

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL
CENTRO DE TECNOLOGIA - CTEC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL - PPGE

GILBERTO LUCAS LEANDRO DOS SANTOS

**MITIGAÇÃO DO AUMENTO DE PRESSÃO EM ANULARES DE
POÇOS DE PETRÓLEO**

MACEIÓ-AL
2023

GILBERTO LUCAS LEANDRO DOS SANTOS

**MITIGAÇÃO DO AUMENTO DE PRESSÃO EM ANULARES DE
POÇOS DE PETRÓLEO**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil (Estruturas) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Alagoas - PPGEC/UFAL.

Orientador: Prof. Dr. William Wagner Matos Lira

MACEIÓ-AL
2023

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecária: Helena Cristina Pimentel do Vale CRB4 - 661

S237m Santos, Gilberto Lucas Leandro dos.
Mitigação do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo / Gilberto Lucas Leandro dos Santos . – 2023.
103 f. : il.

Orientador: William Wagner Matos Lira.
Dissertação (mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2023.

Bibliografia: f. 94-99.
Apêndices: f. 101-103.

1. Acúmulo de pressão anular (APB). 2. Métodos de mitigação do APB.
3. Integridade de poços. 4. Engenharia de Petróleo. I. Título.

CDU: 621.9



MITIGAÇÃO DO AUMENTO DE PRESSÃO EM ANULARES DE POÇOS DE
PETRÓLEO

GILBERTO LUCAS LEANDRO DOS SANTOS

Dissertação submetida à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Alagoas e aprovada no dia 29 do mês de setembro do ano de 2023.

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente

WILLIAM WAGNER MATOS LIRA
Data: 29/09/2023 12:50:02-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. William Wagner Matos Lira
(Orientador – PPGEC/UFAL)



Documento assinado digitalmente

EDUARDO TOLEDO DE LIMA JUNIOR
Data: 29/09/2023 21:33:48-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Eduardo Toledo de Lima Junior
(Avaliador Interno – PPGEC/UFAL)



Documento assinado digitalmente

JOAO PAULO LIMA SANTOS
Data: 29/09/2023 21:47:54-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. João Paulo Lima Santos
(Avaliador Interno – PPGEC/UFAL)

Charlton Okama de Souza

Assinado de forma digital por Charlton Okama de Souza
Dados: 2023.09.29 16:13:28 -03'00'

Prof. Dr. Charlton Okama de Souza
(Avaliador Externo à Instituição – PETROBRAS)

Dedico este trabalho ao meu tio, Tácio Leandro
Felix.

AGRADECIMENTOS

A Deus por sempre me abençoar e proteger, além de me capacitar para realizar este trabalho.

Aos meus pais Gilberto Francisco e Luciana Leandro pela construção de um lar com amor e carinho e pelo apoio nas decisões da minha vida.

À toda minha família por me servir de inspiração e trazer momentos de alegria, em especial aos meus avós José Leandro e Adair Presado. Como também as minhas primas que foram criadas comigo como irmãs: Stenia, Laura, Stella, Jessika, Beatriz e Thayná .

Ao meu orientador William e grupo de pesquisa do LCCV: Catarina, Thiago, Themisson, João Paulo, Otávio, Karol e Luiz, por contribuírem com ideias e sugestões para que este trabalho fosse realizado da melhor forma possível, sempre com muita atenção e paciência.

Aos membros da banca por analisarem o trabalho com atenção e entregar suas devidas contribuições.

À toda equipe do LCCV, pela infraestrutura e suporte técnico oferecidos.

Ao apoio técnico da Blade Energy Partners.

Ao apoio técnico e financeiro da PETROBRAS.

O SENHOR Deus me disse: “Eu lhe ensinarei o caminho por onde você deve ir; eu vou guiá-lo e orientá-lo”. Salmos 32:8 NTLH

RESUMO

SANTOS, Gilberto L. L.. **Mitigação do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo.** 2023. 103 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil , Universidade Federal de Alagoas. Maceió-AL, 2023.

O objetivo deste trabalho é estudar e implementar computacionalmente alguns métodos para mitigação do aumento de pressão em anulares confinados (APB - *Annular Pressure Build-up*) de poços de petróleo. Ao longo da vida útil do poço, diferentes operações provocam variações em sua temperatura, causando incrementos de pressão em seus espaços anulares. Em alguns casos, o incremento de pressão pode acarretar em perda de integridade nas colunas de revestimento e de produção. Perfurações em regiões ultraprofundas enfrentam condições de temperatura e pressão mais extremas, elevando os níveis de APB observados. Nesse sentido, técnicas de mitigação surgem como alternativas para garantir a integridade do poço, mantendo os níveis de APB dentro dos limites permitidos. Para alcançar o objetivo deste trabalho, a metodologia adotada é dividida em quatro macroetapas: i) estudo sobre o APB, onde aspectos teóricos são identificados. Nessa etapa, também é realizado o estudo do simulador de APB, desenvolvido por Vasconcelos (2019), o qual é utilizado neste trabalho para modelar o fenômeno, inclusive comparando os resultados, para um cenário de referência, com os alcançados por meio de um *software* comercial, utilizado pela indústria de óleo e gás; ii) estudo sobre os métodos de mitigação do APB, conhecendo o funcionamento de cada técnica. Nessa etapa, os métodos da sapata aberta, discos de ruptura e espuma compressível são selecionados para estudos mais avançados, devido às vantagens identificadas neles; iii) implementação de rotinas computacionais no simulador com o objetivo de reproduzir o comportamento do APB com a presença de cada uma das três técnicas previamente selecionadas; e iv) avaliação final sobre a capacidade dos métodos em mitigar os problemas relacionados ao APB. Com base nos resultados alcançados, o simulador de APB apresenta uma diferença máxima de 3,66% em relação ao *software* de referência. Com relação aos métodos de mitigação estudados, no cenário considerando a drenagem de fluido para formação, diferentes permeabilidades da rocha provocam variações de até 1400 psi no modelo estudado. É observado também que, com o equilíbrio da pressão do anular com a pressão de poros, aumentar a seção de drenagem não é eficaz a partir de uma certa profundidade. Com a utilização de discos de ruptura, conclui-se que revestimentos menos resistentes associados à instalação de discos pode ser economicamente vantajoso, mantendo a integridade do poço. Na utilização de espumas sintéticas, é possível avaliar seu comprimento e posicionamento nos anulares para manter o APB dentro dos limites permitidos. Nesse contexto, o presente trabalho contribui com estudos sobre o aumento de pressão em anulares (APB) de poços de petróleo e técnicas mitigadoras do APB, além de avaliar, de forma simplificada, a integridade de revestimentos de poços sujeitos a cargas de APB.

Palavras-chave: Annular Pressure Build-up (APB). Métodos de mitigação do APB. Integridade de Poços.

ABSTRACT

SANTOS, Gilberto L. L.. **Mitigation Methods for Annular Pressure Build-up in Oil Wells.** 2023. 103 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil , Universidade Federal de Alagoas. Maceió-AL, 2023.

This work aims to study and implement computationally some methods for mitigating the increase in pressure in confined annuli (APB - Annular Pressure Build-up) of oil wells. Throughout the life of the well, various operations provoke temperature variations, leading to pressure increases and decreases in the annular spaces. In some cases, the pressure variations can result in casing failures. Ultradeep waters wells present even more extreme temperature and pressure conditions, consequently raising the APB levels observed. In this context, mitigation techniques appear as alternatives to ensure the integrity of the well, keeping APB levels within the allowed limits. The methodology adopted to achieve the objective of this work is divided into four macro steps: i) study the APB, identifying the theoretical aspects. At this stage, the study of the APB simulator, developed by Vasconcelos (2019), is also carried out, which is used in this work to model the phenomenon, including comparing the results, for a reference scenario, with those achieved through commercial software, used by the oil and gas industry; ii) study of the methods for mitigating APB, understanding the functioning of each technique. At this stage, the open shoe or cement shortfall, rupture disks, and compressible foam methods are selected for more advanced studies based on their advantages; iii) implementation of computational routines in the simulator to reproduce the behavior of APB with the presence of each of the three previously selected techniques; and iv) final evaluation of the methods' ability to mitigate the issues related to APB. Based on the results, the APB simulator presents a maximum difference of 3.66% compared to commercial software. Regarding the studied mitigation methods, in the scenario considering fluid drainage to the formation, different rock permeabilities cause variations of up to 1400 psi in the studied model. Furthermore, with the balance of annular pressure with pore pressure, increasing the drainage section is not effective beyond a certain depth. With the use of rupture disks, less resistant casings associated with the installation of disks can be economically advantageous, maintaining the integrity of the well. With the use of synthetic foams, it is possible to evaluate their length and positioning in the annuli to keep the APB within the allowed limits. In this context, the present work contributes to studies on annular pressure build-up (APB) in oil wells and APB mitigation techniques. Additionally, it assesses, in a simplified manner, the integrity of well casings subjected to APB loads.

Keywords: Annular Pressure Build-up (APB). APB mitigation methods. Wells integrity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução das profundidades dos poços	17
Figura 1.2 – Revestimento colapsado do poço Pompano	18
Figura 1.3 – Metodologia adotada	23
Figura 2.1 – Exemplo de sólido axissimétrico	27
Figura 2.2 – Deformação de um elemento diferencial	28
Figura 2.3 – Tensões em um sólido axissimétrico	30
Figura 2.4 – Seção do modelo do cilindro vazado	31
Figura 2.5 – Representação das camadas em um poço de petróleo	34
Figura 2.6 – Elemento sólido submetido à carregamentos	35
Figura 2.7 – Formação rochosa submetida à pressão do fluido	35
Figura 3.1 – Cargas de colapso e <i>burst</i>	44
Figura 3.2 – APB permissível	45
Figura 3.3 – Relação entre o APB e vazão de produção em um poço de petróleo	46
Figura 3.4 – Técnica da cimentação completa	48
Figura 3.5 – Esquema do fluxo de calor na VIT	49
Figura 3.6 – Redução do APB com utilização da VIT	50
Figura 3.7 – Fluido isolante	51
Figura 3.8 – Relação entre a fração de volume de nitrogênio e a pressão no anular	53
Figura 3.9 – Comparação entre as pressões utilizando um fluido com MMA e sem MMA	53
Figura 3.10 – Esquema de instalação do colar de alívio de pressão	54
Figura 3.11 – Revestimento de sacrifício	55
Figura 3.12 – Esquema de revestimento com câmara adicional	56
Figura 3.13 – Revestimento para mitigar o APB	56
Figura 3.14 – Esquema de revestimento com microesferas ocas	57
Figura 3.15 – Redução da densidade do fluido de acordo com a concentração de microesferas ocas	58
Figura 3.16 – Exemplo de veículo operado remotamente (ROV)	59
Figura 3.17 – Controle de pressões	60
Figura 3.18 – Formação do <i>mudcake</i>	61
Figura 3.19 – Esquema de um poço com a presença de espumas sintéticas	63
Figura 3.20 – Comportamento da espuma sintética	63
Figura 3.21 – Pressão de colapso de acordo com a temperatura	64
Figura 3.22 – Colagem da espuma sobre o revestimento	64
Figura 3.23 – Comportamento simplificado da espuma sintética	65
Figura 3.24 – Revestimento com disco de ruptura	66
Figura 3.25 – Caminho real x Caminho modelado	67

Figura 3.26 – Modelos de balanço de pressão	68
Figura 3.27 – Perfis de pressão de fluidos totalmente miscíveis nos anulares interno e externo sob condições iniciais e finais	70
Figura 3.28 – Equilíbrio de pressão com mais de dois anulares	70
Figura 4.1 – Modelo base	74
Figura 4.2 – Captura de tela do StrinGnosis® com os dados da operação de produção	76
Figura 4.3 – Gradientes de temperatura	76
Figura 4.4 – Resultados do modelo base	77
Figura 4.5 – Resultados do modelo base com <i>leakoff</i> no anular C	79
Figura 4.6 – Variação da permeabilidade	80
Figura 4.7 – Variação do topo do cimento no anular C	81
Figura 4.8 – Representação simplificada do modelo base com disco de ruptura	82
Figura 4.9 – Pressões para o modelo simplificado com disco de ruptura	83
Figura 4.10 – Variações na utilização do disco de ruptura	84
Figura 4.11 – Modelo de poço com espuma sintética	86
Figura 4.12 – Resultados do modelo com espuma sintética no anular C	88
Figura 4.13 – Shut-in em modelo simplificado	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Fatores de segurança	46
Tabela 3.2 – Classificação dos métodos de mitigação	47
Tabela 3.3 – Resumo dos métodos de mitigação do APB	72
Tabela 4.1 – Especificação do poço de aplicação	74
Tabela 4.2 – Propriedades termomecânicas dos materiais	74
Tabela 4.3 – Resistência dos revestimentos	75
Tabela 4.4 – Propriedade do fluido trapeado	75
Tabela 4.5 – Coeficientes de correlação para a equação de Zamora et al. (2013)	75
Tabela 4.6 – Volumes iniciais dos anulares	77
Tabela 4.7 – Comparação das variações de volume com o StrinGnosis®	77
Tabela 4.8 – Comparação do APB com o StrinGnosis®	78
Tabela 4.9 – Comparação do APB considerando o <i>leakoff</i> no anular C	79
Tabela 4.10 – Comparação entre os fatores de segurança	85
Tabela 4.11 – Propriedades dos fluidos	86
Tabela 4.12 – Coeficientes de correlação para a equação de Zamora et al. (2013)	87
Tabela 4.13 – APB e APB permissível nos anulares	87
Tabela 4.14 – Dados da espuma sintética	87
Tabela A.1 – Tabela de coeficientes para a equação de Zamora et al. (2013)	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

APB	<i>Annular Pressure Build-up</i> (Aumento de Pressão Anular)
LCCV	Laboratório de Computação Científica e Visualização
UFAL	Universidade Federal de Alagoas
TLD	Testes de Longa Duração
HPHT	<i>High Pressure and High Temperature</i> (Alta pressão e Alta Temperatura)
SSW	<i>Subsea Well</i> (Poço Submarino)
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i> (Veículo Operado Remotamente)
TOC	<i>Top of Cement</i> (Topo do cimento)
MMA	<i>Methyl Methacrylate Monomer</i> (Metacrilato de Metila Emulsionado)
bbl/d	Barril por dia
Mboe/d	Mil barris de óleo equivalente por dia
Mm ³ /d	Milhão de metros cúbicos por dia
DSF	<i>Design Safety Factor</i> (Fator de Segurança de Projeto)
TVD	<i>True Vertical Depth</i> (Profundidade Vertical Verdadeira)
FS	Fator de Segurança

LISTA DE SÍMBOLOS

z	Coordenada longitudinal
r	Coordenada radial
θ	Coordenada circunferencial
u	Deslocamento radial
w	Deslocamento longitudinal
ε_{rr}	Deformação radial
ε_{zz}	Deformação longitudinal
γ_{rz}	Deformação tangencial
$\varepsilon_{\theta\theta}$	Deformação radial
ε	Campo de deformações
σ_{rr}	Tensão radial
σ_{zz}	Tensão longitudinal
σ_{rz}	Tensão tangencial
$\sigma_{\theta\theta}$	Tensão circunferencial
δ_{ij}	Delta de Kronecker
α	Coefficiente de expansão térmica
λ	Constante de Lamé
G	Módulo de elasticidade transversal
E	Módulo de elasticidade longitudinal
ν	Coefficiente de Poisson
∇	Operador diferencial Nabla
\mathbf{F}	Forças de corpo
p_i	Pressão interna
p_e	Pressão externa
ΔV_{an}	Varição de volume do anular
e_c	Espessura da camada
d_i	Deslocamento nodal interno
d_e	Deslocamento nodal externo
Δp_i	Incremento de pressão na face interna
Δp_e	Incremento de pressão na face externa
f_i	Força nodal interna
f_e	Força nodal externa
P	Pressão
m_{fl}	Massa de fluido
V_{fl}	Volume de fluido
T	Temperatura

∂V_{fl}	Varição de volume do fluido
∂T	Varição de temperatura
∂P	Varição de pressão
k_t	Coefficiente isotérmico de compressibilidade
ΔV_l	Varição de volume do fluido no interior do anular
ρ	Densidade
A	Área da seção transversal do anular
L	Comprimento do anular
$\rho(P_2, T_2)$	Densidade do fluido de perfuração sob a pressão P_2 e temperatura T_2
ρ_{o2}	Densidade do óleo sob a pressão P_2 e temperatura T_2
ρ_{w2}	Densidade da água sob a pressão P_2 e temperatura T_2
f_o	Fração de óleo
f_w	Fração de água
f_s	Fração de sólidos
f_c	Fração de químicos
$\Delta P_{permissivel}^{(colapso)}$	APB permissível - Colapso
$\Delta P_{permissivel}^{(burst)}$	APB permissível - <i>Burst</i>
$\sigma_{colapso}$	Resistência ao colapso
σ_{burst}	Resistência ao <i>burst</i>
ρ_e	Densidade do fluido externo
ρ_i	Densidade do fluido interno
t_r	Espessura do revestimento
OD	Diâmetro externo do revestimento
$H^{critico}$	Profundidade crítica
FS	Fator de segurança
ΔV_{lo}	Varição de volume drenado
k	Permeabilidade
A_{lo}	Área de drenagem
ΔP_{lo}	Diferencial de pressão de <i>leakoff</i>
t	Tempo de drenagem
h	Comprimento de drenagem
μ	Viscosidade do fluido
I	Injetividade
p_{sf}	Pressão na parede da formação
p_{form}	Pressão de poros da formação
V_{esp}	Volume inicial da espuma
a_{an}	Raio interno do anular
b_{an}	Raio externo do anular
e_{esp}	Espessura da espuma

h_{an}	Comprimento do anular
$V_i^{an'}$	Volume inicial do anular na presença de espuma
ΔV_{esp}	Varição de volume da espuma
P_f	Pressão final
T_i	Temperatura inicial
T_f	Temperatura Final
P_i	Pressão inicial
S_c	Deformação volumétrica final da espuma
$CP(T_f)$	Pressão de colapso da espuma sob a temperatura final
$c(T_f)$	Compressibilidade elástica da espuma sob a temperatura final
ΔP_r	Diferença de pressão de ruptura real
P_m	Pressão de equilíbrio
P_f'	Pressão final pré-ruptura
ΔP_m	Diferença de pressão de ruptura modelada
ΔP_{bld}	APB após o rompimento do disco
$\Delta P_{bld}'$	APB antes do rompimento do disco
ρ_{mix}	Densidade da mistura
k_{tmix}	Compressibilidade da mistura
α_{mix}	Coefficiente de expansão térmica da mistura

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Justificativa do trabalho	20
1.2	Objetivo geral	21
1.3	Objetivos específicos	21
1.4	Metodologia	21
1.5	Delimitação do trabalho	24
2	MODELAGEM MATEMÁTICA DO APB	26
2.1	Elasticidade linear aplicada a sólidos axissimétricos	26
2.1.1	Deslocamentos e deformações	27
2.1.2	Tensões e relação constitutiva	29
2.1.3	Condição de equilíbrio	30
2.2	Problema do cilindro vazado	31
2.3	Aumento de pressão em anulares de poços	33
2.3.1	Variação de volume do anular	34
2.3.2	Variação de volume do fluido através dos coeficientes de expansão isotérmica e isobárica	36
2.3.3	Variação de volume do fluido através da conservação da massa no anular	37
2.4	Fluidos de perfuração	38
2.4.1	Modelagem matemática dos fluidos de perfuração	39
2.4.2	Atualização da densidade	41
2.4.3	Atualização dos coeficientes de expansão isotérmica e isobárica	42
3	MITIGAÇÃO DO APB	44
3.1	Métodos de mitigação do APB	46
3.1.1	Cimentação completa	48
3.1.2	Tubulação isolante térmica	49
3.1.3	Fluidos isolantes térmicos	50
3.1.4	Aumento da resistência dos revestimentos	52
3.1.5	Utilização de fluido espaçador	52
3.1.6	Colar de alívio de pressão	53
3.1.7	Revestimento de sacrifício	54
3.1.8	Câmara adicional	55
3.1.9	Microesferas ocas	57
3.1.10	Válvulas para atmosfera	58
3.1.11	Sapata aberta	59

3.1.12	Espuma sintética compressível	62
3.1.13	Discos de ruptura	66
3.2	Tabela das técnicas para mitigação do APB	71
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	73
4.1	Modelo base	73
4.2	Modelo de poço com <i>leakoff</i>	78
4.3	Modelo de poço com discos de ruptura	81
4.4	Modelo de poço com espuma sintética	86
5	CONCLUSÃO	91
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	92
	Referências	94
	Apêndices	100
	APÊNDICE A Coeficientes de correlação para fluido PVT	101

1 INTRODUÇÃO

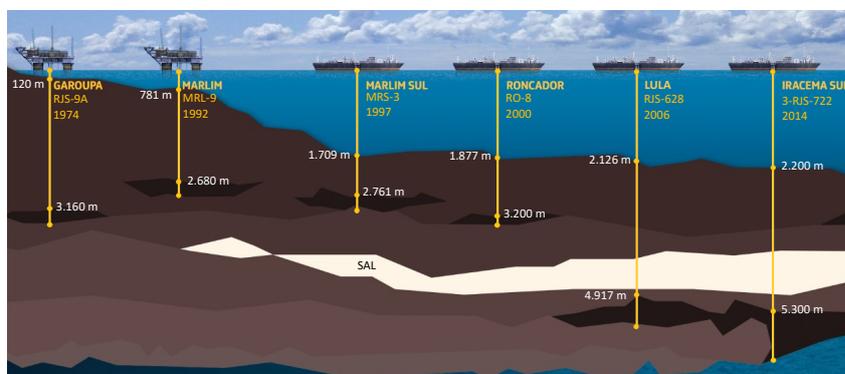
Atualmente, apesar do investimento em fontes renováveis de energia terem aumentado ao longo do tempo, as fontes não renováveis ainda compõem a maior porção da matriz energética. Esse comportamento é observado tanto mundialmente quanto no Brasil. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética, 85% da matriz energética mundial é composta por fontes não renováveis, das quais, 29,5% são de petróleo e derivados e 23,7% de gás natural (EPE, 2022). Nessa linha, conforme os dados do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, o Brasil é o nono país do mundo que mais produziu petróleo e gás no ano de 2021 (IBP, 2022).

