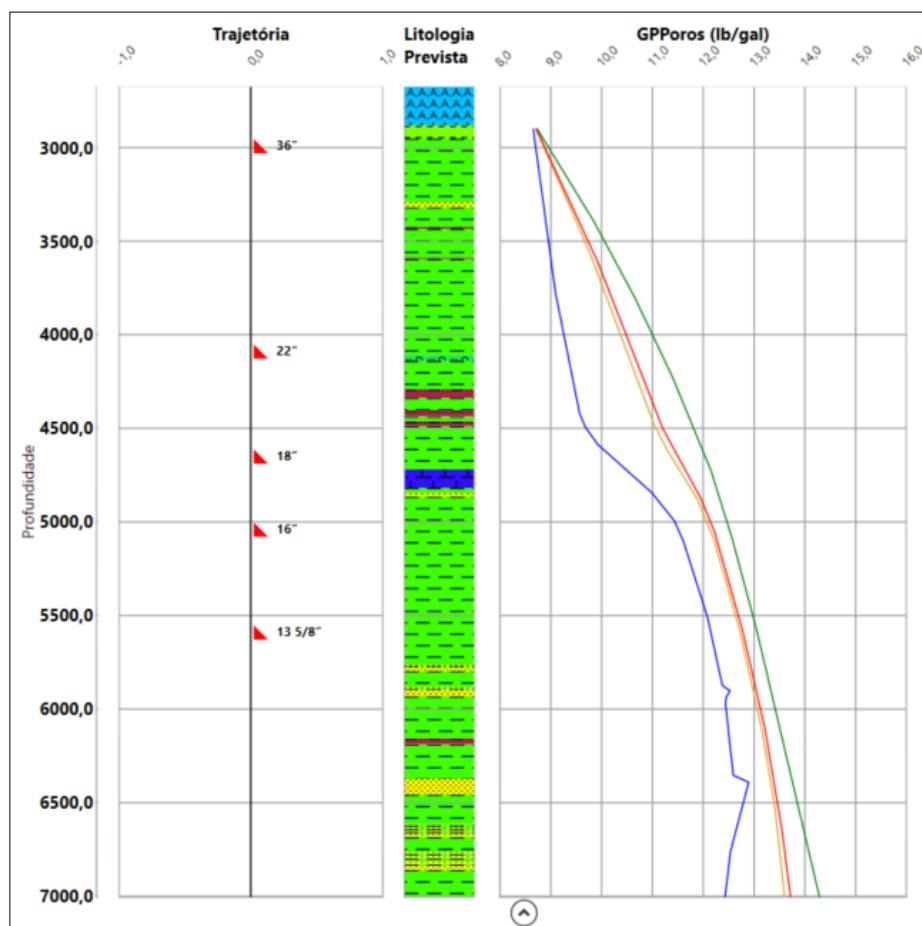


Figura 5.31 – Gradiente de pressão de poros e de tensões *in situ*.

A Tabela 5.17 apresenta um resumo dos dados do modelo geomecânico e das tensões *in situ* na profundidade de análise.

Tabela 5.17 – Dados obtidos no modelo geomecânico

Dados do modelo na profundidade de 5591m	
Módulo de Young	855671 psi
Coefficiente de Poisson	0.4
Tensão vertical	12738 psi
Tensão horizontal mínima	12127 psi
Tensão horizontal máxima	12180 psi
Pressão de Poros	11590 psi

5.3.4 Análise do gradiente de quebra

O cálculo das tensões ao redor do poço se dará da mesma forma do que foi mostrado até o momento. Entretanto, uma vez que o poço poderá permanecer fluindo por vários dias, o excesso de poro pressão será admitido como dissipado. Portanto, não será considerado o efeito poroelástico.

A Figura 5.32 mostra as tensões efetivas ao redor do poço quando ele é capeado. As curvas apresentam as tensões com e sem temperatura. Percebe-se que a tensão tangencial efetiva sem o efeito térmico vai abaixo de zero, indicando uma eventual fratura. A quebra propriamente dita ocorreria nos pontos mínimos da curva, onde corresponde a direção da tensão horizontal menor. A Figura 5.33 ilustra, a título de comparação, a tensão tangencial durante a perfuração, com um fluido de perfuração de 12,2 ppg, e durante o shut-in, com uma pressão equivalente a 13,65 ppg. Para gerar esses gráficos foi utilizado um coeficiente de expansão térmica igual a $1,6 \times 10^{-5}$ ($1/^{\circ}\text{C}$) para o folhelho abaixo da última sapata instalada.

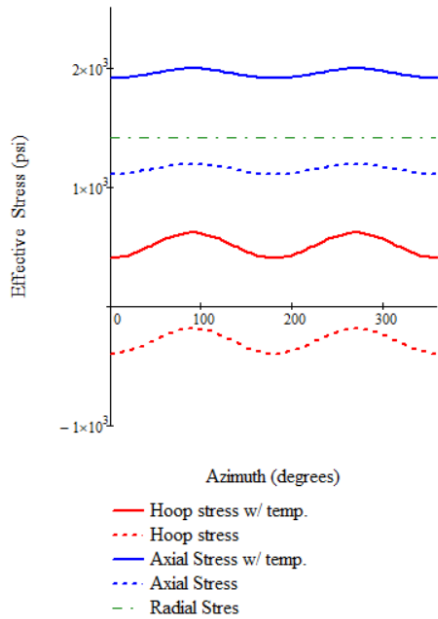


Figura 5.32 – Tensões efetivas com e sem efeito da temperatura.