De acordo com o boletim da produção de petróleo e gás natural do mês de agosto de 2023, apresentado pela ANP (2023), a maior parte da produção de petróleo e gás é realizada na região do pré-sal, com 74,7% da produção total. Ainda segundo o boletim, a PETROBRAS apresenta a maior produção por operador de petróleo e gás natural, com valores de produção total cerca de 6 vezes a mais que a segunda colocada, SHELL BRASIL.

A PETROBRAS opera em poços terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*). A produção *offshore* pode ser dividida em: pós-sal, quando o petróleo é encontrado acima da camada de sal; pré-sal, quando o petróleo é encontrado abaixo da camada de sal. Desde junho de 2017 a produção no pré-sal é superior à do pós-sal. Entre agosto de 2022 e agosto de 2023, a produção no pré-sal foi, em média, 3,8 vezes maior em relação à do pós-sal (ANP, 2023).

De acordo com o planejamento da PETROBRAS e o desenvolvimento de novas tecnologias ao longo do tempo, é possível perfurar poços atingindo profundidades cada vez maiores. A Figura 1.1 mostra uma evolução temporal das profundidades alcançadas em cada região.

Figura 1.1 – Evolução das profundidades dos poços



Fonte: Adaptado de Petrobras (2022b)

Em dezembro de 2021, a PETROBRAS perfurou no estado do Espírito Santo o poço de petróleo mais profundo do Brasil (7.700 metros), denominado de Monai (TN Petróleo, 2022). É o poço com maior peso de revestimento (794 toneladas) já descido em águas brasileiras e com a

maior camada de sal perfurada no país (4.850 m). Explorações no pré-sal, como o Monai, são uma tendência para um futuro próximo da PETROBRAS. A empresa apresenta em seu plano estratégico um investimento na exploração e produção de 57,3 bilhões de dólares no período de 2022 a 2026, sendo 67% dedicado a região do pré-sal (PETROBRAS, 2022a).

Perfurações em regiões ultraprofundas enfrentam condições de temperatura e pressão mais extremas. No horizonte geológico do poço Monai, por exemplo, a pressão atinge 17.000 psi, o equivalente a 1.200 vezes a pressão atmosférica a nível do mar (TN Petróleo, 2022). Adicionalmente, a temperatura no fundo do mar é baixa, normalmente em torno de 1 a 4°C, enquanto que na base do canhoneado pode chegar a 260°C (DONG; CHEN, 2017). Esse gradiente térmico, associado às operações realizadas nos poços de petróleo, causa variações de pressões em seus espaços anulares, fenômeno denominado de APB (*Annular Pressure Build-up*).

O APB é o correspondente da variação de pressão no anular, devido ao aquecimento ou resfriamento do poço, como resultado do processo de perfuração ou operações de produção/injeção de fluidos. Este aquecimento gera a expansão dos fluidos confinados e a variação do volume dos anulares (SANTOS, 2017). Em poços *onshore*, o APB pode ser aliviado por meio da drenagem do fluido para atmosfera. No entanto, em poços *offshore* o acesso aos anulares (sobretudo os mais externos) é quase impraticável (BARCELOS, 2017), e danos à estrutura mecânica do poço podem ser gerados pela ocorrência do APB. Em alguns casos, a elevação da pressão nos anulares, devido ao aumento da temperatura, pode acarretar falhas por colapso ou *burst* (explosão) das tubulações (SANTOS, 2017).

Os exemplos mais conhecidos por apresentarem falhas por APB são os poços Marlin e Pompano em águas profundas no Golfo do México. O primeiro apresentando falha horas após o início da produção. O *tieback* do revestimento de produção colapsou causando a falha do tubing e a pressurização do anular externo. Enquanto o segundo sofre deformação por colapso (Figura 1.2) do revestimento de uma fase ainda durante a perfuração da fase seguinte (PEREZ, 2015).

Figura 1.2 – Revestimento colapsado do poço Pompano



Diante dessa problemática, modelos teóricos para prever o acúmulo de pressão no anular são propostos por vários autores ao longo dos anos, como, por exemplo, Klementich e Jellison (1986), Leach e Adams (1993), Halal e Mitchell (1994) e Oudeman e Bacarreza (1995). Normalmente, esses modelos consideram a expansão térmica dos fluidos, o efeito *ballooning* e a compressão dos revestimentos, a drenagem de fluidos anulares e o influxo de fluidos de formação. Nessa linha, os cenários estudados por O'Brien (1996) consideram combinações mais comuns de tamanhos e pesos de revestimento.

Em seu estudo, Sathuvalli et al. (2005), apresentam as duas formas clássicas para calcular o APB. A primeira necessita do coeficiente de expansão térmica do fluido e sua compressibilidade. A segunda formulação é obtida a partir da conservação da massa do fluido dentro do anular e não faz uso dessas duas propriedades, sendo baseada no conhecimento da densidade do fluido de acordo com pressão e temperatura.

No contexto de modelagem de fluidos de perfuração, Peters, Chenevert e Zhang (1990) apresentam as equações que correlacionam temperatura, pressão e densidade de fluidos base óleo. Nessa linha de pesquisa, Zamora, Broussard e Stephens (2000) e Zamora et al. (2013) realizam o mesmo estudo para fluidos de base sintética, óleos minerais, salmouras, dentre outros fluidos dos mais usados na indústria do petróleo.

Conforme Sathuvalli et al. (2005), o mecanismo físico do APB já é bem compreendido e bem documentado. No entanto, mesmo com esse nível de conhecimento, acidentes provocados por APB ainda são registrados. Nesse sentido, técnicas de mitigação do APB vêm sendo estudadas e desenvolvidas nas últimas duas décadas com o objetivo de garantir a integridade dos poços e melhorar sua capacidade de produção (MILLER et al., 2018).

No Brasil, são realizados estudos que aprimoram a estimativa do APB e permitem o desenvolvimento científico. Alcofra (2014) apresenta um modelo térmico para determinar o perfil de temperatura e pressão do fluido monofásico escoando em regime permanente na coluna de produção e a distribuição de temperatura ao longo de todos os elementos do poço. Perez (2015) e Almeida (2016) analisam o efeito da fluência do sal no crescimento de pressão em anulares confinado de poços, frente a formações salinas. Barcelos (2017) realiza previsões de APB em poços *offshore*, utilizando modelos empíricos de fases separadas para a solução do escoamento dentro do tubo de produção, considerando a transferência de calor em regime transiente. Santos (2017) analisa três modelagens de APB, verificando a acurácia de modelos simplificados. O primeiro modelo considera a expansão térmica do fluido em relação à expansão térmica isobárica e à compressibilidade isotérmica. O segundo modelo incorpora a deformação do revestimento devido ao coeficiente de Poisson, mantendo as premissas do primeiro modelo. O terceiro modelo trata sistemas de múltiplos anulares como interativos, onde os anulares afetam uns aos outros, análise conhecida como *multistring*.

Inserido no ambiente de pesquisas relacionadas com petróleo e gás, o Laboratório de Computação Científica e Visualização da Universidade Federal de Alagoas (LCCV/UFAL) desenvolve estudos associados tanto ao tema APB quanto suas técnicas de mitigação. Magalhães

e Silva (2020) desenvolveram um simulador computacional para cálculo do APB, considerando o efeito da interação entre múltiplos revestimentos (*multistring*). No entanto, o modelo utiliza algumas simplificações, principalmente relacionadas às condições de contorno do poço. Vasconcelos (2019) desenvolveu um simulador que contempla configurações mais genéricas para a geometria do poço, incluindo também o cálculo do APB devido à fluência de rochas salinas.

Com relação aos estudos dos métodos para mitigação do APB, Magalhães (2022) apresenta uma modelagem computacional de espumas sintéticas colapsáveis e da técnica da sapata aberta como medidas mitigadoras. No entanto, ele sugere uma verificação do modelo de espumas sintéticas colapsáveis, devido a dificuldade de encontrar na literatura cenários que forneçam todos os parâmetros necessários para uma calibração confiável. O autor também comenta que a utilização ou desenvolvimento de um simulador térmico mais robusto pode aprimorar os resultados. Em paralelo, Silva Filho (2022) desenvolveu um simulador térmico que fornece os perfis de temperatura necessários para determinação do APB. Adicionalmente, Lins (2022) apresenta uma estratégia de simulação do APB no Abaqus® (*software* comercial baseado no método dos elementos finitos). Essa estratégia é interessante para verificação de resultados em diferentes cenários.

A maioria dos trabalhos anteriores dedica-se ao estudo de fenômenos específicos, como, por exemplo, a modelagem do APB ou dos fluidos de perfuração. Por outro lado, quando se trata dos métodos de mitigação, existem lacunas em relação à formulação matemática, descrição de exemplos de poços (com a omissão de alguns valores para parâmetros importantes) e comparação de resultados com ferramentas computacionais ou poços reais. Nesse contexto, o presente trabalho busca avançar nos estudos relacionados ao APB e suas técnicas de mitigação, preenchendo algumas dessas lacunas e visando o desenvolvimento de pesquisas e ferramentas para auxiliar o dimensionamento de revestimentos de poços.

1.1 Justificativa do trabalho

O controle do APB se mostra bastante importante, principalmente em poços marítimos com jazidas profundas. Com exceção do anular entre o tubo de produção e o revestimento de produção, o acesso aos demais anulares das colunas é complexo. A desconsideração deste fenômeno pode comprometer a integridade do poço através de colapso ou rompimento por pressão interna de colunas, fratura da formação ou vazamento do selo de vedação. Sua ocorrência, se não for prevista adequadamente na fase de projeto, também pode restringir a produção do poço e minimizar o retorno econômico do mesmo, ou causar até a inviabilidade técnica/econômica da construção do poço (PEREZ, 2015). O estudo de métodos de mitigação é justificado para manter a segurança e maior aproveitamento nas operações em poços de petróleo, mantendo o nível de APB dentro dos limites permitidos. Diante disso, os métodos da sapata aberta, espuma compressível e discos de ruptura são selecionados para um estudo aprofundado e implementação computacional neste trabalho devido à suas principais vantagens em relação aos outros métodos estudados.

1.2 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é estudar diversos métodos para mitigação do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo (APB), dando ênfase nas técnicas de sapata aberta, espuma compressível e discos de ruptura. Também é objetivo deste trabalho implementar rotinas computacionais capazes de simular o efeito que cada um desses três métodos provoca no APB, utilizando formulações matemáticas disponíveis na literatura.

1.3 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Estudar o APB e os métodos de mitigação praticados na indústria do petróleo (cimentação completa, tubulação isolante térmica, fluidos isolantes térmicos, aumento da resistência dos revestimentos, utilização de fluido espaçador, colar de alívio de pressão, revestimento de sacrifício, câmara adicional, microesferas ocas, válvulas para atmosfera, sapata aberta, espuma sintética compressível e discos de ruptura);
- Aprofundar estudos para os três métodos de mitigação selecionados neste trabalho (sapata aberta, discos de ruptura e espuma sintética compressível), conhecendo sua formulação teórica-matemática;
- Desenvolver rotinas computacionais no simulador para estimar o APB com a presença dos métodos para mitigação selecionados;
- Analisar a integridade dos revestimentos de acordo com os resultados do APB na presença dos métodos de mitigação.

1.4 Metodologia

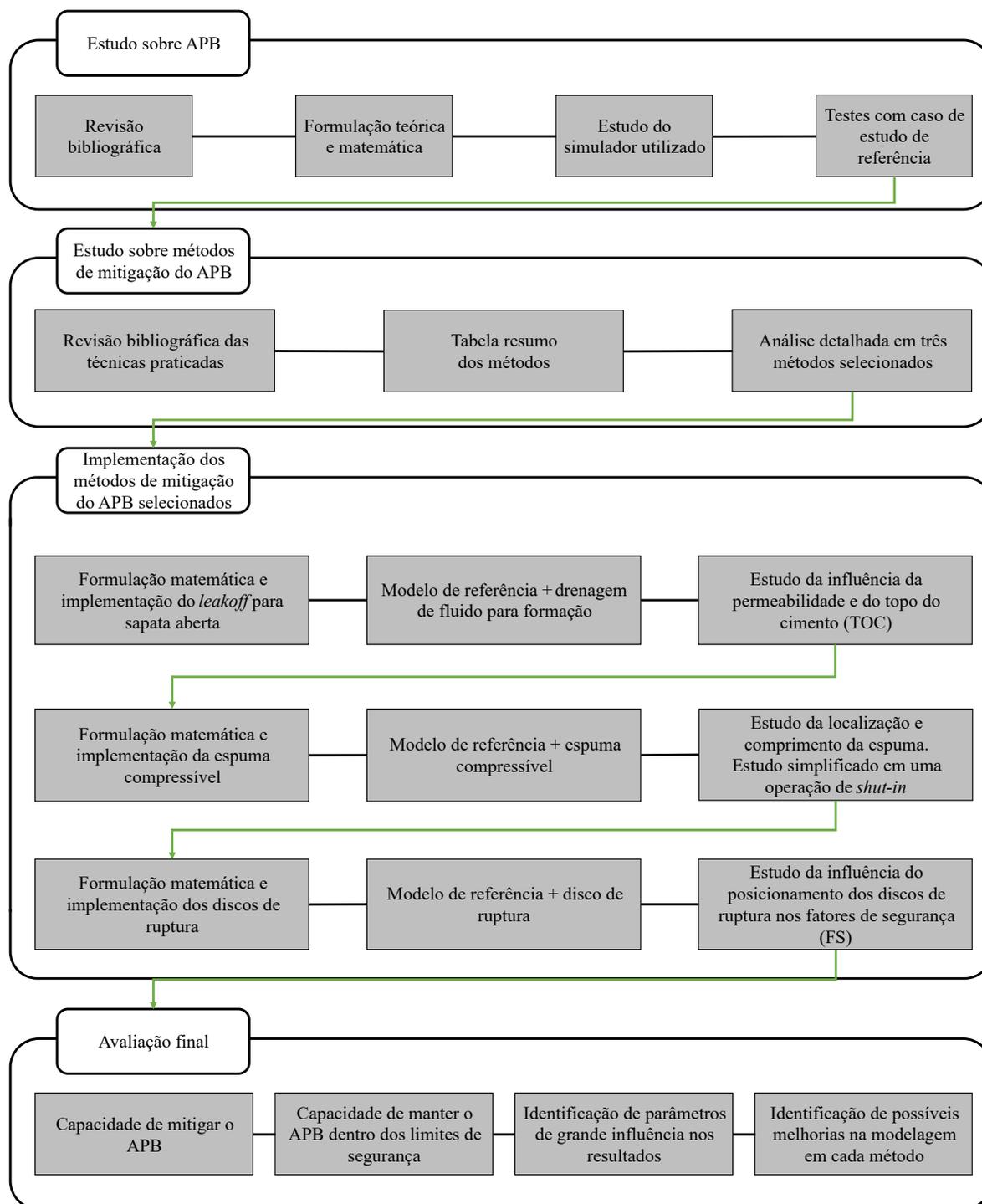
Para alcançar os objetivos, a metodologia de desenvolvimento deste trabalho é dividida em quatro macroetapas, conforme o fluxograma ilustrado na Figura 1.3.

Na etapa de estudo sobre o APB, é realizada uma revisão bibliográfica sobre aspectos que interferem diretamente no cálculo do APB, como, por exemplo, a vazão de produção ou injeção, os gradientes de temperatura e sobrecarga, os tipos de fluidos mais comuns e a formação rochosa. A formulação teórica e matemática é estudada para compreender como as propriedades citadas anteriormente interagem por meio de equações. No estudo do simulador utilizado (desenvolvido por Vasconcelos (2019)), as relações matemáticas são identificadas no código computacional. Nos testes com um caso de estudo de referência, simulações de APB em poços são realizadas com o objetivo de verificar o correto funcionamento do simulador, os resultados obtidos, bem como os valores que cada parâmetro pode assumir. A calibração é realizada comparando os resultados alcançados entre o simulador e o *software* StrinGnosis®, devido ser um programa de análise de revestimentos e tubulações que reflete a lógica e o fluxo de informações do projeto de poço real, considerando diversos tipos de carregamentos, inclusive

os esforços gerados por APB. O StrinGnosis® é desenvolvido pela *Blade Energy Partners*, que atua em projetos complexos no setor de energia, com vasta experiência na resolução de desafios de subsuperfície, perfuração, completação, produção e materiais. Dessa forma tem-se uma ferramenta já validada e utilizada na indústria, dando suporte para os resultados alcançados neste trabalho.

Na etapa de estudo sobre métodos de mitigação do APB, é realizada uma revisão bibliográfica dos métodos mais difundidos na literatura, identificando seu funcionamento, suas vantagens, desvantagens, aplicabilidade, confiança e custos envolvidos. Após a realização desse estudo, uma tabela resumo de todos os métodos estudados neste trabalho é elaborada. Essa tabela é usada para selecionar três técnicas de mitigação para um estudo mais detalhado, onde as relações matemáticas que regem seu comportamento são utilizadas como ponto de partida para o desenvolvimento do modelo computacional de cada técnica.

Figura 1.3 – Metodologia adotada



Fonte: Autor (2023)

Na etapa de implementação dos métodos de mitigação do APB selecionados, cada técnica é analisada separadamente, com objetivo de estudar seu efeito isolado, garantindo que um método não influencie no outro. Todas as implementações deste trabalho são realizadas no código do simulador desenvolvido por Vasconcelos (2019).

Dessa forma, tem-se o estudo e organização da formulação matemática da drenagem do fluido para formação, fenômeno conhecido como *leakoff*. Essa consideração pode ser utilizada

para a técnica da sapata aberta (*open shoe*). Nesse contexto, o modelo de poço de referência é simulado sob condição de formação permeável, avaliando a capacidade de alívio de pressão gerado. É realizado um estudo paramétrico, variando os valores de permeabilidade da rocha e do topo do cimento no anular, para avaliar a influência desses parâmetros na determinação do APB.

De forma análoga, tem-se também o estudo e organização da formulação matemática da espuma sintética compressível. É estudada a composição da espuma, formas de instalação nos revestimentos e quais fatores influenciam no seu colapso. Essas informações são organizadas matematicamente para serem implementadas computacionalmente. Assim, é possível simular o modelo de referência com a presença da espuma. Posteriormente, tem-se um estudo para definir o melhor posicionamento e comprimento da espuma para que o APB dentro do anular seja inferior ao APB permissível. Adicionalmente, é realizado um estudo em um modelo simplificado para uma operação de fechamento do poço (*shut-in*), avaliando as cargas de APB na presença de espuma sintética no anular.

Para os discos de ruptura, é realizado um estudo da quantidade e locais comuns de posicionamento dos discos de ruptura e da definição da pressão a qual o disco se rompe. Apesar de encontrar na literatura três formulações para o balanço de pressão através do uso de discos de ruptura, apenas duas delas são implementadas. Dessa forma, tem-se a consideração de um modelo de poço simplificado, formado por apenas dois anulares, com o objetivo de analisar o balanço de pressão por meio do modelo de pistão e o modelo de fluido miscível. Devido à complexidade e poucas informações do balanço de pressão por meio do modelo de fluido imiscível, essa abordagem não é realizada neste trabalho. Adicionalmente, diversas configurações de posicionamento do disco de ruptura no modelo base são utilizadas para avaliar sua influência nos fatores de segurança (FS) dos revestimentos do poço em questão.

Na quarta e última etapa, todos os resultados são organizados, construindo gráficos e tabelas que permitem visualizar e avaliar a capacidade dos métodos em mitigar e reduzir os problemas ocasionados por cargas de APB. Em alguns cenários é avaliado se essa redução é capaz de manter o APB e os fatores de segurança abaixo dos limites permitidos. Por outro lado, de acordo com os resultados, é possível identificar os parâmetros que têm forte influência no comportamento do APB em cada método de mitigação, além de expor as melhorias que podem ser realizadas para que a modelagem se aproxime ainda mais de cenários realistas.

1.5 Delimitação do trabalho

Este trabalho utiliza o simulador desenvolvido por Vasconcelos (2019) para estimativa do aumento de pressão em anulares confinados de poços de petróleo. O simulador utiliza uma modelagem axissimétrica, portanto, apenas poços verticais são avaliados, visto que poços direcionais ou horizontais necessitam de outro tipo de abordagem, uma vez que não são axissimétricos.

Este trabalho não aborda a análise térmica correspondente à operação avaliada. Dessa forma, os perfis de temperatura utilizados neste estudo são obtidos por meio do simulador térmico

disponível no *software* StrinGnosis®.

A modelagem do fluido que preenche os anulares é restrita ao prévio conhecimento do seu coeficiente de expansão térmica e sua compressibilidade, ou através da determinação dos coeficientes para equação de Zamora et al. (2013).

Para o cenário de estudo de referência, não é adotado mais de um método de mitigação simultaneamente para o mesmo poço, para que a influência de cada método no APB seja analisada de forma isolada.

Para o cenário que inclui o *leakoff*, é considerado que a drenagem de fluido ocorre apenas pelos poros existentes na rocha, mantendo o peso da lama de perfuração dentro da janela operacional. Assim, não é considerado fraturamento nas rochas.

Devido à escassez de exemplos disponíveis na literatura, um único exemplo de espuma é empregado neste estudo.

Devido à complexidade e à poucas informações sobre o balanço de pressão utilizando o modelo de fluido imiscível, essa abordagem não é explorada neste trabalho. Principalmente de como calcular a altura de interface entre os fluidos e também da utilização desse modelo para estabelecer o equilíbrio de mais de dois anulares.

Devido à dificuldade de encontrar valores monetários associados para a aplicação em campo dos métodos de mitigação implementados neste trabalho, a análise do custo envolvido não é realizada.

2 MODELAGEM MATEMÁTICA DO APB

Neste capítulo é apresentada a modelagem matemática para solucionar o problema de aumento de pressão em anulares de poços (APB -*Annular Pressure Build-up*).

Inicialmente, na Seção 2.1, são discutidos aspectos da teoria da elasticidade linear clássica para estabelecer os campos de tensão, deformação e deslocamentos em um sólido axissimétrico em equilíbrio estático. Essas relações são particularizadas para obter a solução do problema do cilindro vazado na seção 2.2, comumente aplicada em poços verticais através de formações onde as tensões horizontais são iguais.