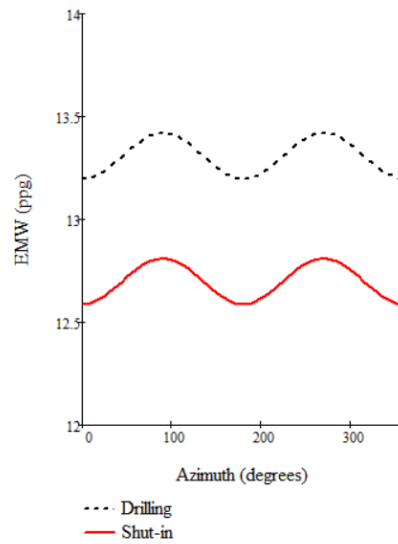


Figura 5.33 – Tensões tangenciais durante a perfuração e no shut-in.

A partir dos dados da Tabela 5.16 e Tabela 5.17, o gradiente de quebra obtido é de 14,13 ppg, que corresponde a 6,31% acima do gradiente estimado sem o efeito térmico. Como já pôde-se notar, o gradiente de quebra é fortemente dependente do coeficiente de expansão térmica. O gráfico a seguir ilustra como o gradiente de quebra varia num intervalo de α_T entre 1 to 3×10^{-5} ($1/^{\circ}\text{C}$) resultando em valores entre 13,81 e 14,86 ppg, 3,94% e 11,82% acima do valor sem temperatura, respectivamente.

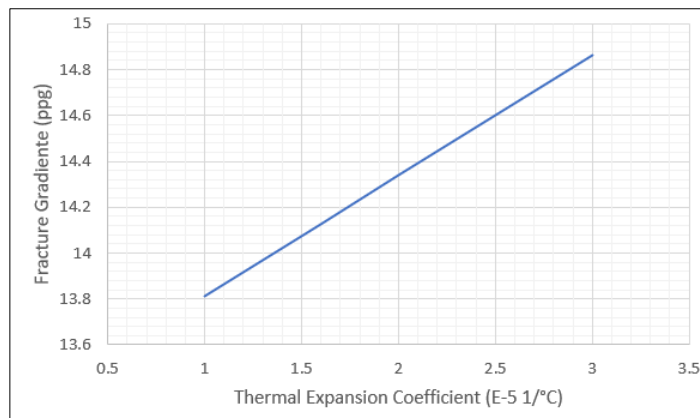


Figura 5.34 - Gradiente de quebra x coeficiente de expansão térmica.

5.3.5 Análise transiente

Após seu fechamento, o poço tenderá a reduzir sua temperatura para à condição inicial geotérmica através da condução de calor para a formação via regime transiente (Ramey, 1962). Dessa forma, foi simulado um descarregamento térmico durante o regime transiente e foi avaliado o tempo até que o gradiente de quebra estivesse abaixo da pressão interna do poço, conforme mostrado nas figuras a seguir. A Figura 5.35 apresenta o gradiente de quebra em função do tempo em dias até que atinja a pressão interna do poço (linha tracejada horizontal). A Figura 5.36 mostra o mesmo resultado em escala logarítmica para melhor visualização do tempo.

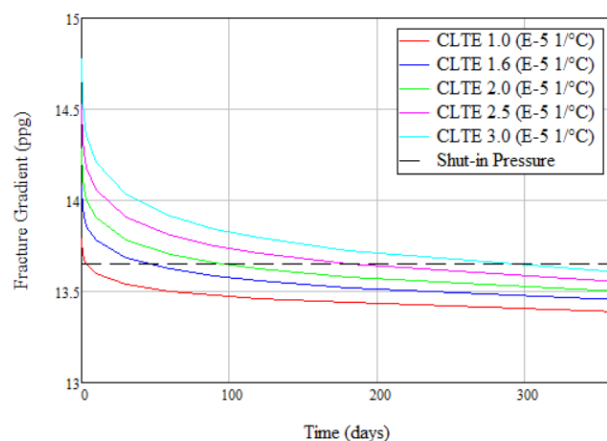


Figura 5.35 – Análise transiente do gradiente de quebra.

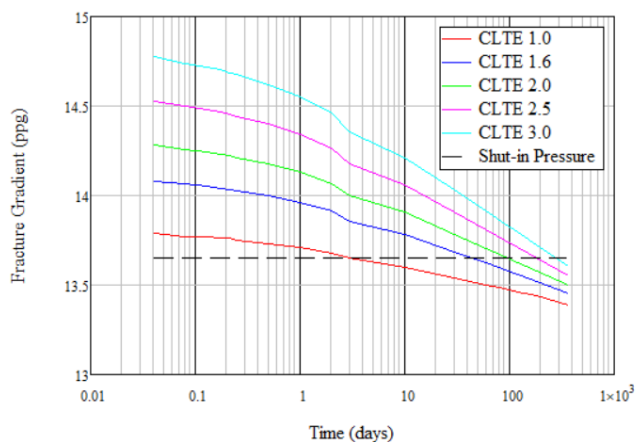


Figura 5.36 – Análise transiente do gradiente de quebra em escala logarítmica.

Dos gráficos acima, é possível observar que para um coeficiente de $1 \times 10^{-5} (1/^{\circ}\text{C})$ o gradiente de quebra iguala a pressão do poço em aproximadamente três dias, enquanto para

um coeficiente de $1,6 \times 10^{-5} \text{ (1/}^\circ\text{C)}$, ocorre em 45 dias, aproximadamente. A análise transiente é útil em cenários de WCA pois permite avaliar o tempo em que o poço se manterá estanque, permitindo uma intervenção no poço em fluxo através da perfuração de um poço de alívio ou mobilização de recursos para drenar o óleo por um sistema de contenção e coleta. Graficamente, esses tempos podem ser observados na figura a seguir, onde Δt_1 representa o tempo em que poço permaneceu fluindo após a ocorrência do *blowout* e Δt_2 o tempo passado após o fechamento. A janela temporal para alguma intervenção no poço deve ser inferior que a soma de Δt_1 e Δt_2 . Esta pode ser uma abordagem conservadora uma vez que ainda deve ser contabilizado o tempo necessário da fratura ser propagada até o leito marinho, caso ela ocorra, como descrito por Cutrim et al. (2023).

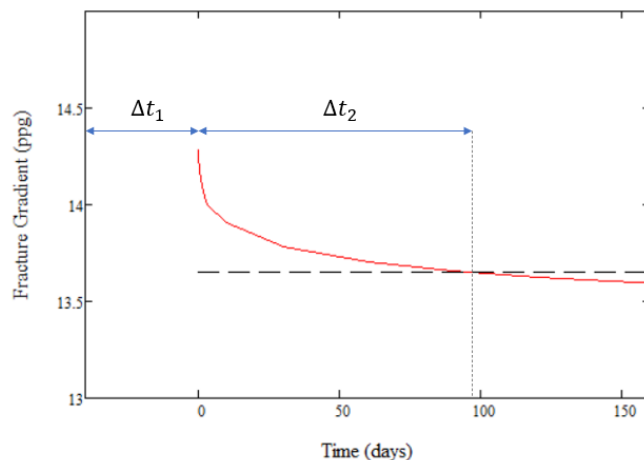


Figura 5.37 – Janela temporal para intervenção do poço em segurança.

Um ponto de atenção é que nessa análise foi considerado o modulo de Young dinâmico, que pode ser um valor superestimado. Por se tratar de um poço exploratório em região remota, sem dados de laboratório, não foi realizada a correção. O objetivo deste estudo de caso é apresentar uma possível metodologia para ser incorporada numa análise de WCA, porém, é importante que nessas situações busque-se os melhores dados de propriedades mecânicas e térmicas das rochas. Caso, fosse utilizada a correlação de Lacy (1996) os tempos ficariam bem reduzidos, conforme mostra a figura a seguir.

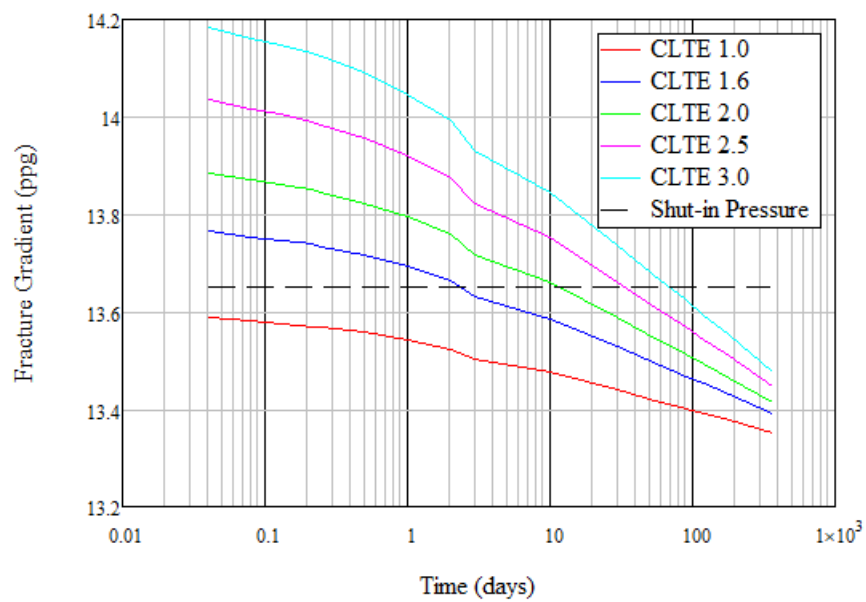


Figura 5.38 - Análise transiente do gradiente de quebra em escala logarítmica, considerando propriedades estáticas.

6 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

6.1. Conclusões

As curvas de geopressões desempenham um papel fundamental nos projetos de poços de petróleo submarinos. Normalmente, é utilizado o modelo elástico nas análises pela simplicidade e por atender de modo satisfatório na maioria dos casos. No entanto, há cenários mais críticos em que determinadas ocorrências durante a perfuração são explicadas ao se considerar o efeito termoporoelástico, como no caso de perdas de circulação em cenários de janela operacional estreita, por exemplo. Há na literatura diversos trabalhos que incorporam o efeito da temperatura e da variação de pressão de poros nos estudos de estabilidade de poço. Porém, as curvas de geopressões, em especial o gradiente de quebra, é utilizado em outras análises, ainda que escassa a aplicação no tocante a integridade de poços. Assim, nesse trabalho propôs-se quantificar a influência da temperatura no gradiente de quebra, especificamente, no cenário de alívio de APB em projetos de estrutura de poço. Adicionalmente, foi realizada uma análise do gradiente de quebra no contexto do WCA.

Foi desenvolvida nesse trabalho uma planilha de cálculo que incluísse as componentes de temperatura e pressão nas equações das tensões ao redor do poço. Para obtenção dos dados de tensões *in situ* e propriedades mecânicas de rochas foi utilizado o software SEST TR2, e para aquisição de dados térmicos e de pressão foi utilizado o software Wellcat™.