A Seção 2.3 detalha o processo para determinar a pressão que garante o equilíbrio entre a variação de volume do anular, calculada com base na solução do problema do cilindro vazado, e a variação de volume de fluido.

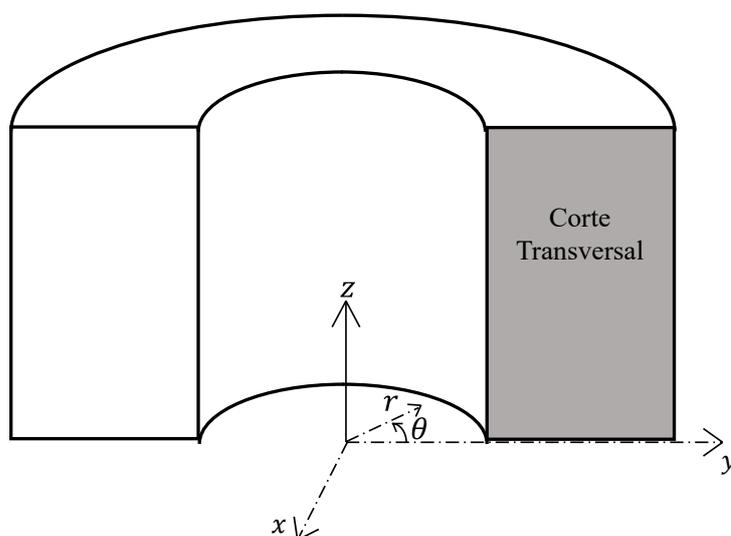
Na Seção 2.4 são abordados aspectos relacionados aos fluidos utilizados nas perfurações de poços de petróleo, apresentando a modelagem matemática necessária para o cálculo da variação de volume do fluido.

Apesar deste trabalho não desenvolver um simulador de APB, essa etapa é importante para o conhecimento das diversas variáveis influentes no problema e para identificar onde as equações dos métodos de mitigação devem ser incorporadas para uma representação correta e uma solução geral do APB na presença de técnicas mitigadoras.

2.1 Elasticidade linear aplicada a sólidos axissimétricos

Um sólido axissimétrico é definido como um corpo tridimensional que é desenvolvido pela rotação da seção plana sobre o eixo central (WEAVER JR; JOHNSTON; DOUGLAS, 1984). O estado plano de deformação é definido quando as deformações segundo um dos eixos podem ser consideradas nulas. Problemas axissimétricos são similares ao estado plano de deformação expresso em coordenadas cilíndricas (PONTE, 2007). A Figura 2.1 ilustra um exemplo de sólido axissimétrico e as coordenadas utilizadas neste tipo de problema, coordenada longitudinal z , coordenada radial r e a coordenada circunferencial θ , além das coordenadas cartesianas x e y .

Figura 2.1 – Exemplo de sólido axissimétrico



Fonte: Adaptado de Araújo (2012)

Neste trabalho, as tensões horizontais são consideradas iguais e apenas poços verticais são analisados. Portanto, o problema apresenta simetria geométrica e de tensão em relação ao eixo do poço, caracterizando um problema axissimétrico, de forma que pode ser representado por uma seção transversal que, ao ser rotacionada em torno do eixo do poço, gera um sólido de revolução cilíndrico.

As próximas seções apresentam os campos de tensões, deformações e deslocamentos, além das relações constitutivas e cinemáticas para problemas axissimétricos. Esse equacionamento é baseado na teoria da elasticidade linear e utilizado na solução do problema do cilindro vazado (Seção 2.2).

2.1.1 Deslocamentos e deformações

O sólido axissimétrico sob carregamento axissimétrico está sujeito a deslocamento radial u e longitudinal w e, devido à simetria axial, tem deslocamento circunferencial igual a zero (FERREIRA, 2017). Portanto, o campo de deslocamentos é dado por

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} u(r,z) \\ w(r,z) \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (2.1)$$

Devido à simetria axial, os deslocamentos u e w são independentes da coordenada circunferencial θ . Dessa forma, as deformações radial ε_{rr} , longitudinal ε_{zz} e tangencial γ_{rz} são determinadas conforme as Equações 2.2, 2.3 e 2.4, respectivamente.

$$\varepsilon_{rr} = \frac{\partial u}{\partial r} \quad (2.2)$$

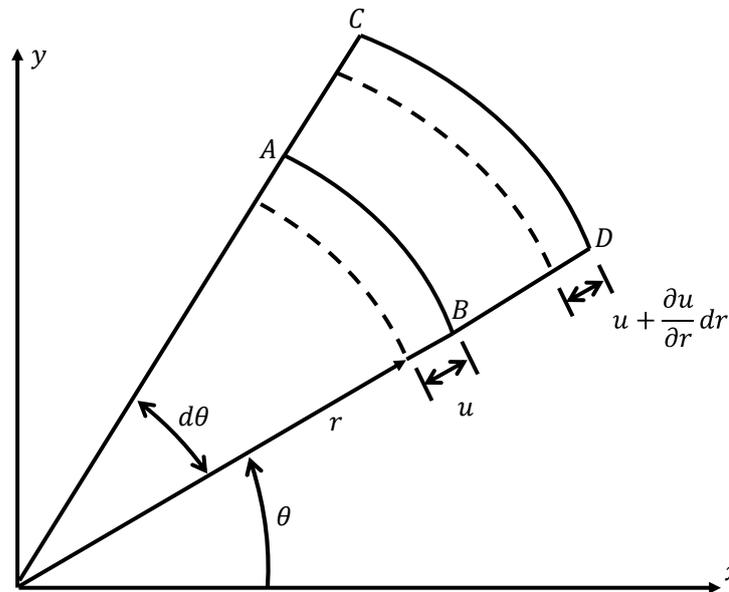
$$\varepsilon_{zz} = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (2.3)$$

$$\varepsilon_{rz} = \frac{1}{2}\gamma_{rz} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z}\right) \quad (2.4)$$

Por outro lado, observa-se na Figura 2.2 que antes da deformação, o comprimento do arco é $rd\theta$. Após a deformação, o comprimento do arco é $(r + u)d\theta$. Portanto, a deformação circunferencial $\varepsilon_{\theta\theta}$ é dada por

$$\varepsilon_{\theta\theta} = \frac{(r + u)d\theta - rd\theta}{rd\theta} = \frac{ud\theta}{rd\theta} = \frac{u}{r}. \quad (2.5)$$

Figura 2.2 – Deformação de um elemento diferencial



Fonte: Adaptado de Logan (2000)

Portanto, o campo de deformações ε é escrito conforme a Equação 2.6.

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_{rr} \\ \varepsilon_{\theta\theta} \\ \varepsilon_{rz} \\ \varepsilon_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial u}{\partial r} \\ \frac{u}{r} \\ \frac{1}{2}\left(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z}\right) \\ \frac{\partial w}{\partial z} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

2.1.2 Tensões e relação constitutiva

Os deslocamentos radiais desenvolvem deformações circunferenciais que provocam as tensões σ_{rr} (radial), σ_{zz} (longitudinal), σ_{rz} (tangencial) e $\sigma_{\theta\theta}$ (circunferencial), as quais são independentes da coordenada θ , devido à simetria em relação ao eixo z (FERREIRA, 2017). Nesse sentido, o campo de tensão é dado por

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{rr} \\ \sigma_{\theta\theta} \\ \sigma_{rz} \\ \sigma_{zz} \end{bmatrix}. \quad (2.7)$$

Sadd (2009) apresenta a Lei de Hooke para representar o comportamento elástico linear de um material sólido e isotrópico. Caso a variação de temperatura (ΔT) seja considerada, a relação constitutiva é calculada conforme a Equação 2.8.

$$\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_{kk} \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} - (3\lambda + 2G) \alpha \Delta T \delta_{ij} \quad (2.8)$$

A Equação 2.8 também é conhecida como lei constitutiva termoelástica de Duhamel-Neumann (SADD, 2009). Nota-se que apenas duas constantes elásticas independentes são necessárias para descrever o comportamento dos materiais isotrópicos. Na Equação 2.8, δ_{ij} é o delta de Kronecker e α é o coeficiente de expansão térmica. λ é a constante de Lamé e G é o módulo de elasticidade transversal. Ambos podem ser expressos em função do módulo de elasticidade longitudinal E e coeficiente de Poisson ν de acordo com as Equações 2.9 e 2.10.

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)} \quad (2.9)$$

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (2.10)$$

Substituindo as Equações 2.9 e 2.10 na Equação 2.8, tem-se que

$$\sigma_{ij} = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-2\nu)\varepsilon_{ij} + \nu\delta_{ij}\varepsilon_{kk}] - \frac{E\alpha\Delta T}{(1-2\nu)} \delta_{ij}. \quad (2.11)$$

A Equação 2.11 pode ser escrita de acordo com suas componentes:

$$\sigma_{rr} = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-\nu)\varepsilon_{rr} + \nu(\varepsilon_{\theta\theta} + \varepsilon_{zz})] - \frac{E\alpha\Delta T}{(1-2\nu)}, \quad (2.12)$$

$$\sigma_{zz} = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-\nu)\varepsilon_{zz} + \nu(\varepsilon_{\theta\theta} + \varepsilon_{rr})] - \frac{E\alpha\Delta T}{(1-2\nu)}, \quad (2.13)$$

tensor de tensões, e \mathbf{F} representa as forças de corpo. A Equação 2.16 pode ser escrita de acordo com suas componentes:

$$\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{r\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{rz}}{\partial z} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} + F_r = 0, \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial \sigma_{\theta r}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{\theta z}}{\partial z} + 2 \frac{\sigma_{\theta r}}{r} + F_\theta = 0, \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial \sigma_{zr}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{z\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + \frac{\sigma_{zr}}{r} + F_z = 0. \quad (2.19)$$

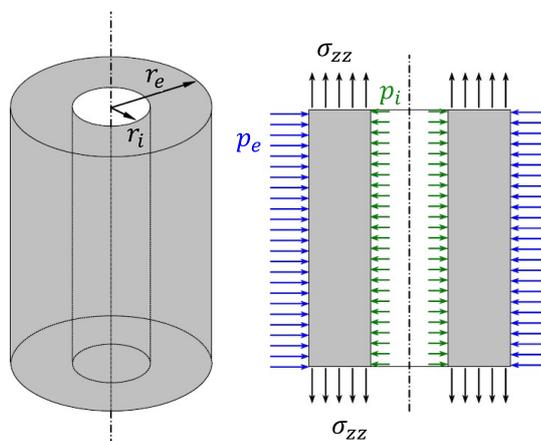
As equações de equilíbrio para um sólido axissimétrico são particularizadas para o problema do cilindro vazado com o objetivo de encontrar expressões que descrevam os campos de tensões, deformações e deslocamentos de acordo com as características intrínsecas desse tipo de problema.

2.2 Problema do cilindro vazado

O problema de um cilindro vazado é um exemplo simples de um furo em uma formação submetida a um estado de tensões. Esse modelo é muito importante, pois ensaios de laboratório acerca de estabilidade de poços comumente são baseados em modelos nesse formato. O cilindro vazado também serve como modelo simplificado para poços verticais através de formações onde as tensões horizontais são iguais (ARAÚJO, 2012).

Neste tipo de abordagem, é assumido que o cilindro está submetido a uma tensão longitudinal σ_{zz} , e são derivadas as expressões para as tensões no cilindro considerando uma pressão interna p_i e uma pressão externa p_e de atuação constante no tempo e independente de θ e de z na direção normal à parede em que atuam (ARAÚJO, 2012), conforme ilustra a Figura 2.4.

Figura 2.4 – Seção do modelo do cilindro vazado



De acordo com Araújo (2012), o único deslocamento acontece na direção radial, e não há variação ao longo do eixo. Dessa forma, ao considerar as equações diferenciais de equilíbrio (Equações 2.17 a 2.19) apenas na direção radial e negligenciando as forças de volume, tem-se que

$$\frac{d\sigma_{rr}}{dr} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} = 0. \quad (2.20)$$

Substituindo as Equações 2.2 e 2.5 nas Equações 2.12 e 2.14, realizando algumas manipulações algébricas e as operações de diferenciação, a Equação 2.20 pode ser reescrita como

$$\frac{d^2u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{du}{dr} - \frac{u^2}{r^2} = 0. \quad (2.21)$$

A solução geral da Equação 2.21 é dada por

$$u(r) = C_1 r + \frac{C_2}{r}. \quad (2.22)$$

As constantes de integração C_1 e C_2 são determinadas de acordo com as condições de contorno $\sigma_{rr}(r = r_i) = -p_i$ e $\sigma_{rr}(r = r_e) = -p_e$. Portanto,

$$C_1 = \frac{1 - \nu}{E} \cdot \left(\frac{r_i^2 p_i - r_e^2 p_e}{r_e^2 - r_i^2} \right) \quad (2.23)$$

$$C_2 = \frac{1 - \nu}{E} \cdot \left(\frac{r_i^2 r_e^2 (p_i - p_e)}{r_e^2 - r_i^2} \right) \quad (2.24)$$

Dessa forma, as tensões para o problema do cilindro vazado são expressas conforme as Equações 2.25 e 2.26.

$$\sigma_{rr}(r) = \frac{r_i^2 p_i - r_e^2 p_e}{r_e^2 - r_i^2} - \frac{r_i^2 r_e^2 (p_i - p_e)}{(r_e^2 - r_i^2) r} \quad (2.25)$$

$$\sigma_{\theta\theta}(r) = \frac{r_i^2 p_i - r_e^2 p_e}{r_e^2 - r_i^2} + \frac{r_i^2 r_e^2 (p_i - p_e)}{(r_e^2 - r_i^2) r} \quad (2.26)$$

Por outro lado, o deslocamento pode ser expresso de acordo com a Equação 2.27.

$$u_{rr}(r) = \frac{r}{E(r_e^2 - r_i^2)} \left[(1 - \nu)(p_i r_i^2 - p_e r_e^2) + \frac{(1 + \nu) r_i^2 r_e^2}{r^2} (p_i - p_e) \right] \quad (2.27)$$

Essas equações consideram um cilindro com as extremidades abertas ($\sigma_{zz} = 0$). Para

tubos de condução, considera-se a tensão longitudinal, pois há mudanças de direção ou até mesmo interrupção do fluxo ao longo de um sistema de tubulações (SANTOS, 2017).

A tensão longitudinal é dada pela razão entre a diferença das forças na extremidade do tubo, devido às pressões externa e interna, e a área do cilindro vazado (SANTOS, 2017). Nota-se que a soma das tensões radial e circunferencial é independente do raio. Como a tensão média é constante, tem-se que a tensão longitudinal é constante ($\sigma_{zz} = \sigma_0$) (ARAÚJO, 2012). Portanto, caso seja necessário considerar os carregamentos axiais e a variação de temperatura na direção radial, a Equação 2.27 é reescrita nos termos da Equação 2.28.

$$u_{rr}(r) = \frac{r}{E(r_e^2 - r_i^2)} \left[(1 - \nu)(p_i r_i^2 - p_e r_e^2) + \frac{(1 + \nu)r_i^2 r_e^2}{r^2} (p_i - p_e) \right] - \frac{\nu r \sigma_0}{E} + \alpha r \Delta T \quad (2.28)$$

Para o problema do APB, a aplicação da teoria da elasticidade linear a sólidos axissimétricos e a resolução do problema do cilindro vazado são etapas importantes para a definição dos deslocamentos. Essas informações são cruciais na etapa do cálculo dos volumes dos anulares. O equacionamento do APB é detalhado nas próximas seções.

2.3 Aumento de pressão em anulares de poços

O Aumento de pressão em anulares (APB) é a consequência da diferença entre a variação de volume irrestrita de um fluido e a variação de volume permitida pelo seu recipiente (SATHUVALLI et al., 2005). O acúmulo de pressão também pode ser provocado pela expansão térmica do fluido em anulares selados de poços de alta pressão e alta temperatura (OUDEMAN; KEREM, 2006). Antes do início da produção do poço, os fluidos entre as rochas estão em equilíbrio térmico com a formação. Durante os períodos de produção, as altas temperaturas desenvolvidas no poço agravam o fenômeno de acúmulo de pressão nos anulares, pois a expansão térmica dos líquidos tende a aumentar em temperaturas mais elevadas (OUDEMAN; KEREM, 2006).

Nas últimas décadas o fenômeno do APB tem chamado atenção devido ao aumento da profundidade alcançada nos poços, os quais são expostos a condições de pressão e temperatura cada vez mais extremas. Por outro lado, o aumento da vazão de produção eleva o nível do APB (BARCELOS, 2017).

Segundo Sathuvalli et al. (2005), a modelagem matemática do APB pode ser realizada utilizando duas abordagens. A principal diferença entre elas está no método de cálculo da variação de volume de fluido que está aprisionado no anular (ΔV_{fl}). A primeira abordagem determina essa variação de fluido a partir do prévio conhecimento do coeficiente de expansão térmica e compressibilidade do fluido. E essa abordagem é detalhada na Seção 2.3.2. A segunda abordagem é uma consequência da conservação da massa dentro do anular, detalhada na Seção 2.3.3.

O simulador de APB utilizado neste trabalho considera a primeira abordagem. Independentemente do método utilizado para calcular a variação de volume do fluido, o APB é

determinado equalizando a variação de volume do fluido com a variação de volume do anular (ΔV_{an}), conforme a Equação 2.29. Não é o foco deste trabalho detalhar todas as etapas do processo de solução do APB, estando tal detalhamento disponível em Vasconcelos (2019).

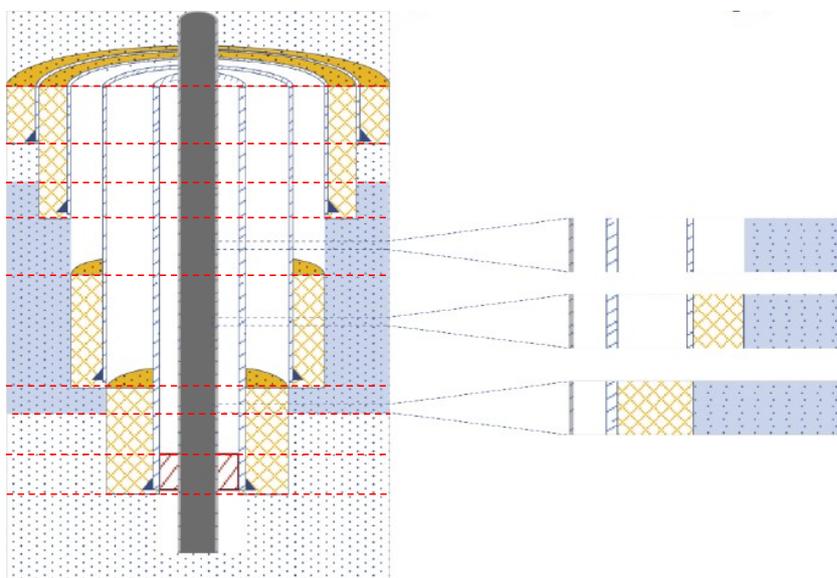
$$\Delta V_{fl} = \Delta V_{an} \quad (2.29)$$

2.3.1 Variação de volume do anular

A variação de volume do anular está associada aos deslocamentos dos elementos sólidos (revestimentos, cimento ou formação geológica). Nesse sentido, Vasconcelos (2019) utiliza a solução do problema do cilindro vazado (Seção 2.2) para desenvolver uma expressão capaz de obter os deslocamentos dos elementos sólidos e, conseqüentemente, determinar a variação de volume do anular.

Poços de petróleo, geralmente, apresentam seções com diversas configurações, apresentando regiões de contato entre revestimento-anular-formação, revestimento-anular-cimento-formação, além da intercalação dessas regiões quando existe mais de um anular (VASCONCELOS, 2019). Portanto, subdivisões do poço em camadas são realizadas de acordo com as discontinuidades observadas em sua geometria, para que cada camada apresente as mesmas configurações, conforme ilustra a Figura 2.5.

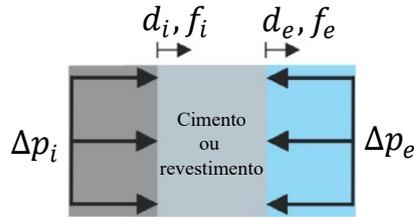
Figura 2.5 – Representação das camadas em um poço de petróleo



Fonte: Adaptado de Vasconcelos (2019)

Isolando um elemento sólido submetido à carregamentos em suas faces externa e interna, conforme ilustra a Figura 2.6, e aplicando a Equação 2.28 para cada grau de liberdade (d_i e d_e), a condição de equilíbrio por radiano é determinada de acordo com a Equação 2.30.

Figura 2.6 – Elemento sólido submetido à carregamentos



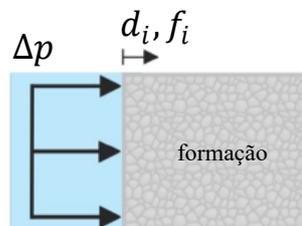
Fonte: Vasconcelos (2019)

$$\frac{Ee_c}{(1 - \nu^2)(r_e^2 - r_i^2)} \begin{bmatrix} (1 + \nu)r_i^2 + (1 - \nu)r_e^2 & -2r_i r_e \\ -2r_i r_e & (1 - \nu)r_i^2 + (1 + \nu)r_e^2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} d_i \\ d_e \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} r_i(\Delta p_i + \frac{E\alpha\Delta T - \nu\sigma + 0}{\nu - 1}) \\ -r_e(\Delta p_e + \frac{E\alpha\Delta T - \nu\sigma + 0}{\nu - 1}) \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} f_i \\ f_e \end{Bmatrix} \quad (2.30)$$

Na Equação 2.30, e_c representa a espessura da camada, d_i é associado ao deslocamento nodal interno do elemento sólido quando, na Equação 2.27, o raio r assume o valor do raio interno do sólido r_i . De forma análoga, d_e é associado ao deslocamento nodal externo do elemento sólido quando, na Equação 2.27, o raio r assume o valor do raio externo do sólido r_e . Δp_i e Δp_e são os incrementos de pressão nas faces interna e externa, respectivamente. f_i e f_e são as forças nodais interna e externa proporcionadas pelas pressões em cada uma das faces do elemento sólido.

O deslocamento radial da formação, devido a pressão exercida pelo fluido na rocha, é determinado por meio do modelo elástico linear, conforme ilustra a Figura 2.7.