No modelo puramente elástico, para o cálculo de tensões na borda do poço, as equações independem do módulo de elasticidade, ou seja, o comportamento é o mesmo independentemente do tipo de rocha (Fjaer et al., 2008). Por outro lado, ao se considerar as tensões induzidas pela temperatura, pela lei de Hooke, é acrescentada mais uma variável. Uma vez que as profundidades de análise são em folhelhos, a sua característica impermeável impõe uma variação de pressão devido à variação de temperatura, assim, nesse caso, aparecem outros parâmetros de rocha a serem considerados. Desta forma, para este tipo de análise é importante que se tenha dados laboratoriais de caracterização de rochas para uma avaliação mais assertiva. Nessa

dissertação foram utilizados os dados obtidos através de um modelo geomecânico construído a partir de dados de perfis geofísicos. No que diz respeito às propriedades térmicas houve muita dificuldade em encontrar valores representativos na literatura, e por esse motivo, resolveu-se realizar uma sensibilidade do coeficiente de expansão térmica. Como um dos objetivos é a aplicação em projeto de poço, buscou-se usar um valor de condutividade térmica próximo ao que o Wellcat™ utiliza como default, mas também próximo ao encontrado na literatura.

Embora a produção de um poço implique em maior variação de temperatura do que as observadas durante uma perfuração, que é normalmente usada nos estudos de estabilidade, o incremento de pressão no anular cresce de forma mais rápida em função de sua alta compressibilidade. Por essa razão, foi conduzida uma análise transiente, onde se percebeu que o gradiente de quebra aumenta somente em um intervalo de poucas horas.

Em função do desconhecimento da magnitude da tensão horizontal máxima, foi realizada uma sensibilidade na relação entre tensões efetivas horizontais, com valores de 1, 1,1 e 1,2. Como resultado foram obtidos aumentos no gradiente de quebra que variaram de 2,6% a 4% no poço DP-1, impondo uma variação de 30% aproximadamente do fator de segurança para pressão interna no revestimento de superfície. Neste poço também foram feitos os cálculos considerando as propriedades dinâmicas para fins de comparação, que podem constituir um limite máximo, onde os valores são superestimados. No poço DP-2, por outro lado, variações da ordem de 10% a 15,9% no gradiente de quebra foram observadas, implicando numa variação de cerca de 20% no fator de segurança triaxial do revestimento de superfície.

Também foi realizado um estudo de caso de um poço exploratório na análise de WCA, onde é proposta uma metodologia para estimar o tempo que a formação se manterá íntegra até que haja alguma intervenção no poço. Nesse caso, se torna ainda mais importante que se tenha uma boa estimativa de propriedade das rochas por se tratar de análise que, eventualmente, possa ser considerada numa análise de risco.

6.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros recomenda-se a realização de ensaios de caracterização térmica – e mecânica – de folhelhos de poços submarinos das bacias sedimentares na costa brasileira, visto que suas características podem variar bastante das formações de bacias no exterior. Adicionalmente, sugere-se que seja estabelecida uma relação entre propriedades dinâmicas e estáticas para essas rochas.

O estudo aqui apresentado se concentrou em apenas uma profundidade, onde é assumido como ponto mais frágil. Uma possibilidade de estudo futuro é criar um modelo que leve em conta o efeito termo-poroelástico para o poço todo, levando em conta as camadas estratigráficas e suas características.

Outros efeitos podem ser levados em consideração, como a interação rocha-fluido, efeito conhecido devido a troca iônica do fluido de perfuração e a formação, em função do tempo exposto. Aadnoy e Looyeh (2019) propuseram também um efeito Poisson na pressão de quebra da formação. Mas os cálculos indicaram valores muito mais altos do que o esperado.

Sugere-se ainda avaliar como é a propagação da fratura após a quebra da formação no cenário de alívio de APB, uma vez que se tem limitação de fluido e uma vazão variável, portanto. Avaliar qual a extensão e se há perda de fluido. Os cálculos realizados conforme Perkins e Gonzalez (1984) indicam que a propagação seria maior que a tensão horizontal mínima, e, portanto, impor uma limitação no alívio de pressão de anulares confinados.

No estudo de caso do poço EXP-1 a formação passa por um carregamento térmico durante o blowout, e após o fechamento ocorre o descarregamento térmico. Nessa análise foi considerado o modelo linear elástico, uma sugestão é pesquisar como aplicar uma curva de histerese elástica (ou elastoplástica).

7 Referências Bibliográficas

AADNOY, B. S., Modern Well Design, CRC Press, 2nd ed, 2010

AADNOY, B. S., LOOYEH, R., Petroleum Rock Mechanics, 2nd ed, 2019

ABDIDEH, M., FATHABADI, M. R., Analysis of stress field and determination of safe mud window in borehole drilling. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 3(2), 105-110, 2013

ALCOFRA, E. L. M. Aumento de pressão de fluido confinado no anular de poços de petróleo. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2014

ALMEIDA, L. F. M. Modelagem termo-mecânica do crescimento de pressão em anulares confinados, frente a formações salinas. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.

ALVES, E. B. D. M., Coupled modeling of heat transfer and deformation of salt layers in hydrocarbon producing wells. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2017

AZEVEDO, C. T., SCHWALBERT, M. P., NEUMANN, L. F., Thermal effects reducing minimum in situ stress can happen faster than you think. ARMA 23-0937 2023

API Bulletin 5C3 Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties, 1999

API RP 96 Recommended Practice for Deepwater Well Design and Construction, American Petroleum Institute, first edition.

BARCELOS, J. G. A., Modelagem Matemática do aumento de pressão nos anulares (APB) em poços de petróleo. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2017

BLANTON, T.L., OLSON, J.E., Stress Magnitudes from Logs: Effects of Tectonic Strains and Temperature. SPE Reservoir Eval & Eng, Vol. 2, No. 1, February 1999.

BIOT, M. A. General theory of three-dimensional consolidation. J. Appl. Phys. 12, 155-164 (1941).

CUTRIM, F. S., AZEVEDO, C. T., BAPTISTA, R. M., FERNANDE, A. A., Broachment studies considering fracture propagation in a well containment analysis. Offshore Technology Conference, OTC 32271-MS, Maio, 2023

CHEN, G. and EWY, R. T., Thermoporoelastic Effect on Wellbore Stability. SPE 89039. SPE Journal 2005

CHANG, C. Empirical Rock Strength Logging in Boreholes Penetrating Sedimentary Formations. Unreferenced conference, 2004

DETOURNAY, E. and CHENG, A.H-D.: Poroelastic Response of a Borehole in a Non hydrostatic Stress Field, Int. J. Rock Mech., Min. SCI. and Geomech. Abstr., 25 (3),171-182, 1988.

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

EPPELBAUM, L., KUTASOV, I. AND PILCHIN, A., Applied Geothermics. Springer, Heidelberg – N.Y., 751 p. 2014

EVANS, T., Thermal properties of North Sea rocks. Log Analyst 18 (2), 3-12. 1977

Federal Register, vol 81, No. 83, Part III, Department of the Interior, Bureau of Safety and Environmental Enforcement, 30 CFR Part 250 – Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf – Blowout Preventer Systems and Well Control, Final Rule

FERREIRA, M. V. D., Estudo termo-estrutural de poços equipados com tubos isolados a vácuo. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2017

FJÆR, E., HOLT, R., HORSRUD, P., RAAEN, A. and RISNES, R. “Petroleum Related Rock Mechanics,” Development in Petroleum Science, Vol. 33, Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, 491p. 2008

GABOVA, A., CHEKHONIN, E., POPOV, Y. SAVELEV, E., ROMUSHKEVICH, R., POPOV, E., KOZLOVA, E. Experimental investigation of thermal expansion of organic-rich shales. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 132 (2020) 104398.

GOODMAN, R. E., Introduction to Rock Mechanics, 2nd ed., 1989

GOSS, R., COMBS, J., TIMUR, A., Prediction of thermal conductivity in rocks from other physical parameters and from standard well logs, in SPWLA 16th Annual Logging Symposium Transactions, New Orleans, Louisiana, 16-19 June, paper MM. 1975

HALAL, A.S. and MITCHELL, R.F. Casing Design for Trapped Annular Pressure Build-Up. SPEDC 9(2): 107-114. SPE-25694-PA. 1994

HASAN, A. R.; IZGEC, B.; KABIR, C. S. Sustaining production by managing annular-pressure buildup. SPE Production Operations, 25(02):195–203, 2010

HOWARD, J. A., TREVISAN R., MCSPADDEN, A., GLOVER, S., History, Evolution, and Future of Casing Design Theory and Practice, SPE-206183-MS, 2021

HORSRUD, P. Estimating Mechanical Properties of Shale from Empirical Correlations. SPE paper 56017 presented at the SPE Drilling & Completion Conf, 2001

HUBBERT, M.K., and WILLIS, D.G. Mechanics of Hydraulic Fracturing, AIME Petroleum Transactions, Vol. 210, 1957

IOGP/IPIECA Report 594 – Source Control Emergency Response Planning Guide for Subsea Wells, 2019

JAEGER, J.C., COOK, N.G.W. and ZIMMERMAN, R.W. Fundamentals of Rock Mechanics. 4th Edition, Blackwell Publishing, London. 2007

JOHNSTON, D. H., Physical properties of shale at temperature and pressure. Geophysics, vol 52, No. 10. P. 1391-1401. Presented at the 55th Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysicists, Washington, D.C. October 1987.

KIRSCH, E.G., “Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre”. Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure 42, 797–807. 1898

LACY, L. L., Dynamic Rock Mechanics Testing for Optimized Fracture Designs. SPE paper 38716 presented at the 1997 SPE Ann. Tech. Conf & Exhib. held in San Antonio, Texas, 5-8 October 1996.

LI, X., CUI, L. ROEGIERS, J. -C., Temperature induced pore pressure and stresses and their potential impacts on wellbore stability. In: 9th ISRM Congress. International Society for Rock Mechanics, Paris, France, pp. 441–445. 1999

LI, X., CUI, L. ROEGIERS, J. -C., Thermoporoelastic analyses of Inclined Boreholes. SPE/ISRM Eurock 1998.

LIU, W., e ZHU, X., A coupled thermo-poroelastic analysis of wellbore stability for formations with anisotropic strengths. Arabian Journal of Geosciences 11:537 2018

LUBINSKI, A. Helical Bucking of Tubing Sealed in Packers. SPE 178 – June, 1962. Pg 655 a 670.