Figura 2.7 – Formação rochosa submetida à pressão do fluido



Fonte: Vasconcelos (2019)

A partir da Equação 2.28 e adotando algumas particularidades tem-se a determinação de uma expressão para o cálculo do deslocamento da formação. Segundo Vasconcelos (2019), essas particularidades são: i) diâmetro externo infinito, representando a formação que circunda o poço; ii) pressão externa p_e , quando o raio r_e tende ao infinito, apresenta um valor nulo; e iii)

ignorar a tensão radial e a variação da temperatura na formação. Dessa forma, a Equação 2.27 é reescrita para

$$u_r = \frac{(1 + \nu)r_i^2}{rE} p_i \quad (2.31)$$

Para calcular o deslocamento da parede interna do poço d_i , quando $r = r_i$, tem-se que

$$d_i = \frac{(1 + \nu)r_i}{E} p_i \quad (2.32)$$

Ao considerar que a pressão é dada pela razão entre força e a área $p_i = \frac{f_i}{A}$, aplicada perpendicularmente sobre uma superfície, e adotando-se a largura de um radiano, ou seja, $A = \frac{2\pi r_i e_c}{2\pi}$, a Equação 2.32 é reescrita para

$$d_i = f_i \frac{(1 + \nu)}{E e_c} \quad (2.33)$$

As Equações 2.30 e 2.33 são utilizadas para determinar a variação de volume do anular na Equação 2.29. Não é o objetivo deste trabalho descrever todos os detalhes da formulação *multistring* para solução do problema de APB, entretanto, esse processo é apresentado em Vasconcelos (2019). Em seu estudo, Vasconcelos (2019) considera, inclusive, rochas com comportamento viscoelástico.

2.3.2 Variação de volume do fluido através dos coeficientes de expansão isotérmica e isobárica

Segundo Oudeman e Bacarreza (1995), respeitando a equação de estado, a pressão P em um fluido depende da quantidade de massa de fluido m_{fl} , do volume de fluido V_{fl} e da temperatura T , conforme apresentado na Equação 2.34.

$$P = P(m_{fl}, V_{fl}, T) \quad (2.34)$$

Segundo Vasconcelos (2019), para anulares completamente selados, o APB é governado pela razão isobárica de expansão térmica e da compressibilidade isotérmica do fluido. Termodinamicamente, a variação do volume ∂V_{fl} do fluido pode ser expressa como uma função das variações de temperatura ∂T e pressão ∂P (VASCONCELOS, 2019), conforme apresentado na Equação 2.35.

$$\partial V_{fl} = \left(\frac{\partial V_{fl}}{\partial T} \right)_P \partial T + \left(\frac{\partial V_{fl}}{\partial P} \right)_T \partial P \quad (2.35)$$

O subscrito P no primeiro termo indica que a pressão é mantida constante. De forma análoga, o subscrito T indica que a temperatura é mantida constante. O coeficiente de expansão térmica (isobárica) α é definido através da Equação 2.36.

$$\alpha \equiv \frac{(\partial V/\partial T)_P}{V} \quad (2.36)$$

O coeficiente isotérmico de compressibilidade k_t é definido através da Equação 2.37.

$$k_t \equiv -\frac{(\partial V/\partial P)_T}{V} \quad (2.37)$$

A Equação 2.35 pode ser reescrita usando as definições apresentadas anteriormente do coeficiente de expansão térmica e coeficiente isotérmico de compressibilidade.

$$\partial V_{fl} = V_{fl}\alpha\partial T - V_{fl}k_t\partial P = V_{fl}(\alpha\partial T - k_t\partial P)$$

Para um anular completamente selado, tem-se que

$$\Delta V_{fl} = V_{fl}(\alpha\Delta T - k_t\Delta P). \quad (2.38)$$

A Equação 2.38 é frequentemente escrita em função da pressão, conforme a Equação 2.39.

$$\Delta P = \frac{\alpha}{k_t}\Delta T - \frac{\Delta V_{fl}}{k_t V_{fl}} \quad (2.39)$$

Segundo Vasconcelos (2019), um terceiro termo pode ser considerado na Equação 2.39 referente a contribuição do efluxo ou influxo do fluido no interior do anular, conforme apresentado na Equação 2.40.

$$\Delta P = \frac{\alpha}{k_t}\Delta T - \frac{\Delta V_{fl}}{k_t V_{fl}} + \frac{\Delta V_l}{k_t V_l} \quad (2.40)$$

Nesta Equação, a variação de volume do fluido no interior do anular ΔV_l assume valor positivo na ocorrência de influxo, e assume valor negativo na ocorrência de efluxo.

A Equação 2.40 é utilizada para determinar a variação de volume do fluido na Equação 2.29, além disso, essa é a abordagem que é adotada no simulador de APB desenvolvido por Vasconcelos (2019), o qual é utilizado neste trabalho.

2.3.3 Variação de volume do fluido através da conservação da massa no anular

Segundo Halal e Mitchell (1994), os dois fatores principais que afetam as pressões são a expansão térmica dos fluidos confinados nos anulares e o deslocamento radial ou longitudinal dos revestimentos adjacentes ao anular. Esses efeitos são acoplados através da pressão e são resolvidos simultaneamente.

A massa de um fluido m_{fl} pode ser obtida por meio da relação entre a densidade ρ e o volume $dV = Adz$, conforme apresentado na Equação 2.41. A densidade é calculada em pontos no anular de acordo com a pressão P e temperatura T .

$$m_{fl} = \int_L \rho(P,T)Adz \quad (2.41)$$

Na Equação 2.41, A é a área da seção transversal do anular. A integral é calculada sobre o comprimento do anular L , assumindo que as dimensões verticais são fixas. A massa de fluido dentro do anular é fixa para uma variação Δ do estado inicial (denotado pelo subscrito i) para o final. As densidades iniciais são avaliadas nas pressões e temperaturas iniciais, e as densidades finais são avaliadas com as pressões e temperaturas calculadas de acordo com a operação realizada no poço, conforme a Equação 2.42.

$$\int_L \rho_i(P_i,T_i)Adz = \int_L (\rho_i(P_i,T_i) + \Delta\rho(P,T))(A + \Delta A)dz \quad (2.42)$$

Desenvolvendo os termos do lado direito da Equação 2.42, tem-se que

$$\begin{aligned} \int_L \rho_i(P_i,T_i)Adz &= \int_L (\rho_i(P_i,T_i)A + \rho_i(P_i,T_i)\Delta A + \Delta\rho(P,T)A + \Delta\rho(P,T)\Delta A)dz \\ 0 &= \int_L \Delta A(\rho_i(P_i,T_i) + \Delta\rho(P,T))dz + \int_L \Delta\rho(P,T)Adz \end{aligned}$$

Dividindo toda a equação por $(\rho_i(P_i,T_i) + \Delta\rho(P,T))$, tem-se que

$$0 = \int_L \Delta Adz + \int_L \frac{\Delta\rho(P,T)}{(\rho_i(P_i,T_i) + \Delta\rho(P,T))}Adz.$$

Lembrando que $dV = Adz$, a Equação 2.42 é reescrita em sua forma tradicional (Equação 2.43), conforme apresentada em Sathuvalli et al. (2005).

$$\Delta V_{fl} = - \int_{V_a} \frac{\Delta\rho(P,T)}{\rho_i(P_i,T_i) + \Delta\rho(P,T)}dV_a \quad (2.43)$$

A Equação 2.40 pode ser utilizada para determinar a variação de volume do fluido na Equação 2.29.

2.4 Fluidos de perfuração

A conclusão bem-sucedida de um poço de petróleo e seu custo dependem em grande parte das propriedades do fluido de perfuração. O custo do fluido de perfuração em si é relativamente pequeno, mas a escolha do fluido certo e a manutenção das propriedades certas

durante a perfuração influenciam profundamente os custos totais do poço (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

Segundo Caenn, Darley e Gray (2011), algumas das principais funções desempenhadas pelo fluido de perfuração são:

1. Carrear os cascalhos cortados pela broca para a superfície;
2. Resfriar e limpar a broca;
3. Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as laterais do furo do poço;
4. Manter a estabilidade das seções não revestidas do poço;
5. Impedir a entrada de fluidos - óleo, gás ou água - de rochas permeáveis penetradas.

Esses autores classificam os fluidos de perfuração de acordo com a sua base:

- Fluido base água: Partículas sólidas são suspensas em água ou salmoura. O óleo pode ser emulsionado na água, caso em que a água é chamada de fase contínua;
- Fluido base óleo: Partículas sólidas são suspensas em óleo. Água ou salmoura é emulsificada no óleo, ou seja, o óleo é a fase contínua;
- Gás: Os cascalhos da perfuração são removidos por um fluxo de alta velocidade de ar ou gás natural. Agentes espumantes são adicionados para remover pequenas entradas de água.

Como os fluidos de perfuração se comprimem sob pressão e se expandem com a temperatura, suas densidades de fundo de poço podem ser bastante diferentes de suas densidades de superfície, que são normalmente medidas durante as operações de perfuração. Depois que o fluido é submetido à temperaturas e pressões mais elevadas, seu volume muda, principalmente devido à expansão ou contração do óleo base e da água salgada (PETERS; CHENEVERT; ZHANG, 1990).

2.4.1 Modelagem matemática dos fluidos de perfuração

Ao longo do tempo, pesquisadores dedicaram-se no desenvolvimento de modelos matemáticos para descrever a variação da densidade de fluidos de perfuração de acordo com a temperatura e pressão. Halal e Mitchell (1994), por exemplo, utilizaram o método de Sorelle et al. (1982) para fluidos à base de óleo, correlação de água ASME para fluidos à base de água, o método de Kemp e Thomas para salmouras puras e mistas, e a Equação de estado de Soave-Redlich-Kwong para gases arrastados ou tampas de gás.

Neste trabalho, a modelagem do fluido é baseada nos estudos de Zamora et al. (2013), onde são apresentados dados de pressão, volume e temperatura (PVT) medidos e coeficientes de correlação para prever densidades de fluido de perfuração sob temperaturas e pressões extremas. Os fluidos apresentados incluem óleos básicos, sintéticos, salmouras e fluidos de perfuração de campo. É utilizada uma regressão com uma Equação polinomial de segunda ordem, conforme a Equação 2.44, para determinar a densidade do fluido em função da temperatura e pressão (ZAMORA et al., 2013).

$$\rho_{\text{óleo}} \text{ ou } \rho_{\text{salmoura}} = (a_1 + b_1P + c_1P^2) + (a_2 + b_2P + c_2P^2)T \quad (2.44)$$

Em seu trabalho, Zamora et al. (2013) determinaram os coeficientes de correlação para diferentes tipos de fluido considerando a pressão em psi e a temperatura em Fahrenheit, resultando na densidade do fluido em libras por galão (ppg - *pounds per gallon*). Dessa forma, para utilizar a Equação 2.44 corretamente, é preciso que as unidades sejam mantidas. Caso os coeficientes não estejam disponíveis para o fluido de perfuração, a Equação 2.44 é usada para cada um dos constituintes do fluido e depois combinada utilizando o modelo composicional de Hoberock, conforme a Equação 2.45.

$$\rho(P_2, T_2) = \frac{\rho_{o1}f_o + \rho_{w1}f_w + \rho_s f_s + \rho_c f_c}{1 + f_o \left(\frac{\rho_{o1}}{\rho_{o2}} - 1 \right) + f_w \left(\frac{\rho_{w1}}{\rho_{w2}} - 1 \right)} \quad (2.45)$$

Nesta Equação, $\rho(P_2, T_2)$ é a densidade do fluido de perfuração sob a pressão P_2 e temperatura T_2 , ρ_{o2} e ρ_{w2} são as densidades do óleo e da água, respectivamente, sob a pressão P_2 e temperatura T_2 . De forma análoga, ρ_{o1} e ρ_{w1} são as densidades do óleo e da água, sob a pressão P_1 e T_1 . Os quatro termos são calculados utilizando a Equação 2.44. Os termos f_o , f_w , f_s e f_c representam as frações volumétricas para o óleo, água, sólidos e químicos.

Segundo Peters, Chenevert e Zhang (1990) e Zamora et al. (2013), a compressibilidade é essencialmente desprezível. Adicionalmente, os volumes químicos são ignorados, devido ao reduzido volume na composição do fluido (VASCONCELOS, 2019).

O modelo composicional demonstra que a densidade do fluido sob determinada pressão e temperatura pode ser prevista a partir do conhecimento de sua composição, das densidades dos constituintes sob temperatura e pressão ambiente, e da densidade dos constituintes líquidos em pressão e temperatura elevadas.

Durante o desenvolvimento deste trabalho, foi elaborada uma tabela (Apêndice A) com os coeficientes de correlação para os fluidos PVT. Em trabalhos encontrados na literatura, geralmente, estes coeficientes não são apresentados. Como o resultado do APB é fortemente influenciado pela correta modelagem dos fluidos que preenchem os anulares, o acesso à estes coeficientes permite a reprodução de diversos cenários de forma mais precisa.

Para o problema de APB, com relação ao cálculo da variação de volume no anular, Sathuvalli et al. (2017) atentam que considerar as propriedades do fluido como constantes geralmente funciona bem quando a distribuição inicial de temperatura e pressão no fluido não varia significativamente ao longo do volume do anular, a diferença entre as temperaturas inicial e final do fluido é pequena e, a variação de temperatura é positiva.

Visto que essas condições não são usuais em operações típicas em poços de petróleo, para o cálculo da variação de volume no anular utilizando os coeficientes de expansão isotérmica e isobárica, faz-se necessária uma estratégia que relacione esses dois coeficientes com a densidade do fluido, bem como a sua variação de acordo com as condições de pressão e temperatura.

2.4.2 Atualização da densidade

Segundo Vasconcelos (2019), após incrementos térmicos, a pressão atinge uma nova condição de equilíbrio, portanto, a massa específica do fluido também atinge um novo estado de equilíbrio, estimado a partir da condição inicial. Considerando uma discretização do poço em intervalos verticais k , a condição de equilíbrio é alcançada em cada intervalo para cada anular. Isso eleva o custo computacional. Neste contexto, Perez (2015) sugere e apresenta uma formulação matemática para determinar a densidade em uma nova configuração utilizando o método de Newton-Raphson, associado às Equações 2.44 e 2.45.

Primeiramente, tem-se uma estimativa inicial para a densidade das bases dos fluidos. Segundo Perez (2015), uma boa estimativa é o coeficiente $a_{1,b}$. O subscrito b denota o tipo da base do fluido. Portanto,

$$\rho_{o1,e}(P,T) = a_{1,o} \quad (2.46)$$

$$\rho_{w1,e}(P,T) = a_{1,w} \quad (2.47)$$

Com a estimativa da densidade das bases, estima-se a densidade do fluido na condição inicial, dada por

$$\rho_{fl1,k}(P_i, T_i) = \rho_{o1e,k}(P_1, T_1)f_o + \rho_{w1e,k}(P_1, T_1)f_w + \rho_s f_s + \rho_c f_c \quad (2.48)$$

Em posse da densidade do fluido, é possível determinar os valores de densidade e compor o perfil de pressão hidrostática do fluido e, através da Equação 2.49.

$$\int dP_{h,k} = 0,1704 \int_L \rho_{fl,k}(P,T)dL \quad (2.49)$$

O número 0,1704 é um fator de conversão (para a pressão em psi, densidade em ppg e a profundidade em metro). Segundo Perez (2015), uma boa aproximação da integral é considerar intervalos k com comprimento $dL = 1 \text{ m}$. Sendo assim, a integral pode ser substituída pelo somatório,

$$P_{1h,k} = 0,1704 \sum_{L=1}^k [\rho_{fl1,k}(P_1, T_1)dL]. \quad (2.50)$$

Estimado o perfil de pressão inicial, a primeira iteração é realizada calculando a densidade das bases novamente, de acordo com a Equação 2.44. Portanto,

$$\rho_{b1,k}(P,T) = (a_{1,b} + b_{1,b}P_{1,k} + c_{1,b}P_{1,k}^2) + (a_{2,b} + b_{2,b}P_{1,k} + c_{2,b}P_{1,k}^2)T_{1,k}. \quad (2.51)$$

A partir da densidade das bases, calcula-se novamente a densidade do fluido, conforme a Equação 2.52.

$$\rho_{fl1,k}(P_1, T_1) = \rho_{o1,k}(P_1, T_1)f_o + \rho_{w1,k}(P_1, T_1)f_w + \rho_s f_s + \rho_c f_c \quad (2.52)$$

Tem-se a função de interesse, Equação 2.52, no formato $f(\rho_{fl1,k}) = 0$, logo,

$$f(\rho_{fl1,k}) = \rho_{o1,k}(P_1, T_1)f_o + \rho_{w1,k}(P_1, T_1)f_w + \rho_s f_s + \rho_c f_c - \rho_{fl1,k}(P_1, T_1). \quad (2.53)$$

Posteriormente, pode-se expressar a formulação de recorrência do método de Newton-Raphson para o cálculo da densidade do fluido de acordo com a Equação 2.54.

$$\rho_{fl1,k}^{n+1} = \rho_{fl1,k}^n - \frac{f(\rho_{fl1,k}^n)}{f'(\rho_{fl1,k}^n)} \quad (2.54)$$

Na Equação 2.54, o índice n conta as iterações. Quando a diferença entre a densidade calculada na iteração $n + 1$ e a calculada na iteração n for menor que a tolerância (determinado previamente) a convergência do método é atingida, encerrando o processo iterativo. Nesse sentido, a derivada $f'(\rho_{fl1,k})$, é calculada através da Equação 2.55.

$$\frac{df(\rho_{fl1,k})}{d\rho_{fl1,k}} = \frac{d\rho_{o1,k}}{d\rho_{fl1,k}} f_o + \frac{d\rho_{w1,k}}{d\rho_{fl1,k}} f_w + \frac{d\rho_{s,k}}{d\rho_{fl1,k}} f_s + \frac{d\rho_{c,k}}{d\rho_{fl1,k}} f_c - \frac{d\rho_{fl1,k}}{d\rho_{fl1,k}} \quad (2.55)$$

Como a compressibilidade e a expansão térmica dos sólidos são desprezíveis e os volumes químicos são ignorados devido à sua baixa fração volumétrica, é razoável desprezar o terceiro e o quarto termos da Equação 2.55. Assim, pela regra da cadeia,

$$\frac{df(\rho_{fl1,k})}{d\rho_{fl1,k}} = \frac{d\rho_{o1,k}}{dP_{1,k}} \frac{dP_{1,k}}{d\rho_{fl1,k}} f_o + \frac{d\rho_{w1,k}}{dP_{1,k}} \frac{dP_{1,k}}{d\rho_{fl1,k}} f_w - 1. \quad (2.56)$$

Onde, os termos da Equação 2.56 são calculados de acordo com as Equações 2.57 e 2.58.

$$\frac{d\rho_{b1,k}}{dP_{1,k}} = (b_{1,b} + 2c_{1,b}P_{1,k}) + (b_{2,b} + 2c_{2,b}P_{1,k})T_{1,k} \quad (2.57)$$

$$\frac{dP_{1,k}}{d\rho_{fl1,k}} = \frac{d}{d\rho_{fl1,k}} (0,1704 \sum_{L=1}^k [\rho_{fl1,k}(P_1, T_1)dL]) = 0,1704k \quad (2.58)$$

Dessa forma, tem-se todas as parcelas necessárias para a utilização da Equação (2.54) de recorrência. Segundo Perez (2015), para uma tolerância de 10^{-6} , a convergência é atingida entre uma a três iterações.

2.4.3 Atualização dos coeficientes de expansão isotérmica e isobárica

Para um anular selado, não há variação da massa do fluido dada uma variação de temperatura, ou seja,

$$\frac{\partial m}{\partial T} = 0. \quad (2.59)$$

Dessa forma, derivando a Equação 2.41, em relação a temperatura, tem-se que

$$\frac{\partial m}{\partial T} = \frac{\partial \rho}{\partial T} V + \rho \frac{\partial V}{\partial T} = 0. \quad (2.60)$$

Ao dividir toda a Equação 2.60 por ρV e reorganizar os termos, tem-se que

$$\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial T} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial T}. \quad (2.61)$$

Nota-se que o termo à esquerda da igualdade representa o coeficiente de expansão térmica, sendo possível determiná-lo por meio da densidade de acordo com a Equação 2.62.

$$\alpha \equiv -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_P \quad (2.62)$$

De forma análoga, para um anular selado, não há variação da massa do fluido dada uma variação de pressão, ou seja,

$$\frac{\partial m}{\partial P} = 0. \quad (2.63)$$

Dessa forma, derivando a Equação 2.41, em relação a pressão, tem-se que

$$\frac{\partial m}{\partial P} = \frac{\partial \rho}{\partial P} V + \rho \frac{\partial V}{\partial P} = 0. \quad (2.64)$$

Ao dividir toda a Equação 2.64 por ρV e reorganizar os termos, tem-se que

$$\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P}. \quad (2.65)$$

Nota-se que o termo à esquerda da igualdade representa o negativo do coeficiente isotérmico de compressibilidade, sendo possível determiná-lo por meio da densidade de acordo com a Equação 2.66.

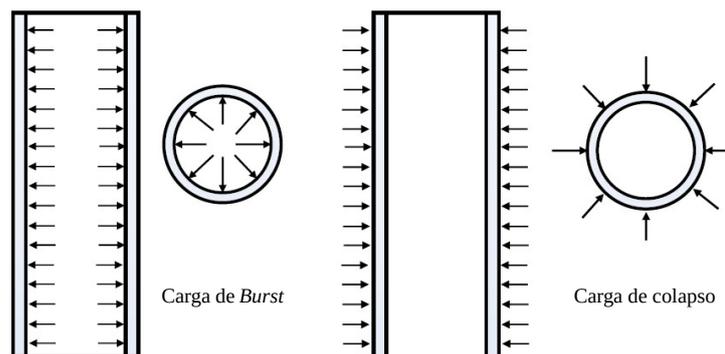
$$k_t \equiv \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (2.66)$$

3 MITIGAÇÃO DO APB

Um dos objetivos de mitigar o APB e reduzir problemas associados a cargas provocadas por ele é garantir a integridade estrutural do poço. Nesse sentido, surge o conceito de APB permissível. Sathuvalli et al. (2005) o definem como a capacidade de aumento de pressão que um anular pode suportar sem comprometer sua resistência ao colapso ou ruptura (*burst*), conforme ilustra a Figura 3.1. Na maioria das situações estudadas por eles, o APB permissível é determinado pela resistência ao colapso do revestimento interno do anular.