Mathcad®, v.15, Mathcad users guide.book, www.ptc.com

MAURY, V., and IDELOVICI, J. L., Safe drilling of HP/HT wells, The role of the thermal regime in loss and gain phenomenon. SPE/IADC Drilling Conference 1995

MIDTTOME, K. Thermal conductivity of sedimentary rocks – selected methodological, mineralogical and textural studies. Doctorate thesis NTNU 1997

MITCHELL, J.K, Fundamentals of Soil Behavior. Jonh Wiley & Sons, Inc, 1993

OUDEMAN, P., BACARREZA, L.J., 1995. Field Trial Results of Annular Pressure Behavior in a HP/HT Well. SPE Drilling and Completion, Vol. 10, p. 84-88

PAŠIĆ, B., GAURINA-MEĐIMUREC, N., MATANOVIĆ, D., Wellbore instability: causes and consequences. Mining-geological-petroleum collection, vol-19, 87-98, Zagrebe, 2007

PATTILLO, P. D., COCALES, B. W., & MOREY, S. C. (2006, December 1). Analysis of an Annular Pressure Buildup Failure During Drill Ahead. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/89775-PA

PEPIN, G., GONZALES, M., BLOYS, J. B., LOFTON, J., SCHMIDT, J., NAQUIN, C., ELLIS, S. Effect of drilling fluid temperature on fracture gradient: field measurements and model predictions, ARMA/NARMS 04-527 2004

PERKINS, T.K., GONZALEZ, J.A. “Changes in earth stresses around a wellbore caused by radially symmetrical pressure and temperature gradients”. Soc. Petr. Eng. J. 24 (2), 129–140. 1984

PLUMB, R., EDWARDS, S., PIDCOCK, G., LEE, D., and STACEY, B.: “The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects,” paper IADC/SPE 59128 presented at the 2000 IADC/SPE Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana, 23-25 February 2000

PRAZERES, I., Wellbore Stability and the Thermal Effects Analysis for a North Sea Exploration Well. Master thesis in Geophysics. NTNU. 2015

RAMEY Jr., H.J., Wellbore heat transmission, Journal of Petroleum Technology, 14 (4), 427-435, Trans., AIME, 225, 1962

RAYMOND, L.R., Temperature distribution in a circulating drilling fluid, Journal of Petroleum Technology, 21 (3), 333-341, 1969.

Resolução ANP nº 46 de 01/11/2016 – Regulamento técnico do SGIP.

RIZVI, A., HASHEMIAN, Y., YAO Z., NELSON, M., YUAN, Z., Annular Temperature Variation and its Impact on Fracture Gradient in a Deepwater Environment. IADC/SPE-208799-MS, 2022

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C. T. Projetos de Poços de Petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos – 3. Ed., rev. e ampl. – Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2019

SANTOS, E. S. R., FERREIRA, F. H., BORBA, A. M., Metodologia de Análise Geomecânica de Poços de Petróleo. Comunicação Técnica CT CMR 10/2015

SANTOS, H. L., ROCHA, J. S., FERREIRA, M. V., SOUZA, C. O., BORGES, A., SILVA, E. C., APB Mitigation Techniques and Design Procedure, OTC Brasil, outubro, 2015.

SCHLUMBERGER MECPRO Mechanical Properties, 1985.

SCHON, J.H., Handbook of Petroleum Exploration and Production, Vol. 8 - Physical Properties of Rocks. Elsevier B. V. 2011

SOUZA, C. O. Análise estrutural de poços submarinos: Uma avaliação da influência do topo de cimento do revestimento de superfície. Rio de Janeiro, 2020. Tese de doutorado.

SOUZA, C. O. Capítulo sobre levantamento de cargas em revestimentos. PETROBRAS. Versão 3, agosto de 2017.

SPE Technical Report – Calculation of worst-discharge (WCD), SPE 17405, 2015

SEST TR 2.0, Manual Teórico. Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Fevereiro, 2018.

SUN W, WEI N, ZHAO J, ZHOU S, ZHANG L, LI Q, JIANG L, ZHANG Y, LI H, XU H, LI C, SHEN X AND XIONG C, Wellbore Temperature and Pressure Field in Deep-water Drilling and the Applications in Prediction of Hydrate Formation Region. (2021) *Frontiers in Energy Research* 9:696392 doi:10.3389/ferg.2021.696392

TAO, Q. and GHASSEMI, A. Poro-thermoelastic borehole stress analysis for determination of the in-situ stress and rock strength. *Geothermics* 39 (2010)

TANG, L., and LUO, P., The effect of the thermal stress on wellbore stability. SPE 39505, 1998.

WARPINKSI, N. R. Elastic and Viscoelastic Calculations of Stresses in Sedimentary Basins. SPE paper 15243 presented at the 1986 SPE Unconventional Gas Technology Symposium held in Louisville, KY, May 18-21 1986

WellCat™, Landmark Graphics Corporation, WellCat Training Manual (2006) 270p., Houston, USA.

WellCat™ Software Datasheet

YAN, C., HU, L., CHEN, Z., YANG, L., Borehole Stability in High-Temperature Formations. *Rock Mechanics and Rock Engineering* 47:2199-2209 DOI: 10.1007/s00603-013-0596-2 2014

YU, M., CHEN, G., and CHEVERNET, M. E., 2001. Chemical and Thermal Effects on Wellbore Stability of Shale Formations. In *Proceedings of the 2001 Society of Petroleum Engineers Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, 30 September-3 October, 2001, paper # SPE 71366.

ZAKI, K.S., J.B. DIRKZWAGER, W.K. HILARIDES, P.T. CONNOLLY, J. NIEMANN, and J.G. HAWKINGS. Assessment of Fracture Containment and Broaching Resulting from Worst-Case-Discharge Events. *SPE Drilling and Completion*. March 2015

ZHANG, L., MAO, X., LIU, R., GUO, X., MA, D. The Mechanical Properties of Mudstone at High Temperatures: An Experimental Study - Technical Note. *Rock Mec Rock Eng.*, Springer-Verlag Wien 2013.