Projetos de revestimentos e componentes de um poço de petróleo incluem outros tipos de cenários além do APB. Por exemplo, devem ser analisados os casos de perda de circulação total, esvaziamento total (*full evacuation*) e parcial, furo na coluna de Produção/Injeção (*tubing leaking*), dentre outros. Desenvolver projetos de estrutura de poço não é o foco deste trabalho, portanto, serão avaliados apenas os cenários de APB, verificando as cargas de colapso e *burst*.

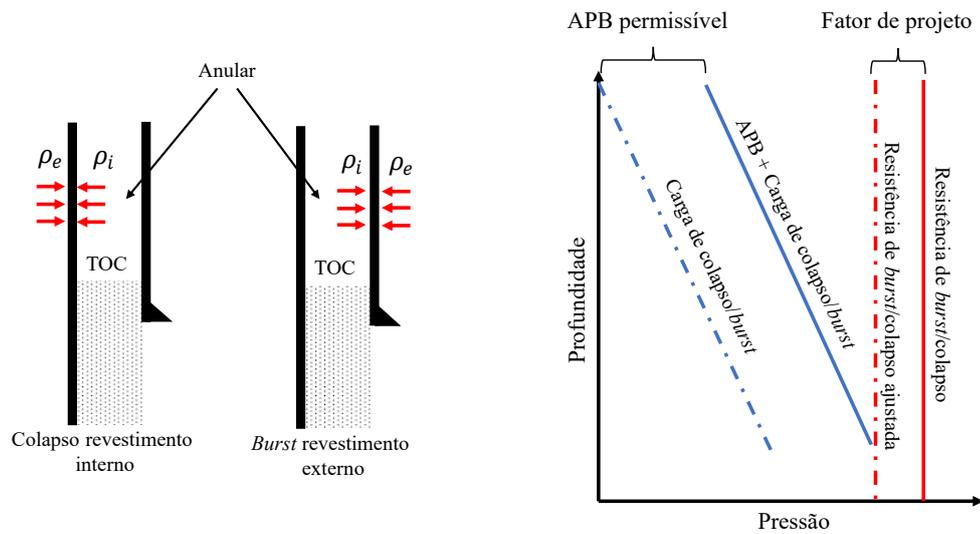
Figura 3.1 – Cargas de colapso e *burst*



Fonte: Adaptado de Udegbunam et al. (2017)

Segundo Salas (2017), antes de qualquer APB ser aplicado a um determinado anular, os revestimentos já sofrem cargas devido à pressão hidrostática da lama no anular. Dentre os carregamentos aplicados aos revestimentos, destacam-se a carga de *burst*, que é a resultante da diferença entre as pressões hidrostáticas interna e externa e carga de colapso, que é a resultante da diferença entre as pressões hidrostáticas externa e interna, conforme ilustra a Figura 3.2. O APB permissível é a pressão anular que pode ser aplicada às cargas hidrostáticas resultantes sem colapsar ou causar a ruptura (*burst*) das colunas. O sistema de vedação da cabeça de poço também deve ser analisado, mas não é escopo do trabalho presente. As classificações nominais (resistências) de ruptura e colapso são ajustadas pelo o Fator de Segurança de Projeto (DSF - *Design Safety Factor*) desejado (SALAS, 2017). O gráfico da Figura 3.2 ilustra como pode ser realizada a interpretação do APB permissível.

Figura 3.2 – APB permissível



Fonte: Adaptado de Salas (2017)

Segundo Salas (2017) o APB permissível ao colapso (em psi) $\Delta P_{permissivel}^{(colapso)}$ e o APB permissível ao *burst* $\Delta P_{permissivel}^{(burst)}$, expressos em psi, podem ser determinados por meio das Equações 3.1 e 3.2, respectivamente. Nas expressões abaixo, os termos $\sigma_{colapso}$ e σ_{burst} são as resistências dos revestimentos ao colapso e ao *burst*, expressas em psi, respectivamente. ρ_e e ρ_i são as densidades dos fluidos externo e interno, ambas em ppg, conforme ilustra a Figura 3.2. t_r é a espessura do revestimento e OD seu diametro externo, ambos expressos em polegadas. O termo $H^{critico}$ representa a profundidade crítica em pés, onde há maior diferencial de pressão associado à carga de colapso e *burst*. Vale ressaltar que as Equações 3.1 e 3.2 são as utilizadas pelo StrinGnosis®.

$$\Delta P_{permissivel}^{(colapso)} = \frac{\sigma_{colapso}}{DSF_{colapso}} - 0,052H^{critico}_{colapso} \left[\rho_e - \left(1 - 2\frac{t_r}{OD} \right) \rho_i \right] \quad (3.1)$$

$$\Delta P_{permissivel}^{(burst)} = \frac{\sigma_{burst}}{DSF_{burst}} - 0,052H^{critico}_{burst} [\rho_i - \rho_e] \quad (3.2)$$

Uma forma alternativa para verificar a resistência dos revestimentos é calcular o Fator de Segurança FS , conforme a Equação 3.3.

$$FS = \frac{R}{S} \quad (3.3)$$

Na Equação 3.3, R é a resistência e S é a solicitação. Dessa forma, é medida a proporção pela qual a resistência é superior à solicitação. A N-2752b (N-2752B, 2014) apresenta os níveis

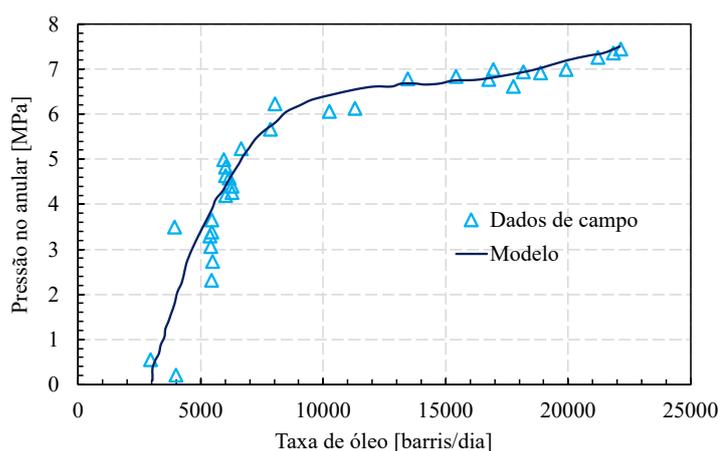
de dimensionamento dos revestimentos, partindo do nível A (mais conservador) para o nível D (mais arrojado). Para os níveis A e C, os fatores de segurança são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Fatores de segurança

Carga	FS
Colapso	1,0
Pressão interna (<i>Burst</i>)	1,1

Outro objetivo ao mitigar o APB é manter a eficiência das operações para as quais o poço foi projetado. Hasan, Izgec e Kabir (2010) concluíram que o crescimento de pressão no anular confinado está associado ao aumento de vazão, conforme indicado na Figura 3.3, sendo o principal motivo as maiores taxas de transferência de calor. Portanto, mitigar o APB pode ser utilizado para reduzir as pressões nos anulares, mantendo a produção economicamente rentável.

Figura 3.3 – Relação entre o APB e vazão de produção em um poço de petróleo



Fonte: Adaptado de Hasan, Izgec e Kabir (2010)

Nesse contexto, diversos métodos para mitigação do APB foram desenvolvidos ao longo do tempo, tanto para mantê-lo dentro dos limites do APB permissível como para possibilitar a elevação da produção em poços de petróleo. As subseções a seguir detalham os métodos de mitigação do APB mais discutidos na literatura. Uma tabela resumo das técnicas discutidas neste trabalho também é apresentada.

3.1 Métodos de mitigação do APB

Segundo Zhang et al. (2016) existem duas formas de controlar o APB. As formas ativas atuam para evitar o surgimento do APB, como, por exemplo, eliminar o espaço anular e diminuir ou parar o aumento da temperatura do fluido no anular. Formas passivas atuam para reduzir o APB após o seu surgimento, liberando o fluido expandido dos anulares ou obtendo um espaço extra para acomodá-lo. O mecanismo de mitigação é o procedimento adotado em cada método.

A Tabela 3.2 apresenta a classificação dos métodos de mitigação quanto à sua forma e ao seu mecanismo.

Tabela 3.2 – Classificação dos métodos de mitigação

Forma	Mecanismo	Método
Passiva	Aumento de resistência dos equipamentos	<ul style="list-style-type: none"> • Melhorar o grau do aço • Aumentar a espessura do revestimento
	Alívio de pressão no anular	<ul style="list-style-type: none"> • Sapata aberta • Válvulas para atmosfera ou válvulas na cabeça do poço por ROV • Revestimento de sacrifício <ul style="list-style-type: none"> • Discos de ruptura
	Equilibrando o volume de expansão de calor	<ul style="list-style-type: none"> • Colar de alívio de pressão • Espuma compressível <ul style="list-style-type: none"> • Câmara adicional • Fluido espaçador • Microesferas ocas
Ativa	Isolando os canais de transferência de calor	<ul style="list-style-type: none"> • Tubulação isolante • Fluido isolante
	Eliminação do espaço anular	<ul style="list-style-type: none"> • Cimentação completa

Fonte: (SANTOS, 2017); (MILLER et al., 2018); (MA et al., 2019)

Como na maioria das situações, não há solução universal e a aplicação deve ser analisada caso a caso (SANTOS et al., 2015). Diante disso, uma alternativa para escolher o método de mitigação mais adequado a ser aplicado pode ser encontrado no relatório da RPSEA (*Reliability of Annular Pressure Buildup (APB) Mitigation Technologies*). O relatório foi desenvolvido para avaliar os riscos de APB para vários casos de carga típicos, diversos métodos para mitigação de APB, incluindo novas estratégias, e analisá-los quanto à eficácia e desenvolver recomendações (OFFSHORE, 2016). O relatório forneceu à indústria uma ferramenta para análise, comparação e escolhas de técnicas de mitigação de APB aplicáveis a situações específicas de poço e campo. A ferramenta foi testada com sucesso contra várias falhas de APB conhecidas e relatadas e passou por intensa revisão por mais de 35 especialistas no assunto. A ferramenta é empregada por várias empresas que operam em águas profundas (OFFSHORE, 2016).

As subseções a seguir detalham cada um dos métodos para mitigação do APB citados na Tabela 3.2. Para os métodos da sapata aberta, espuma compressível e discos de ruptura é realizado um estudo mais aprofundado, devido as suas características em relação aos demais métodos, conforme mencionado na metodologia deste trabalho. É apresentada também a formulação matemática utilizada para implementação computacional de modelos numéricos dessas três técnicas.

Vale ressaltar que a nomenclatura mitigação do APB, muitas vezes é relacionada à mitigação de problemas causados por APB. Por exemplo, alguns autores não consideram

umentar a resistência estrutural como um método de mitigação, visto que não diminui o APB, mas aumenta as condições de permissibilidade do APB. Outro exemplo são os discos de ruptura, que para equilibrar as pressões em anulares vizinhos podem reduzir o APB em um anular, mas elevar o APB no anular adjacente.

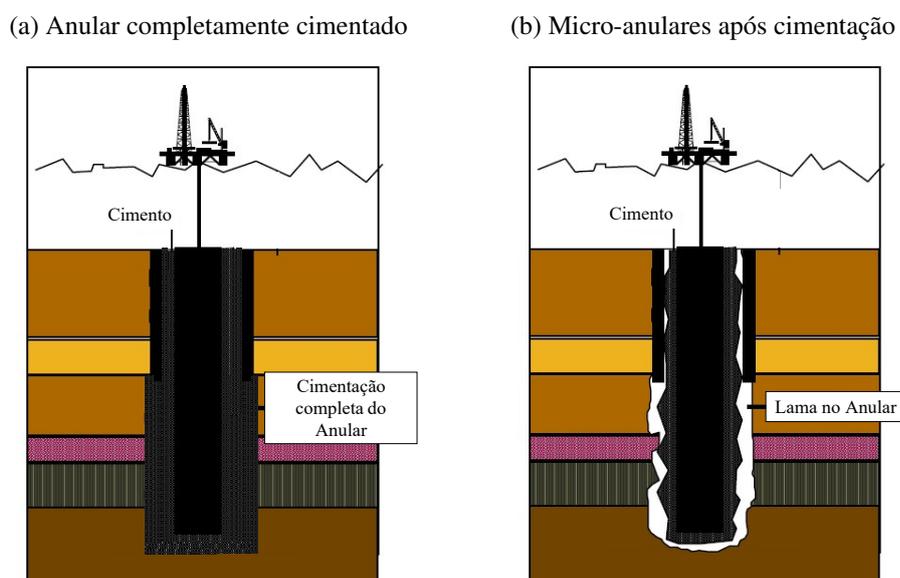
3.1.1 Cimentação completa

Segundo Dong e Chen (2017), a cimentação completa consiste em eliminar todo o espaço anular durante a operação de cimentação, conforme ilustra a Figura 3.4 (a). Seu princípio central é que a expansão do cimento é menor que a lama de perfuração, reduzindo assim a pressão de expansão do anular. Uma vantagem desse método é a simplicidade da operação.

Miller et al. (2018) fornecem uma descrição e detalhes técnicos sobre o planejamento e execução do trabalho para o anel totalmente cimentado. Os autores apresentam simulações de software que determinam os volumes mínimos de espaçador, pasta e outras propriedades do fluido necessárias para o seu deslocamento progressivo, preenchendo assim o espaço anular com cimento. Os resultados de perfil de dois poços, um em 2013 e outro em 2016, indicaram uma correspondência razoável entre os resultados de colocação de cimento previstos e os reais. As operações em ambos os poços foram executadas com sucesso, não tendo sido observado nenhum indício de APB.

Por outro lado, Ma et al. (2019) e Wei et al. (2015) atentam que a mudança da pressão interna do revestimento pode resultar na ocorrência de micro-anulares na interface entre o cimento e o revestimento, ou na interface entre o cimento e a formação devido à deformação plástica do cimento, conforme ilustra a Figura 3.4 (b). Ademais, o risco de vazamento é alto e uma quantidade excessiva de cimento pode obstruir a cabeça do poço (MA et al., 2019).

Figura 3.4 – Técnica da cimentação completa



Fonte: Adaptado de Ravi et al. (1999)

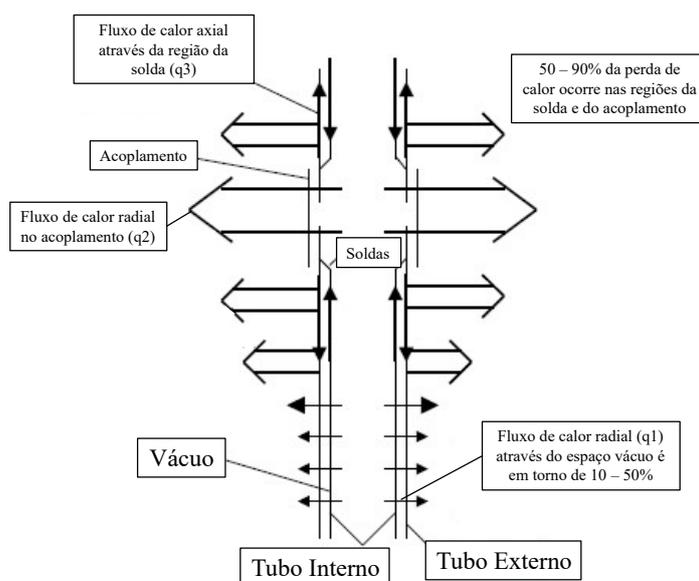
3.1.2 Tubulação isolante térmica

A técnica da tubulação isolada a vácuo (VIT - *Vacuum Insulated Tubing*) é usada para substituir a tubulação de produção, bloqueando o calor que é transferido do tubo de produção para o anular, de modo a controlar a expansão do líquido trapeado no anular (DONG; CHEN, 2017). A VIT existe na indústria do petróleo há mais de 20 anos. Ela foi usada pela primeira vez em poço profundo no Tahiti no Golfo do México pela ChevronTexaco em 2003 e ajudou a resolver o problema do APB.

A VIT consiste no revestimento isolante, acoplamentos, anéis de vedação, tubos concêntricos de duas camadas (tubos internos e tubos externos) que são conectados como um todo no final por soldagem. O espaço entre as duas camadas de tubos é esvaziado (DONG; CHEN, 2017).

Segundo Azzola et al. (2004), a VIT é geralmente caracterizada por uma única condutividade térmica, chamada de valor k , com base em uma analogia de transferência de calor radial unidimensional. No entanto, existem três caminhos de calor distintos (Figura 3.5), cada um seguindo preferencialmente baixa resistência térmica através do aço. O primeiro caminho corre radialmente através do espaço de vácuo, q_1 . O segundo caminho corre radialmente através do acoplamento, q_2 . O terceiro caminho corre axialmente ao longo do tubo interno em direção à solda, depois através da solda para o tubo externo, q_3 . Diante disso, a VIT é trabalhada com uma faixa potencialmente ampla de valores k , dependendo das condições de contorno (AZZOLA et al., 2004).

Figura 3.5 – Esquema do fluxo de calor na VIT

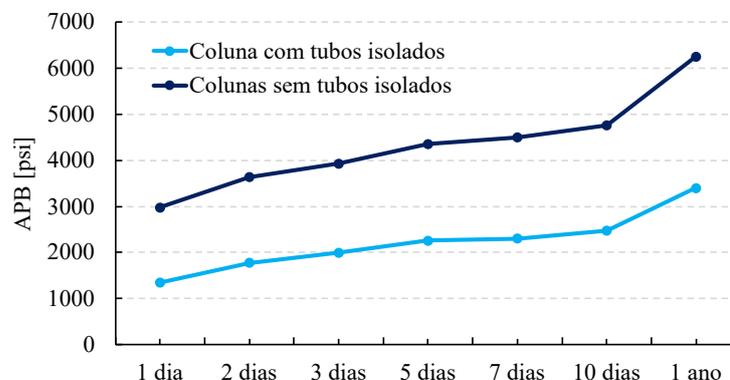


Fonte: Adaptado de Azzola et al. (2004)

Ferreira et al. (2012) apresentam resultados (Figura 3.6) da utilização de tubulações isoladas termicamente para mitigação de APB, viabilizando a produção e completação do poço

para TLD (Testes de Longa Duração), onde a VIT foi capaz de reduzir aproximadamente 45% do APB no estudo em questão.

Figura 3.6 – Redução do APB com utilização da VIT



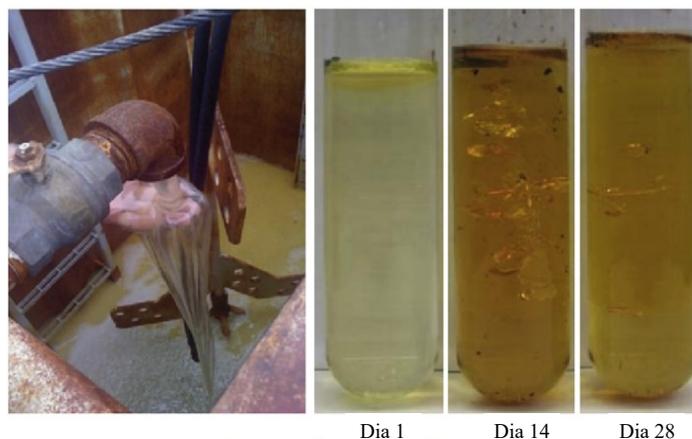
Fonte: Adaptado de Ferreira et al. (2012)

No entanto, o alto custo, oferta limitada, além do longo tempo necessário para sua preparação e aplicação são as principais desvantagens desse método (ROMAGNOLI, 2020). Outra questão importante é a baixa resistência ao colapso e restrição da coluna, devido ser um tubo dentro de tubo. De acordo com Ferreira et al. (2014), a VIT tem sido amplamente utilizada em injetores de vapor terrestres no Nordeste e Sudeste do Brasil, embora sua aplicação e produção em poços *offshore* ainda é limitada.

3.1.3 Fluidos isolantes térmicos

A técnica de utilizar fluidos isolantes térmicos reduz a transferência de calor da tubulação de produção para os anulares do poço. A instalação de VIT provou ser um sucesso técnico e seu uso tem sido discutido para outras aplicações em águas profundas. Mesmo assim, a perda de calor através de acoplamentos e outras estruturas internas, como centralizadores, válvulas e medidores, pode representar um percentual significativo do total de calor perdido da VIT (JAVORA et al., 2008). Segundo Javora et al. (2008), a perda de calor dessas estruturas internas podem ser controladas utilizando fluidos isolantes projetados para gerenciamento térmico total do poço (Figura 3.7).

Figura 3.7 – Fluido isolante



Fonte: Ezell et al. (2010)

Dong e Chen (2017) apresentam as propriedades que o fluido isolante deve possuir:

- Baixa transferência de calor;
- Isolamento estável (especialmente a viscosidade do fluido) em ambientes de temperatura elevadas;
- Baixa temperatura de cristalização, pois a temperatura da formação rasa abaixo do fundo do mar é baixa;
- Sem corrosão do revestimento.

Essas propriedades só foram alcançadas após três gerações de fluidos isolantes. A primeira geração nasceu no final da década de 1990, com grande problema de baixa eficiência de isolamento (DONG; CHEN, 2017). A segunda geração tem melhor desempenho de isolamento. A eficiência de transferência por convecção é maior do que a condução de calor causada pelo contato molecular. À medida que a viscosidade do fluido aumenta, a mobilidade do fluido diminui e a convecção livre do fluido preso no anular também diminui. Portanto, comparado com a primeira geração, a segunda possui alta viscosidade quando a taxa de cisalhamento é baixa, reduzindo assim a convecção de calor (DONG; CHEN, 2017). A terceira geração controla de forma efetiva e simultânea a transferência de calor gerada por convecção de calor e contato molecular, com eficiência de isolamento acima de 90% (DONG; CHEN, 2017).

Conforme Javora et al. (2008), a segunda maior aplicação de fluidos isolantes é para mitigação do APB. O método surgiu como uma alternativa à VIT, que minimizasse o APB de forma semelhante, mas com um custo reduzido. Adicionalmente, possui uma maior facilidade na operação (normalmente, a VIT usa equipamentos de manuseio especiais, longos prazos de entrega e adiciona 10 a 12 horas de tempo de plataforma para operação da tubulação de produção) (EZELL et al., 2010).