ZHANG, H.Q., WANG, Q., SARICA, C. and BRILL, J.P. A Unified Mechanistic Model for Slug Liquid Holdup and Transition between Slug and Dispersed Bubble Flows. *International Journal of Multiphase Flow*, 29 (January): 97-107. 2003

ZOBACK, M.D. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, New York, 3-55. 2007

ZOBACK, M. D., et al., 2003. Determination of Stress Orientation and Magnitude in Deep Wells. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*: 40 (2003) 1049–1076

Apêndice

A. Modelos constitutivos

Lei de Hooke aplicada às tensões *in situ* assumidas como principais:

$$\begin{bmatrix} d\varepsilon_h \\ d\varepsilon_H \\ d\varepsilon_v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{E} & -\nu \frac{1}{E} & -\nu \frac{1}{E} \\ -\nu \frac{1}{E} & \frac{1}{E} & -\nu \frac{1}{E} \\ -\nu \frac{1}{E} & -\nu \frac{1}{E} & \frac{1}{E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\sigma_h \\ d\sigma_H \\ d\sigma_v \end{bmatrix}$$

Rescrevendo em tensão, tem-se:

$$\begin{bmatrix} d\sigma_h \\ d\sigma_H \\ d\sigma_v \end{bmatrix} = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \begin{bmatrix} 1-\nu & \nu & \nu \\ \nu & 1-\nu & \nu \\ \nu & \nu & 1-\nu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\varepsilon_h \\ d\varepsilon_H \\ d\varepsilon_v \end{bmatrix}$$

Resolvendo para o estado plano de deformação, condição oedométrica, tem-se que:

$$d\varepsilon_h = d\varepsilon_H = 0 \Rightarrow d\sigma_h = d\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}$$

Para obter as tensões devido a deformações laterais, aplica-se o estado plano de tensão, onde:

$$d\sigma_v = 0 \Rightarrow \begin{cases} d\sigma_h = \frac{E}{1-\nu^2} d\varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} d\varepsilon_H \\ d\sigma_H = \frac{\nu E}{1-\nu^2} d\varepsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} d\varepsilon_H \end{cases}$$

Deformação por efeito térmico:

$$d\varepsilon = 3\alpha_T dT \Rightarrow d\sigma = K d\varepsilon = 3\alpha_T \frac{E}{3(1-2\nu)} dT = \alpha_T \frac{E}{(1-2\nu)} dT$$

Somando o efeito da temperatura nas tensões e resolvendo para o estado de tensão e deformação planos, tem-se:

$$d\sigma_h = d\sigma_H = \alpha_T \frac{E}{(1-\nu)} dT$$

Aplicando a superposição dos efeitos e o conceito de tensão efetiva, chega-se a equação geral de Warpinski (1986), equações (3-6) e (3-7).

B. Relações deformação – deslocamento:

$$\varepsilon_r = \frac{\partial u}{\partial r} \qquad \varepsilon_\theta = \frac{u}{r} + \frac{1}{r} \frac{\partial v}{\partial \theta} \qquad \varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z}$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{1}{2r} \left(\frac{\partial u}{\partial \theta} - v \right) + \frac{1}{2} \frac{\partial v}{\partial r} \qquad \Gamma_{rz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \qquad \Gamma_{\theta z} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial \theta} + \frac{\partial v}{\partial z} \right)$$

C. Equações de equilíbrio:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + \rho f_r = 0$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}}{\partial z} + \frac{2\tau_{z\theta}}{r} + \rho f_\theta = 0$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho f_z = 0$$

D. Gráficos gradiente de quebra poços DP-1 e DP-2:

Gráficos de quebra no regime transiente do Poço DP-1:

Utilizando propriedades estáticas:

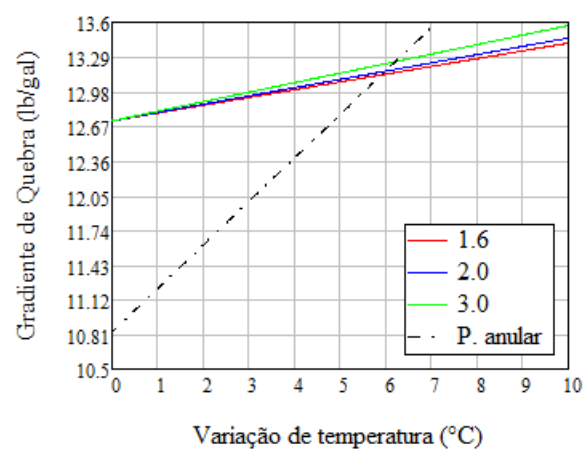


Figura 0.1 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1$).

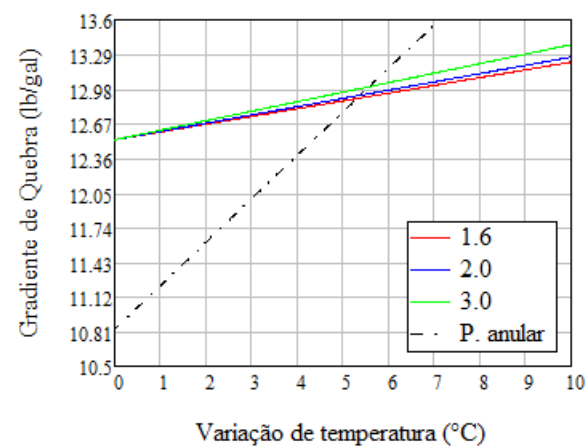


Figura 0.2 – Gradiente de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,1$).