Ezell et al. (2010) realizaram uma comparação entre o APB utilizando um fluido tradicional e um fluido isolante. Ambos são modelados em software computacional para simular

condições de fluxo como uma ferramenta para estimar o APB. Houve uma redução de 11% no APB. As repetidas aplicações de campo deste fluido isolante ajudaram a obter uma redução geral de custos de mais de 64% em relação a utilização do VIT convencional.

As principais dificuldades desse método é o alto custo devido a necessidade de equipamentos de injeção complexos, além de requisitos de alto desempenho para manter as propriedades (principalmente a viscosidade) em ambientes HPHT (DONG; CHEN, 2017).

3.1.4 Aumento da resistência dos revestimentos

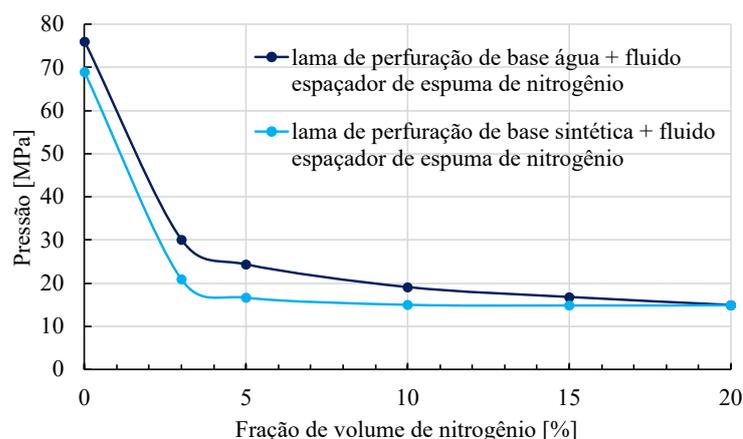
O método mais comumente usado para combater o APB é melhorar o grau do aço (ou seja, a tensão de escoamento) do revestimento e a espessura da parede para melhorar a sua resistência, entretanto o método deve ser apoiado por análises precisas de APB (DONG; CHEN, 2017). Ma et al. (2019) sugerem o uso desse método apenas em casos onde o APB não é tão intenso. Santos et al. (2015) exemplificam como a mudança no grau do aço pode alterar as resistências à ruptura e colapso. Por exemplo, para revestimentos de 9 5/8 pol, a tensão de escoamento pode variar de 40 ksi a 125 ksi e a espessura pode variar de 0,3 pol a 0,8 pol. Isso corresponde a uma resistência à ruptura que varia de 2.270 psi a 13.770 psi (SANTOS et al., 2015). Em casos de falha de colapso, as faixas acima correspondem a uma resistência que varia de 1.370 psi a 14.430 psi (SANTOS et al., 2015).

Entretanto, o método apresenta diversos pontos negativos, principalmente relacionados a elevação do custo de fabricação de aços mais resistentes. Adicionalmente, o revestimento que atende à demanda de resistência, normalmente, está fora do padrão da API (ZHANG et al., 2019). Observa-se também que a utilização de revestimentos cada vez mais espessos diminui o espaço anular.

3.1.5 Utilização de fluido espaçador

Esta técnica tem o objetivo de aumentar a compressibilidade do fluido aprisionado, de tal forma que, após seu aquecimento, a pressão seja reduzida (VASCONCELOS, 2019). Experimentos mostram que o coeficiente de compressibilidade isotérmica e o coeficiente de expansão térmica são os principais fatores de influência para o acúmulo de pressão no anular, além de ser sensível ao tipo de meio aprisionado (líquido e gás) (BO et al., 2015). Segundo Bo et al. (2015), injetar uma fração de volume de 5% a 20% de nitrogênio (Figura 3.8) no anular pode controlar efetivamente o acúmulo de pressão no anular e evitar o colapso do revestimento. A prática de campo mostra que o método pode garantir a segurança do poço durante os testes e produção de petróleo e gás em águas profundas. Entretanto, o gás nitrogênio é injetado como espuma, a qual precisa de um sistema de injeção especial e precisa manter uma boa estabilidade, o que resulta em aumento de custo (ZHANG et al., 2019).

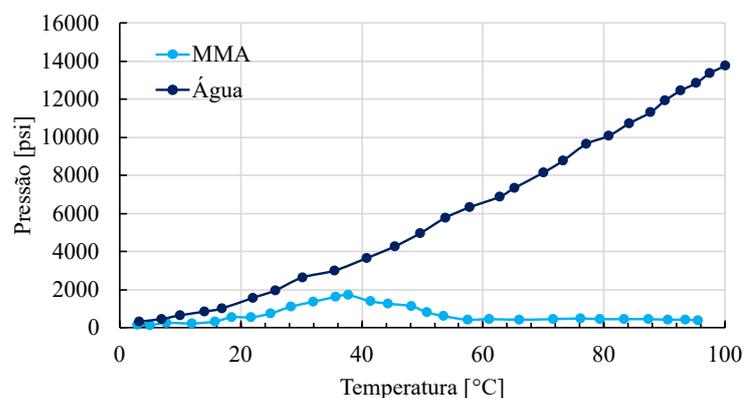
Figura 3.8 – Relação entre a fração de volume de nitrogênio e a pressão no anular



Fonte: Adaptado de Bo et al. (2015)

Adicionalmente, Bloys et al. (2007) apresentam um espaçador à base de água que é injetado no anular. O espaçador contém de 10 a 50% de metacrilato de metila emulsionado (MMA). Quando a temperatura no anular atinge um determinado valor, o volume do espaçador é comprimido em até 20%, equilibrando a pressão do fluido com a expansão do aquecimento no anular. A capacidade de controlar o APB do espaçador com o MMA foi melhor do que o espaçador padrão sem MMA, conforme apresentado no gráfico da Figura 3.9.

Figura 3.9 – Comparação entre as pressões utilizando um fluido com MMA e sem MMA



Fonte: Adaptado de Bloys et al. (2007)

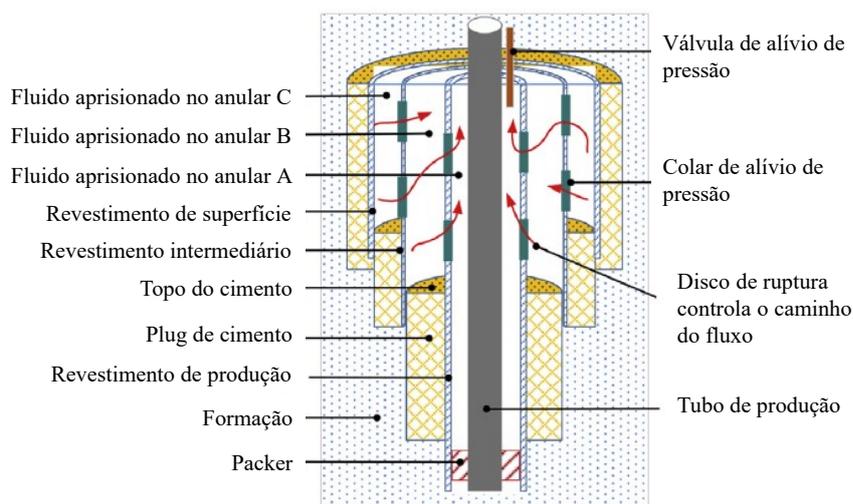
Dong e Chen (2017) listam a complexidade do processo de operação e o custo elevado do equipamento de injeção de nitrogênio como as principais desvantagens desse método de mitigação do APB.

3.1.6 Colar de alívio de pressão

O método que utiliza colar de alívio de pressão permite transferir o excesso de pressão para uma posição entre o revestimento de produção e o tubo de produção. A pressão

é descarregada por uma válvula de alívio de pressão na cabeça do poço para a água do mar, conforme mostrado na Figura 3.10 (DONG; CHEN, 2017). O colar de alívio de pressão foi usado para resolver o problema de APB em águas profundas pela Halliburton em 2004 (DONG; CHEN, 2017). O sistema é patenteado por McVay e Sweatman (2007).

Figura 3.10 – Esquema de instalação do colar de alívio de pressão



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017)

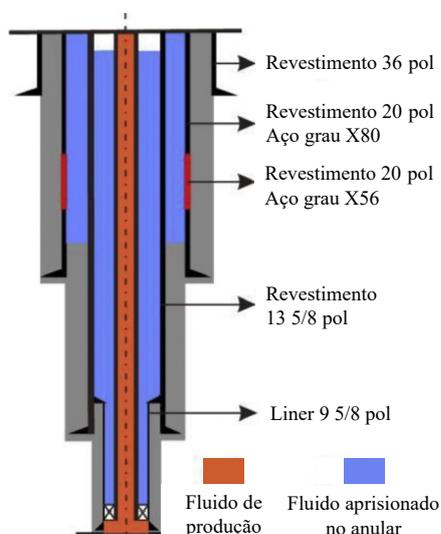
Segundo Miller et al. (2018), a abertura do colar pode ser controlada conforme desejado. Os autores afirmam que o APB entre 2 anulares conectados por um colar pode ser estimado por meio da média entre eles. A estimativa é razoável quando a mesma lama de perfuração está nos anulares e a magnitude do APB é semelhante para ambos (MILLER et al., 2018). Embora a tecnologia possa liberar pressão muitas vezes, ela não é amplamente utilizada. O ponto crucial está na complexidade da instalação e operação, além disso, o equipamento é insubstituível em caso de falha (DONG; CHEN, 2017).

3.1.7 Revestimento de sacrifício

O método de utilização de revestimentos de sacrifício consiste em adotar uma seção de revestimento de resistência menor do que sua resistência projetada. Sendo assim, o revestimento de sacrifício entrará em falha primeiro sob APB, abrindo uma passagem para o líquido anular vaziar para a formação (ZHANG et al., 2019).

O revestimento de sacrifício foi usado em poços de águas profundas da Indonésia quando o disco de ruptura não pôde ser aplicado por alguns motivos técnicos (ZHANG et al., 2019). A Figura 3.11 mostra um exemplo do emprego do revestimento de sacrifício.

Figura 3.11 – Revestimento de sacrifício



Fonte: Adaptado de Zhang et al. (2019)

Segundo Rizkiaputra et al. (2016), três parâmetros principais são necessários: i) a condição do reservatório; ii) a característica de formação; e iii) a configuração do furo de poço. Os autores utilizam esses parâmetros para alimentar um simulador térmico e analisar o acúmulo de pressão nos anulares ao longo do ciclo de vida do poço. Dessa forma, as propriedades adequadas do revestimento de sacrifício são determinadas.

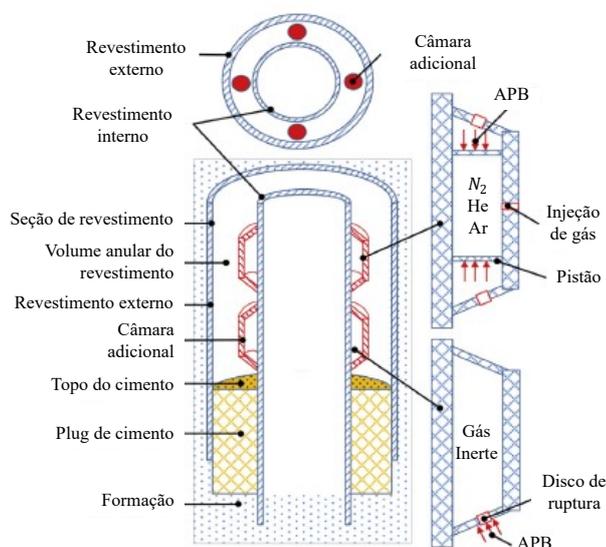
Assim como o disco de ruptura, a principal desvantagem do método é que ele destrói a integridade de uma parte do poço. Outra desvantagem é conhecer a resistência última do material (estado limite) o que pode levar a falha por colapso do revestimento interno caso o de sacrifício não rompa. Sendo assim, essa medida de mitigação não está conforme com as especificações de abandono de poço (ROMAGNOLI, 2020).

3.1.8 Câmara adicional

A tecnologia de câmara adicional para controlar o APB funciona de forma semelhante a espuma sintética e foi introduzida pela Chevron em 2006, sendo aplicada com sucesso no campo de petróleo do Taiti (DONG; CHEN, 2017).

A câmara é classificada em dois tipos, conforme ilustrado na Figura 3.12. Para o primeiro, a câmara contém dois pistões que podem injetar uma certa quantidade de gás inerte (N₂, He ou Ar) e sua mistura na câmara através do orifício. Assim, o pistão é empurrado para comprimir o gás inerte na câmara e a pressão anular do fluido é reduzida como resultado do aumento do espaço de expansão (DONG; CHEN, 2017). O segundo tipo envolve a instalação de válvulas na câmara. Quando a pressão no anular atinge um determinado valor, as válvulas agem imediatamente para tornar o gás inerte na câmara sob pressão (DONG; CHEN, 2017). Segundo Zhang et al. (2019), o volume da câmara adicional é crucial para o efeito de mitigação.

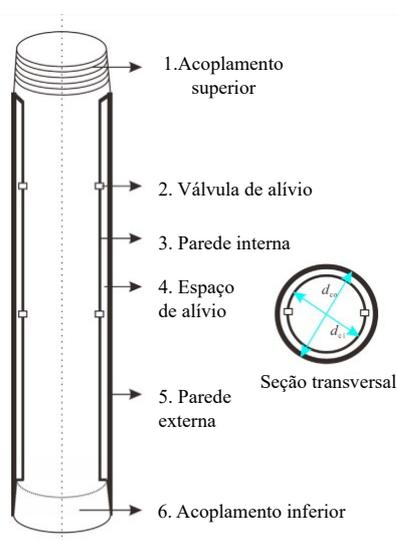
Figura 3.12 – Esquema de revestimento com câmara adicional



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017)

Nesse contexto, Zhang et al. (2017) apresentam um novo revestimento para mitigar o APB com funcionamento baseado no segundo tipo de câmara adicional, conforme ilustra a Figura 3.13. Nesse revestimento, o espaço de alívio é selado e há nitrogênio dentro. Com a válvula de alívio fechada, o espaço de alívio é mantido isolado do líquido anular. A pressão no anular aumenta à medida que a produção continua e finalmente atinge a pressão de abertura da válvula de alívio. Neste momento, o anular e o espaço de alívio são conectados, o que significa que o volume do anular aumenta. O fluido ocupa o espaço de alívio, de modo que a pressão anular diminui (ZHANG et al., 2017).

Figura 3.13 – Revestimento para mitigar o APB



Fonte: Adaptado de Zhang et al. (2017)

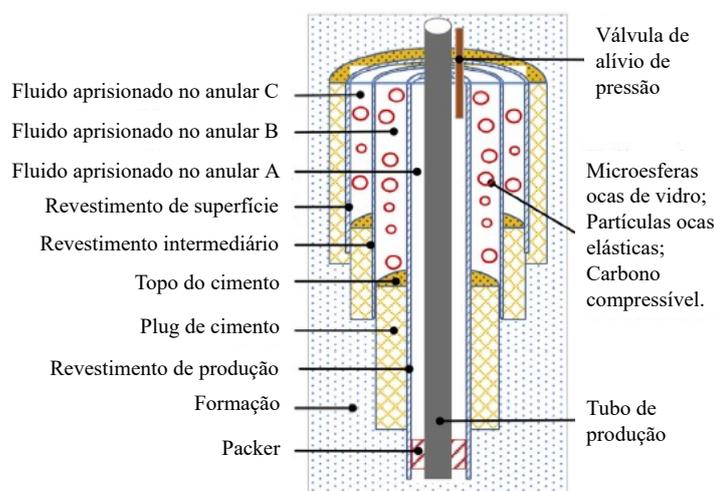
Zhang et al. (2017) realizam um estudo de caso onde a pressão no anular de 139,74 MPa, com um revestimento convencional, é reduzida a menos de 20 MPa a partir da utilização de 33 revestimentos de mitigação do APB. Para esse estudo de caso, o APB é nulo com o uso de 36 revestimentos.

Dong e Chen (2017) citam as dificuldades de desenvolvimento e operação dessa ferramenta, complexidade do projeto de processo e a redução da força do revestimento como os principais fatores que desfavorecem a utilização de câmaras adicionais para mitigação do APB.

3.1.9 Microesferas ocas

O método de utilização de microesferas ocas é caracterizado pelo emprego de estruturas projetadas para fraturarem ou serem esmagadas de acordo com variação de pressão no espaço anular, criando, em consequência, espaços internos (poros) para acomodar o volume do fluido termicamente expandido (Figura 3.14) (VASCONCELOS, 2019). São esferas quimicamente inertes, termicamente estáveis, com alta relação resistência-peso, usadas principalmente como agentes redutores de densidade na indústria de petróleo e gás (ALAWAMI et al., 2015).

Figura 3.14 – Esquema de revestimento com microesferas ocas

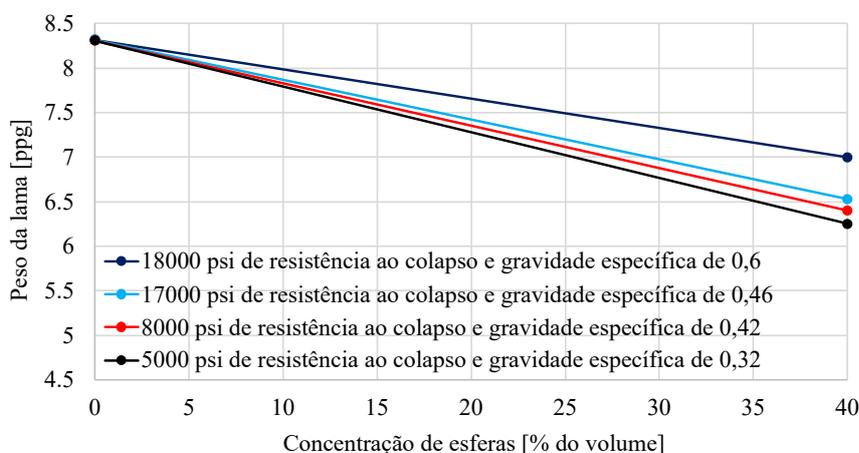


Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017)

Segundo Dong e Chen (2017), é uma tecnologia nova de controle baseada em material fluante desenvolvida pela Trelleborg. Posteriormente, a Trelleborg adicionou microesferas de vidro oco à espuma compressível, conforme visto na Seção 3.1.12.

Kutlu (2013) estuda o uso de aditivos de microesferas ocas de vidro como agentes redutores de densidade. Ele avalia as propriedades reológicas (sob condições HPHT, bem como condições ambientais) e características do fluxo de fluidos de perfuração leves com densidades menores que a dos fluidos de base. A Figura 3.15 mostra uma relação linear do decréscimo da densidade da lama de acordo com a maior concentração de quatro tipos distintos de microesferas.

Figura 3.15 – Redução da densidade do fluido de acordo com a concentração de microesferas ocas



Fonte: Adaptado de Kutlu (2013)

Em seu estudo, Brown, Kenny e Slagmulder (2016) mostram um bom efeito de mitigação com a utilização 15% de esferas ocas de vidro misturadas na pasta de cimento, onde reduziu uma pressão do anular de 30 MPa para pouco menos de 10 MPa.

Entretanto, uma fração significativa das microesferas não sobrevive à fase de bombeamento. Nesses casos, a mistura lama de perfuração e a fração sobrevivente pode não ser suficiente para mitigar o APB e proteger os revestimentos (SATHUVALLI et al., 2017). Diante disso, Alawami et al. (2015) atentam para que a seleção do grau da esfera seja realizada de forma adequada, com base na aplicação e no ambiente de fundo de poço, pois é essencial para minimizar a quebra das esferas durante a perfuração.

3.1.10 Válvulas para atmosfera

Este método permite expulsar o excesso de pressão removendo um volume fixo de fluido do anular. Essa remoção é através da abertura de válvula presentes no anular de interesse (ROMAGNOLI, 2020).

Esta técnica é de aplicação restrita porque não pode ser aplicada para todos os anulares em SSW (*Subsea Well* - Poço Submarino), onde não é possível a instalação das válvulas nos anulares B, C em diante. Em áreas de águas profundas e ultraprofundas, apenas a pressão retida na tubulação de produção e no revestimento de produção pode ser liberada pela válvula de alívio instalada na cabeça do poço (DONG; CHEN, 2017).

Mesmo nesses ambientes, essas válvulas são impraticáveis, dado as grandes profundidades das cabeças de poços (SANTOS, 2017). Por outro lado, veículos operados remotamente (ROV - *Remotely Operated Vehicle*) podem fazer um furo na cabeça do poço para ventilar a pressão no anular (SANTOS, 2017). A Figura 3.16 apresenta um exemplo desse equipamento.

Figura 3.16 – Exemplo de veículo operado remotamente (ROV)



Fonte: ECA Group (2022)

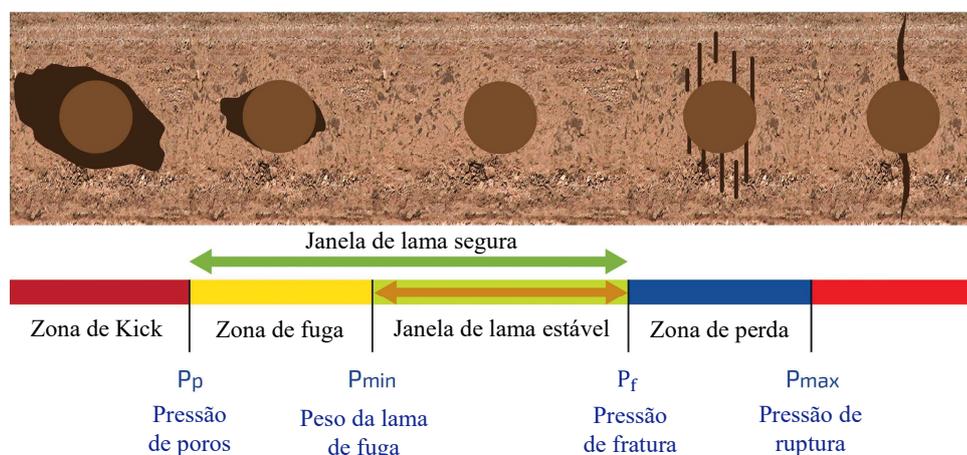
Segundo Santos (2017), o sucesso da operação de alívio de pressão normalmente inclui ROV de classe mundial e equipamentos especiais. Como há vazamento de fluido para o mar, deve-se contratar uma lama à base de água ecologicamente correta (SANTOS, 2017).

3.1.11 Sapata aberta

Este tipo de abordagem considera a drenagem de fluido do interior do espaço anular para a formação vizinha a este, sendo este processo denominado de *leakoff*. Dessa forma, é possível reduzir pressão por meio da diminuição de massa do sistema. Segundo Sathuvalli et al. (2017), alguns autores defendem essa abordagem até que a capacidade de cobertura completa do anular com cimento esteja mais próxima da perfeição (cimentação completa). Para esses autores, é melhor eliminar as condições que levam a anulares completamente selados. É uma técnica econômica e comumente utilizada. Santos et al. (2015) a definem como a melhor técnica *offshore* para prevenção de APB.

O controle de pressões nos anulares durante as diferentes operações é importante para a integridade e segurança de um poço de petróleo. Pressões em excesso atuando frente a formações rochosas podem fraturá-la. Por outro lado, a falta de pressão pode ocasionar o influxo de fluido (no sentido da formação para dentro do poço). Podendo provocar acidentes como o *blowout* (OMLAND, 2009). A Figura 3.17 ilustra essas duas possíveis situações, onde a zona de pressão segura é limitada pela pressão de poros da formação, e não deve ultrapassar a pressão de fratura da formação (PELIANO, 2015).

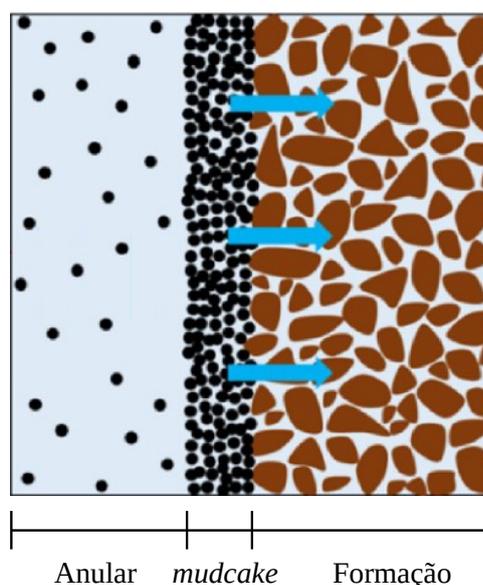
Figura 3.17 – Controle de pressões



Fonte: Adaptado de Abdideh e Fathabadi (2013)

Peliano (2015) e Santos et al. (2015) apresentam resultados de alívio de pressão no anular nos casos em que o APB provoca a fratura da formação. Dessa forma, com aquecimento do fluido e a pressão na base do anular atingindo a pressão de fratura da formação, esta irá entrar em colapso, permitindo a comunicação hidráulica anular/formação. Inicia-se, então, a drenagem do fluido e conseqüentemente o alívio de pressão, processo este que se encerra quando as pressões da formação e do anular se equalizarem (PELIANO, 2015). Santos et al. (2015) utilizam um caso de estudo, simulado no software comercial WellCatTM, para ilustrar que essa estratégia conseguiu reduzir o APB em 88% em um dos anulares.

Por outro lado, Wang et al. (2021), Oudeman e Bacarreza (1995) e Oudeman e Kerem (2006) apresentam a drenagem do fluido do anular para formação, antes dela ser fraturada, através dos poros presentes na rocha. Segundo Oudeman e Kerem (2006), a drenagem de fluido é dependente do tempo e geralmente é um processo bastante lento. Com essa estratégia, parte do volume de fluido escapa para a rocha, aliviando a pressão desde o instante inicial, encerrando quando a pressão no anular coincide com a pressão de poros da formação (OUDEMAN; BACARREZA, 1995). Iniciado durante a perfuração, o efluxo do fluido para rocha forma um reboco (frequentemente encontrado na literatura como *mudcake* ou *filtercake*) que, com o tempo, reduz a permeabilidade da rocha e, em alguns casos, pode impedir a drenagem do fluido (SILVA, 2018), conforme pode ser visto na Figura 3.18.

Figura 3.18 – Formação do *mudcake*

Fonte: Adaptado de Ma, Peng e Chen (2020)

Com esse tipo de abordagem, Wang et al. (2021) obtiveram uma redução de 34% no APB em um dos anulares para um caso de estudo, colocando o topo da cimentação 200 m abaixo do que havia sido projetado. Wang et al. (2021) observaram que o volume de fluido de saída aumenta rapidamente nas primeiras horas porque deposição de sólidos na parede da rocha é baixa, garantindo uma boa permeabilidade no início. Então, a permeabilidade é menor com o tempo devido à maior deposição de sólidos.

A modelagem utilizada neste trabalho usa a abordagem onde a drenagem do fluido do anular para formação acontece antes dela ser fraturada, através dos poros presentes na rocha.

Segundo Wang et al. (2021), a variação de massa de fluido dentro do anular é um fator importante na determinação do APB. O volume de saída de fluido é muito pequeno em comparação com o fluido restante no anular. Portanto, a mudança de densidade do fluido anular é ignorada para simplificar o cálculo (WANG et al., 2021). Nesse sentido, a variação de volume ΔV_{lo} causada pela saída é obtida pela Equação de Darcy, dada por

$$\Delta V_{lo} = \frac{k(t)A_{lo}\Delta P_{lo}t}{h(t)\mu} \quad (3.4)$$

Na Equação 3.4, k é a permeabilidade da formação, A_{lo} é a área de drenagem, ΔP_{lo} é o diferencial de pressão de *leakoff*, t é o tempo de drenagem, h é o comprimento de drenagem e μ é a viscosidade do fluido dentro do anular.

A permeabilidade e a espessura do *mudcake* variam com o tempo. Tran, Abousleiman e Nguyen (2011) apresentam os efeitos do acúmulo do *mudcake* e a variação das suas propriedades com o tempo. Em geral, essas equações tem um comportamento exponencial nos intervalos de

tempo iniciais até estabilizar em um valor constante. Essas equações são bastantes específicas para as condições utilizadas por eles.

Como no presente trabalho não são realizados experimentos em laboratório para determinar as funções $k(t)$ e $h(t)$ necessárias na Equação 3.4, é utilizada uma simplificação da Equação 3.4, apresentada em Oudeman e Bacarreza (1995) e Oudeman e Kerem (2006), conforme a Equação 3.5.

$$\Delta V_{lo} = I \cdot \sqrt{\Delta P_{lo} \cdot t} \quad (3.5)$$

Segundo Oudeman e Bacarreza (1995), a formação do *mudcake* e a redução da permeabilidade com o tempo, reduzindo o *leakoff*, fornece um comportamento padrão \sqrt{t} . Na Equação 3.5, I é a injetividade, calculada por meio da Equação 3.6.

$$I = \frac{kA}{\mu h} \quad (3.6)$$

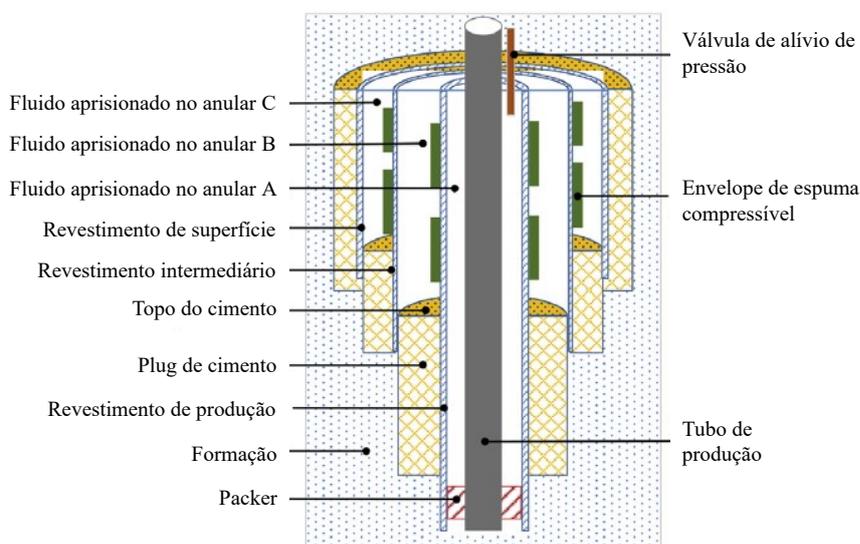
O diferencial de pressão de *leakoff* ΔP_{lo} é calculado conforme a Equação 3.7, onde p_{sf} é pressão na parede da formação (*sandface pressure*) e p_{form} é pressão de poros da formação. Com essa abordagem, é possível utilizar valores constantes para a espessura do *mudcake* e permeabilidade da formação.

$$\Delta P_{lo} = p_{sf} - p_{form} \quad (3.7)$$

3.1.12 Espuma sintética compressível

A técnica da espuma sintética compressível ou colapsável consiste em um conjunto de microesferas ocas dispersas em matriz de epóxi projetada de modo que o seu volume seja reduzido toda vez que uma determinada pressão seja atingida, com o objetivo de impedir o aumento de pressão em anulares confinados (PETROBRAS, 2022). Uma vez colapsada, a espuma não se regenera (PETROBRAS, 2022). As espumas colapsáveis podem ser aplicadas por colagem, envelopamento ou por moldagem sobre o tubo de revestimento (PETROBRAS, 2022), conforme ilustrado na Figura 3.19. A espuma já foi aplicada no Golfo do México, África Ocidental e Mar do Norte para controlar o APB (ZHANG et al., 2019). Adicionalmente, as propriedades deste material podem ser ajustadas para atender a uma ampla gama de condições dentro de um determinado poço ou de um poço para outro (WANG; WATKINS, 2003).

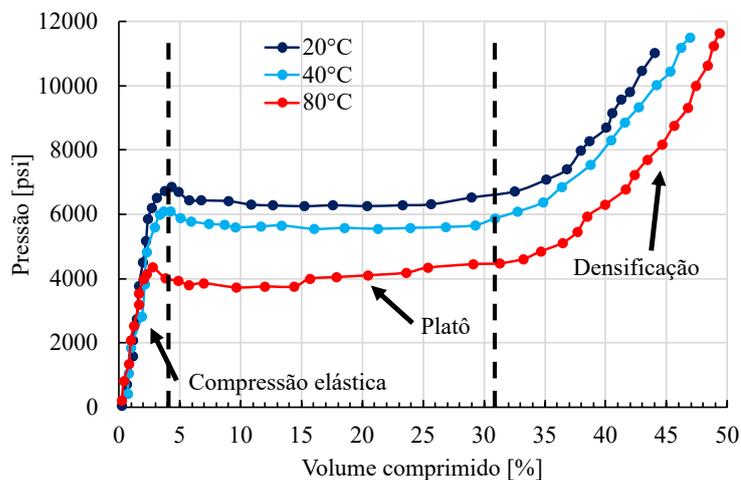
Figura 3.19 – Esquema de um poço com a presença de espumas sintéticas



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017)

Segundo Liu et al. (2016a), a modelagem e simulação do comportamento da espuma durante a análise de expansão de fluido anular e análise de carga de revestimento fornecem informações valiosas para auxiliar o projeto do poço. Os autores apresentam o gráfico (Figura 3.20) do volume de compressão da espuma x pressão a qual está submetida. De acordo com as curvas, Liu et al. (2016a) dividem o comportamento da espuma em três estágios: i) compressão elástica, onde a deformação volumétrica da espuma aumenta linearmente com a pressão hidrostática aplicada à espuma; ii) platô, onde a deformação volumétrica aumenta drasticamente sem qualquer aumento de pressão; e iii) densificação, onde a deformação volumétrica aumenta não linearmente com a pressão.

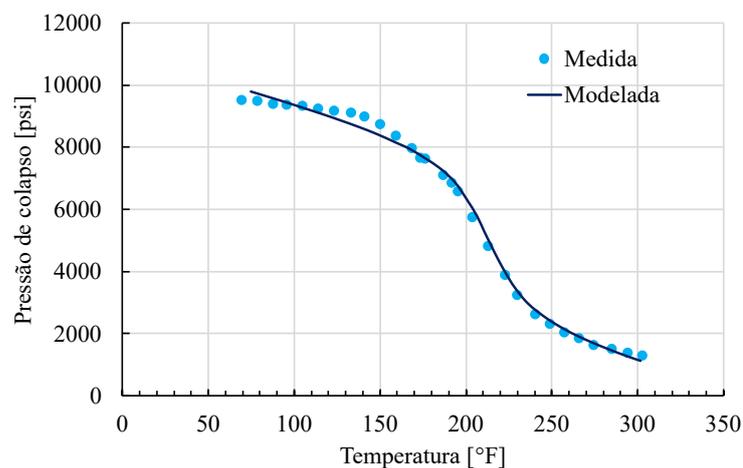
Figura 3.20 – Comportamento da espuma sintética



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017)

No gráfico da Figura 3.20, percebe-se que a magnitude da pressão varia com a temperatura. Nesse sentido, os testes experimentais realizados por Liu et al. (2016a) indicaram que a pressão de colapso da espuma sintética geralmente diminui com a temperatura, conforme ilustra a Figura 3.21.

Figura 3.21 – Pressão de colapso de acordo com a temperatura



Fonte: Adaptado de Liu et al. (2016a)

A Figura 3.22 ilustra o processo de colagem das espumas nos revestimentos. As principais deficiências da espuma ocorrem devido ela possuir um módulo de elasticidade diferente do revestimento. Portanto, ao executar e espaçar uma coluna, há preocupações com a tortuosidade do poço e tolerâncias estreitas, resultando na descolagem da espuma no fundo do poço (MILLER et al., 2018). Por outro lado, sua transferência para a plataforma de perfuração é complicada devido ao grande volume necessário (MA et al., 2019).

Figura 3.22 – Colagem da espuma sobre o revestimento



Fonte: Trelleborg (2022)

A modelagem matemática para reproduzir o comportamento da espuma utilizada neste trabalho é baseada em Liu et al. (2016a). Inicialmente, conforme ilustra a Figura 3.19, a espuma ocupa um volume no anular. Dessa forma, o volume inicial do anular deve ser descontado do volume inicial da espuma.

O volume inicial do anular sem a presença de espuma V_i^{an} e o volume inicial da espuma V_{esp} podem ser calculados através da Equação 3.8 e 3.9, respectivamente.

$$V_i^{an} = \pi(b_{an}^2 - a_{an}^2)h_{an} \quad (3.8)$$

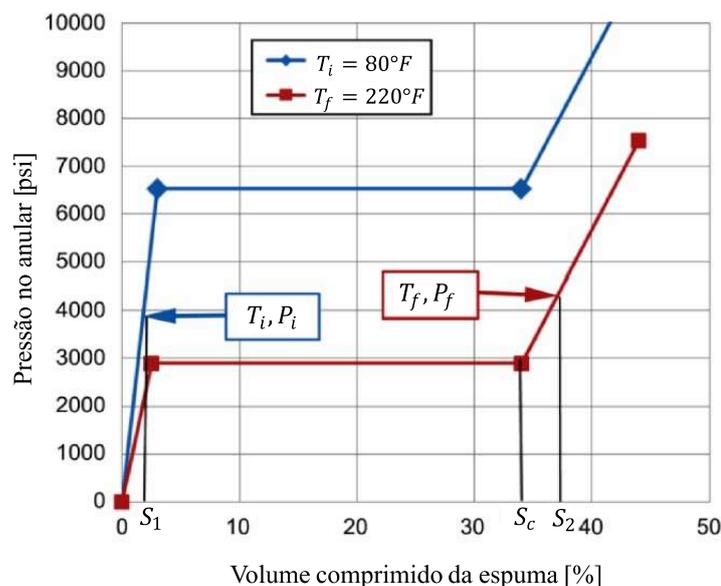
$$V_i^{esp} = \pi((a_{an} + e_{esp})^2 - a_{an}^2)h_{an} \quad (3.9)$$

Nas Equações 3.8 e 3.9, a_{an} é o raio interno do anular, b_{an} é o raio externo do anular, e_{esp} é a espessura da espuma e h_{an} é o comprimento do anular. Portanto, o volume inicial do anular na presença de espuma $V_i^{an'}$ é calculado conforme a Equação 3.10.

$$V_i^{an'} = V_i^{an} - V_i^{esp} \quad (3.10)$$

Posteriormente, é necessário calcular a variação de volume da espuma ΔV_{esp} . Liu et al. (2016a) apresentam um modelo simplificado para o cálculo de ΔV_{esp} . Em seu modelo, a curva não linear (Figura 3.20) é representada por múltiplas seções lineares, conforme ilustra a Figura 3.23. Nesse sentido, para uma variação de temperatura e pressão, de (T_i, P_i) na condição inicial para (T_f, P_f) na condição final, ΔV_{esp} pode ser determinado conforme a Equação 3.11.

Figura 3.23 – Comportamento simplificado da espuma sintética



Fonte: Adaptado de Liu et al. (2016a)

$$\Delta V_{esp} = \begin{cases} V_i^{esp}(S_2 - S_1 - \alpha.(T_f - T_i)), & P_{an} < P_c \\ V_i^{esp}(S_c - S_1 - \alpha.(T_f - T_i) + (P_f - CP(T_f)).6.c(T_f)), & P_{an} \geq P_c \end{cases} \quad (3.11)$$

Na Equação 3.11, P_f é a pressão na condição final, T_i é a temperatura na condição inicial, T_f é a temperatura na condição final, S_1 é a compressibilidade elástica da espuma multiplicada pela pressão inicial P_i , S_2 é a compressibilidade elástica da espuma multiplicada pela pressão final P_f , S_c é a deformação volumétrica final da espuma, $CP(T_f)$ é a pressão de colapso da espuma sob a temperatura final e $c(T_f)$ é a compressibilidade elástica da espuma sob a temperatura final. A compressibilidade da espuma durante a densificação é cerca de seis vezes a compressibilidade elástica, por isso ela aparece multiplicada por 6 no caso em que $P_{an} \geq P_c$.

Por fim, a variação de volume do anular, utilizada na Equação de equilíbrio do APB (Equação 2.16), é atualizada com a variação de volume da espuma, conforme a Equação 3.12.

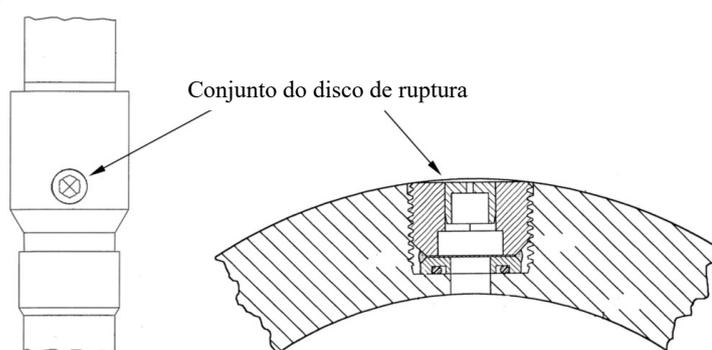
$$\Delta V'_{an} = \Delta V_{an} + \Delta V_{esp} \quad (3.12)$$

3.1.13 Discos de ruptura

O método da utilização de discos de ruptura permite a comunicação entre anulares, equilibrando o volume e pressão entre eles. Um disco de ruptura (Figura 3.24) é um dispositivo que pode romper/colapsar em uma diferença de pressão específica (LIU et al., 2016b). Patentes foram depositadas para mitigação de APB (STAUDT, 2002). Os discos de colapso são colocados na coluna interna de um anular acima do topo da cimentação da próxima coluna mais interna. Quando o disco é ativado, os anulares de cada lado da coluna se comunicam hidráulicamente (SATHUVALLI et al., 2017).

Essa técnica também é utilizada para conectar o anular e a formação quando a diferença de pressão atingir sua pressão de ruptura (ZHANG et al., 2019). O líquido anular expandido vaza para a formação através do disco de ruptura, de modo que a pressão no anular diminui (ZHANG et al., 2019).

Figura 3.24 – Revestimento com disco de ruptura



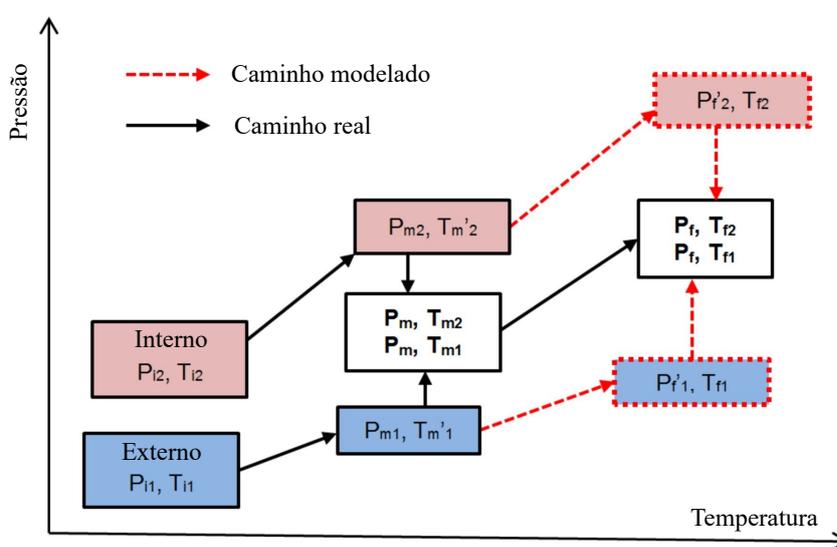
Fonte: Adaptado de Staudt (2002)

Alguns cuidados em relação a instalação de discos de ruptura devem ser tomados. Conforme Sathuvalli et al. (2017), para manter a integridade da barreira entre o reservatório e o poço, os discos de ruptura, via de regra, não devem ser instalados em um revestimento de produção. Nos casos em que o disco de ruptura for exposto em ambiente de corrosão, o disco deve ser pintado com um revestimento anticorrosivo (DONG; CHEN, 2017).

Apesar da tecnologia que utiliza discos de ruptura para controlar a pressão anular ser relativamente madura, sua utilização diminuiu a resistência do revestimento (DONG; CHEN, 2017). Para garantir a confiabilidade, geralmente são instalados vários discos na posição oposta (ZHANG et al., 2019).