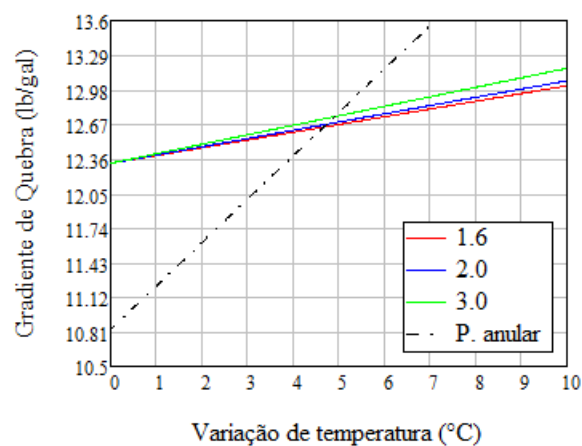


Figura 0.3 – Gradiante de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,2$).

Utilizando propriedades dinâmicas:

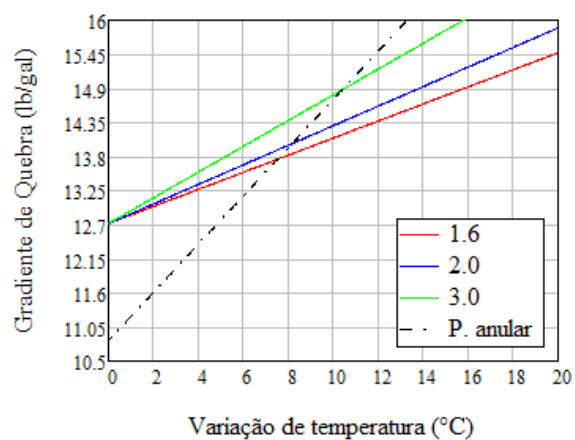


Figura 0.4 – Gradiante de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,0$).

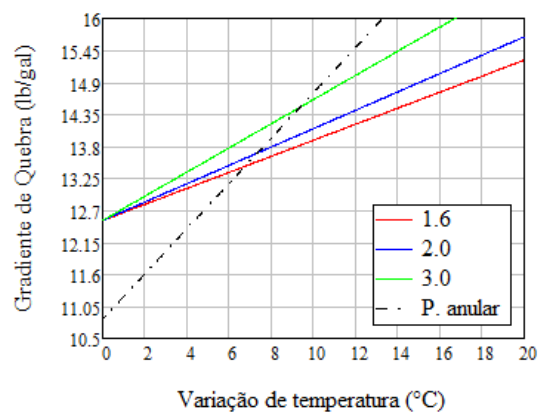


Figura 0.5 – Gradiante de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,1$).

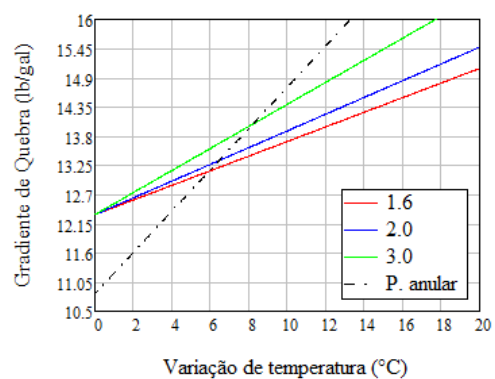


Figura 0.6 – Gradiante de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,2$).

Gráficos de quebra no regime transiente do Poço DP-2:

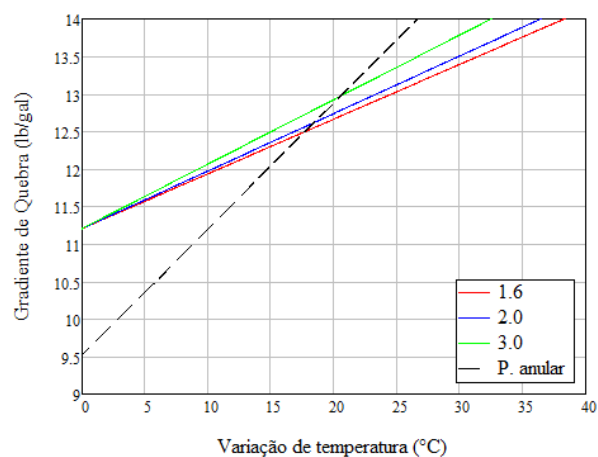


Figura 0.7 – Gradiante de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,0$).

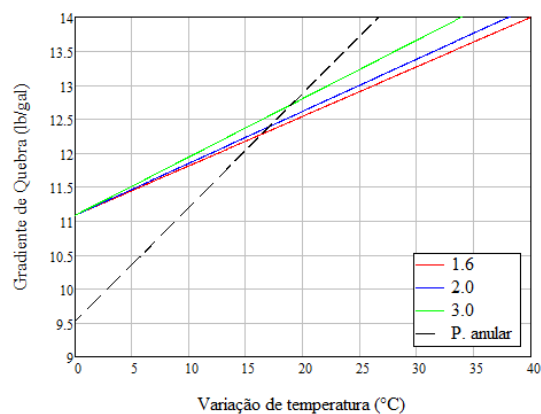


Figura 0.8 – Gradiante de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,1$)

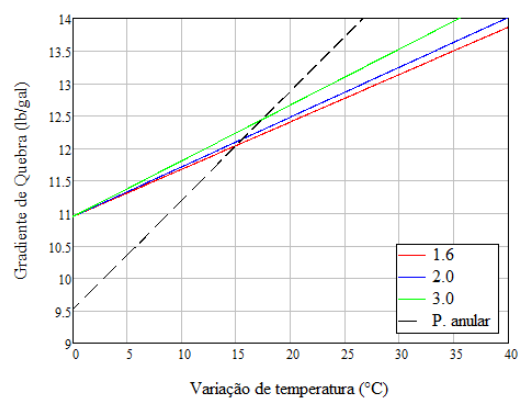


Figura 0.9 – Gradiante de quebra no regime transiente ($\sigma'H/\sigma'h=1,2$)