A modelagem matemática para reproduzir o comportamento do disco de ruptura utilizada neste trabalho é baseada em Liu et al. (2016b). São adotadas algumas simplificações: i) todos os fluidos são considerados inertes (sem reações químicas); ii) as mudanças de temperatura resultantes do fluxo de fluido entre os anulares são ignoradas; e iii) as compressibilidades dos fluidos não são afetadas por interações de fluido (LIU et al., 2016b). A Figura 3.25 ilustra o que acontece com as pressões para um exemplo com dois anulares conectados por um disco de ruptura.

Figura 3.25 – Caminho real x Caminho modelado



Fonte: Adaptado de Liu et al. (2016b)

O caminho real (linha contínua) representa o que acontece na prática, onde o anular externo (denotado pelo índice 1) e interno (denotado pelo índice 2) partem de uma condição inicial de pressão e temperatura (P_i, T_i). Com o aquecimento do poço os anulares atingem a diferença de pressão de ruptura real $\Delta P_r = P_{m2} - P_{m1}$, a qual o disco irá romper e os anulares alcançam sua pressão de equilíbrio P_m . Por fim, o poço continua aquecendo segundo a operação realizada e chegam na condição final de equilíbrio (P_f, T_f).

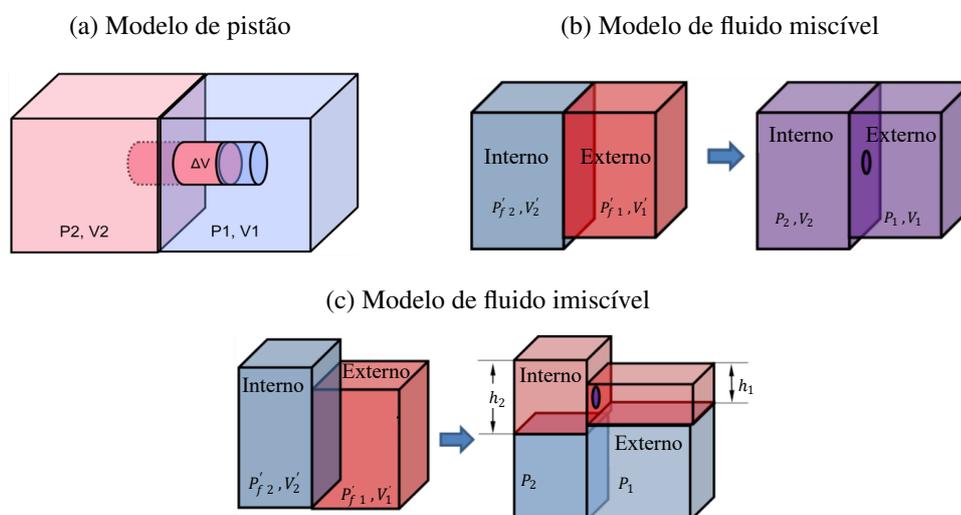
O caminho modelado (linha tracejada) representa um caminho alternativo que Liu et al. (2016b) adotaram para chegar na mesma condição final de equilíbrio encontrada no caminho

real. No caminho modelado, as pressões finais pré-ruptura P_f' podem ser calculadas por meio de um simulador de APB, partindo da condição inicial do poço até atingir condição final, segundo a operação realizada. A diferença de pressão de ruptura modelada $\Delta P_m = P_{f'2} - P_{f'1}$ é determinada, podendo ser muito maior que a taxa de ruptura/colapso do disco de ruptura. Após a ruptura do disco, os fluidos se movem até que a pressão final de equilíbrio P_f seja atingida.

Liu et al. (2016b) apresentam três modelos de balanço de pressão que simulam a ação de um disco de ruptura: i) modelo de pistão (Figura 3.26 (a)), assumindo que não há troca de fluido entre dois anulares, fornece a solução mais simples; ii) modelo de fluido miscível (Figura 3.26 (b)), que destina-se a anulares com o mesmo tipo de fluido, mas com valores de densidade diferentes e iii) modelo de fluido imiscível (Figura 3.26 (c)), que destina-se a anulares com diferentes tipos de fluidos imiscíveis, como lama à base de óleo no anular interno e lama à base de água no anular externo.

Neste trabalho são estudados apenas os modelos de pistão e de fluido miscível. Para o modelo de fluido imiscível, Liu et al. (2016b) não deixa explícito como são calculadas as alturas de interface entre fluidos (Figura 3.26 (c)). A Situação fica mais complexa em casos com três ou mais anulares todos conectados por discos de ruptura e fluidos de bases diferentes.

Figura 3.26 – Modelos de balanço de pressão



Fonte: Adaptado de Liu et al. (2016b)

No modelo de pistão, os fluidos movem-se do anular de maior pressão para o anular de menor pressão até que as pressões sejam equilibradas. Conforme ilustra a Figura 3.26 (a), um pistão separa os fluidos, mas permite o deslocamento do fluido para equilíbrio de pressão. A mudança de volume atribuível ao deslocamento do pistão é calculada com a Equação 3.13 (LIU et al., 2016b).

$$\Delta V = \Delta P_m \frac{k_{t2} V_1 \cdot k_{t1} V_2}{k_{t2} V_1 + k_{t1} V_2} \tag{3.13}$$

Na Equação 3.13, k_t é a compressibilidade média de cada fluido, V é o volume do anular considerando revestimentos rígidos. Após a determinação da mudança de volume do pistão, é possível calcular o APB final para cada anular após o balanço de pressão ΔP_{bld} , conforme as Equações 3.14 e 3.15. $\Delta P_{bld}'$ é o valor de APB como se o disco não tivesse rompido.

$$\Delta P_{bld1} = \Delta P_{bld1}' + \frac{\Delta V}{k_{t1} \cdot V_1} \quad (3.14)$$

$$\Delta P_{bld2} = \Delta P_{bld2}' - \frac{\Delta V}{k_{t2} \cdot V_2} \quad (3.15)$$

Os valores de APB são utilizado para determinar as pressões finais em cada anular, conforme as Equações 3.16 e 3.17. Note que, para essa abordagem, o cálculo do APB e das pressões independe da altura de instalação do disco. As pressões finais em todas as profundidades podem ser calculadas utilizando as Equações 3.16 e 3.17.

$$P_{f1} = P_{i1} + \Delta P_{bld1} \quad (3.16)$$

$$P_{f2} = P_{f1} = P_{i2} + \Delta P_{bld2} \quad (3.17)$$

Para o modelo de fluido miscível, supõe-se que os fluidos interno e externo estejam totalmente misturados antes da abertura do disco de ruptura. Portanto, os fluidos interno e externo devem ter a mesma densidade ρ_{mix} , compressibilidade k_{tmix} e coeficiente de expansão térmica α_{mix} (LIU et al., 2016b). Dessa forma, esses parâmetros são calculados com as Equações 3.18, 3.19 e 3.20.

$$\rho_{mix} = \frac{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2}{V_1 + V_2} \quad (3.18)$$

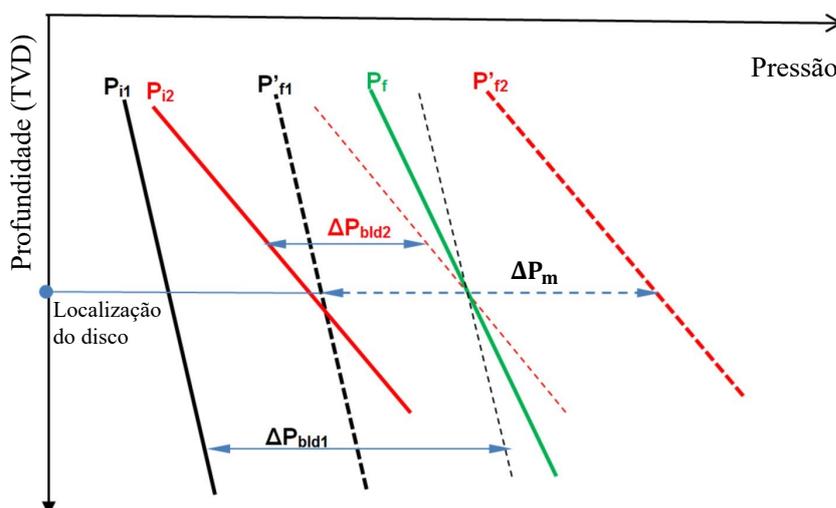
$$k_{tmix} = \frac{k_{t1} V_1 + k_{t2} V_2}{V_1 + V_2} \quad (3.19)$$

$$\alpha_{mix} = \frac{\alpha_1 V_1 + \alpha_2 V_2}{V_1 + V_2} \quad (3.20)$$

Semelhante ao modelo de pistão, a mudança de volume é determinada por meio da Equação 3.13. Entretanto, utilizando a compressibilidade da mistura k_{tmix} . O valores APB são atualizados de acordo com as Equações 3.14 e 3.15. As pressões finais são determinadas por meio das Equações 3.16 e 3.17, porém elas só são válidas na profundidade de instalação do disco de ruptura. Conforme ilustra a Figura 3.27, o perfil de pressão final (linha verde) não é paralelo aos perfis de pressões iniciais (linhas contínuas preta e vermelha), devido os fluidos serem totalmente miscíveis e suas densidades iniciais terem sido modificadas. Dessa forma, as pressões nas demais

profundidades (TVD - *True Vertical Depth*, Profundidade vertical verdadeira) são calculadas através da Equação 3.21, com as profundidades expressas em pés e a densidade em ppg.

Figura 3.27 – Perfis de pressão de fluidos totalmente miscíveis nos anulares interno e externo sob condições iniciais e finais

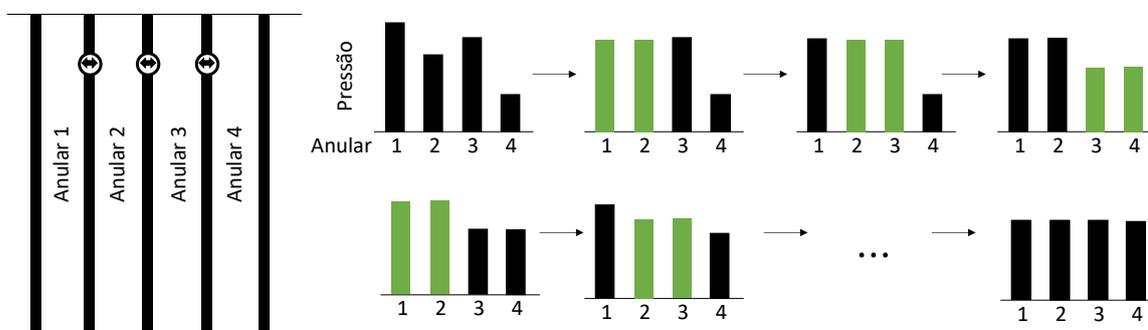


Fonte: Liu et al. (2016b)

$$P_f(TVD) = P_f(TVD_{disco}) + 0,052 \cdot (TVD - TVD_{disco}) \cdot \rho_{mix} \quad (3.21)$$

Segundo Liu et al. (2016b), o equilíbrio entre pares é utilizado em situações que os discos de ruptura conectem três ou mais anulares. É realizado o balanceamento de pressão de um par de regiões conectadas por vez. O equilíbrio de pressão global pode ser alcançado através de iterações, conforme ilustra a Figura 3.28.

Figura 3.28 – Equilíbrio de pressão com mais de dois anulares



Fonte: Adaptado de Liu et al. (2016b)

3.2 Tabela das técnicas para mitigação do APB

A Tabela 3.3 apresenta as principais características dos métodos de mitigação discutidos neste trabalho.

Tabela 3.3 – Resumo dos métodos de mitigação do APB

Forma	Mecanismo	Método de mitigação	Descrição	Aplicabilidade	Dificuldade de operação	Confiança	Custo	Vantagens	Desvantagens	
Passiva	Aumentar a resistência dos equipamentos	Melhorar o grau do aço ou aumentar a espessura do revestimento	Aumenta as condições de permissibilidade do APB	Alta	Média	Média	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Confiável dentro da faixa de resistência do tubo 	<ul style="list-style-type: none"> • Eleva o custo • Reduz o espaço anular 	
	Alívio de pressão no anular	Sapata aberta	Permite a drenagem de fluido do interior do espaço anular para a formação vizinha a este		Alta	Baixa	Média	Baixo	<ul style="list-style-type: none"> • Econômica, conveniente e comumente usada 	<ul style="list-style-type: none"> • Formação de sedimentos no anular pode dificultar ou impedir a drenagem do fluido
		Discos de ruptura	Comunicação e balanceamento da pressão entre dois anulares vizinhos; Vazamento do fluido do anular para a formação.		Alta	Baixa	Média	Baixo	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil instalação e transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Diminui a resistência do revestimento
		Revestimento de sacrifício	Vazamento do fluido do anular para a formação.		Média	Baixa	Baixa	Baixo	<ul style="list-style-type: none"> • Substituição ao disco de ruptura 	<ul style="list-style-type: none"> • Destroi a integridade do poço; • Não está conforme com as especificações de abandono de poço
		Válvulas para atmosfera ou válvulas na cabeça do poço por ROV (Remotely Operated Vehicle)	Expulsar o excesso de pressão removendo um volume fixo de fluido do anular		Média	Alta	Média	Médio	<ul style="list-style-type: none"> • Pode ser feito um furo na cabeça do poço para ventilar a pressão no anular 	<ul style="list-style-type: none"> • Mitigar o APB apenas na tubulação de produção e no revestimento de produção
	Equilibrando o volume de expansão de calor	Colar de alívio de pressão	Transferir o excesso de pressão para uma posição entre o revestimento de produção e o tubo de óleo		Baixa	Alta	Alta	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Controle de abertura e fechamento conforme desejado 	<ul style="list-style-type: none"> • Complexidade da instalação e operação • Insostituível em caso de falha
		Espuma compressível	Liberar um volume para o anular toda vez que uma determinada pressão seja atingida		Alta	Média	Alta	Médio	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidade no ajuste das propriedades para atender as características do poço 	<ul style="list-style-type: none"> • Descolagem da espuma • Necessidade de grande volume no transporte para a plataforma
		Câmara adicional	Liberar um volume para o anular toda vez que uma determinada pressão seja atingida		Baixa	Alta	Alta	Médio	<ul style="list-style-type: none"> • A pressão do gás inerte na câmara de pode ser ajustada de acordo com o projeto 	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolvimento e a operação difícil • Complexidade do projeto • Redução da força do revestimento.
		Fluido espaçador	Injetar um fluido de baixa compressibilidade		Baixa	Alta	Alta	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Excelente capacidade de controlar o APB 	<ul style="list-style-type: none"> • Complexidade do processo de operação • Custo elevado do equipamento de injeção de nitrogênio
		Microesferas ocas	Criar espaços internos (poros) para acomodar o volume do fluido termicamente expandido		Baixa	Alta	Alta	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • São quimicamente inertes, termicamente estáveis, com alta relação resistência-peso 	<ul style="list-style-type: none"> • Uma fração significativa das microesferas não sobrevive à fase de bombeamento
	Ativa	Isolando os canais de transferência de calor	Tubulação isolante	Bloquear o calor que é transferido pela tubulação de produção para o anular	Alta	Baixa	Alta	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Reduz a expansão do fluido 	<ul style="list-style-type: none"> • Longo tempo necessário para sua preparação e aplicação • Produção de poços offshore ainda é limitada
			Fluido isolante	Formar barreiras de fluxo de calor	Alta	Alta	Alta	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Reduz a expansão do fluido 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de equipamentos de injeção complexos • Manter as propriedades do fluido em ambientes HPHT
Eliminação do espaço anular		Cimentação completa	Preencher totalmente espaço anular com cimento	Alta	Baixa	Baixa	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade da operação; Eliminação do efeito do APB 	<ul style="list-style-type: none"> • Risco de vazamento • Difícil determinar a quantidade de cimento 	

Fonte: Autor (2023)

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são expostos e discutidos os principais resultados alcançados no desenvolvimento deste trabalho.

Inicialmente, é apresentado o poço de referência, denominado de modelo base. O modelo base é utilizado como ponto de comparação para avaliar os resultados obtidos com o *software* StrinGnosis® e o simulador de APB utilizado neste trabalho.

Na Seção 4.2, o modelo base é modificado para considerar a drenagem de fluido (*leakoff*) para a formação em um dos anulares. É conduzido também um estudo paramétrico para avaliar os resultados de acordo com a variação da permeabilidade da rocha e a posição do topo do cimento no anular.

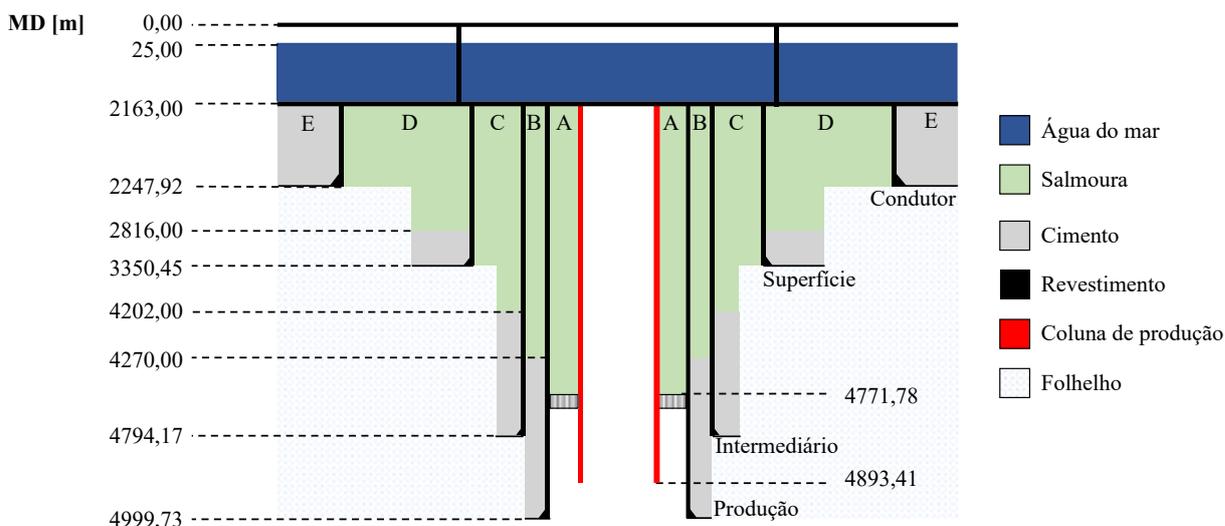
Na Seção 4.3, é realizada a consideração exclusiva dos anulares A e B em uma representação simplificada do modelo base, utilizando discos de ruptura para estudar os dois modelos de balanço de pressão apresentados neste trabalho. Posteriormente, o revestimento de superfície do modelo base é substituído por um revestimento de menor resistência, com o objetivo de verificar a capacidade do disco de ruptura em proteger esse elemento mais frágil.

Por fim, na Seção 4.4, são aplicadas espumas sintéticas no anular C do modelo proposto, com o intuito de avaliar o posicionamento e comprimento da espuma para manter o APB dentro dos limites permitidos.

4.1 Modelo base

O esquema com a configuração do poço utilizado como modelo base é ilustrado na Figura 4.1, o qual apresenta quatro anulares com diferentes condições de contorno. As especificações do poço analisado são apresentadas na Tabela 4.1, que traz informações geométricas das fases e dos revestimentos. A Tabela 4.2 detalha as propriedades termomecânicas de cada material envolvido na caracterização do poço. O poço apresenta uma altura da mesa rotativa de 25,00 m e espessura de lâmina d'água de 2138,00 m. É adotada uma camada única de folhelho com comportamento em regime elástico linear. A profundidade do *packer* no primeiro anular é de 4771,78 m.

Figura 4.1 – Modelo base



Fonte: Autor (2023)

Tabela 4.1 – Especificação do poço de aplicação

Nome	Tipo	Topo (m)	Base (m)	TOC (m)	ID (pol)	OD (pol)	Broca (pol)	Peso linear (lbf/pé)	Grau do aço
Condutor	Revestimento	2163,00	2247,92	2163,00	33,00	36,00	42,00	554,00	L80
Superfície	Revestimento	2163,00	3350,45	2816,00	18,00	20,00	26,00	203,11	L80
Intermediário	Revestimento	2163,00	4794,17	4202,00	12 3/8	13 5/8	16,00	88,20	L80
Produção	Revestimento	2163,00	4999,73	4270,00	9,56	10 3/4	12,25	65,70	L80
Produção	Coluna	2163,00	4893,41	-	6,05	6 5/8	-	20,00	L80

Tabela 4.2 – Propriedades termomecânicas dos materiais

Material	Módulo de elasticidade (GPa)	Coefficiente de Poisson	Coefficiente de expansão térmica linear (1/°C)	Densidade (kg/m³)	Condutividade térmica (W/m°C)	Calor específico (kJ/kg°C)
Aço	206,8427	0,30	1,24227E-5	7849,0470	45,35	0,450
Cimento	10,3421	0,21	1,00E-6	1890,1787	0,98	0,837
Folhelho	24,00	0,36	-	2242,5849	1,59	1,256

O StrinGnosis® não disponibiliza os valores de módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson da formação (folhelho) e do cimento. Valores para esses parâmetros, encontrados na literatura, são testados em exemplos de poços simplificados para comparar os resultados entre o simulador de APB e o StrinGnosis®. Nesse sentido, os valores apresentados na Tabela 4.2 são os que fornecem resultados de APB mais próximos do StrinGnosis®.

Os valores de resistência ao colapso e ao *burst* estão listados na Tabela 4.3. Esses valores são utilizados para calcular os fatores de segurança de cada revestimento, bem como para determinar o APB permissível nos anulares.

Tabela 4.3 – Resistência dos revestimentos

Nome	Tipo	Burst (psi)	Colapso (psi)
Condutor	Revestimento	5830,00	3190,00
Superfície	Revestimento	7000,00	4990,00
Intermediário	Revestimento	6420,00	3980,00
Produção	Revestimento	7750,00	6300,00
Produção	Coluna	6090,00	3470,00

É empregada água do mar como fluido de perfuração em todas as fases, cujas propriedades são apresentadas na Tabela 4.4. Para a caracterização do fluido de perfuração, são utilizados os coeficientes de correlação da equação polinomial que determina o peso do fluido sob uma condição de pressão e temperatura, apresentada em Zamora et al. (2013). Na Tabela 4.5 são apresentados os valores dos coeficientes utilizados para água do mar.

Tabela 4.4 – Propriedade do fluido traçado

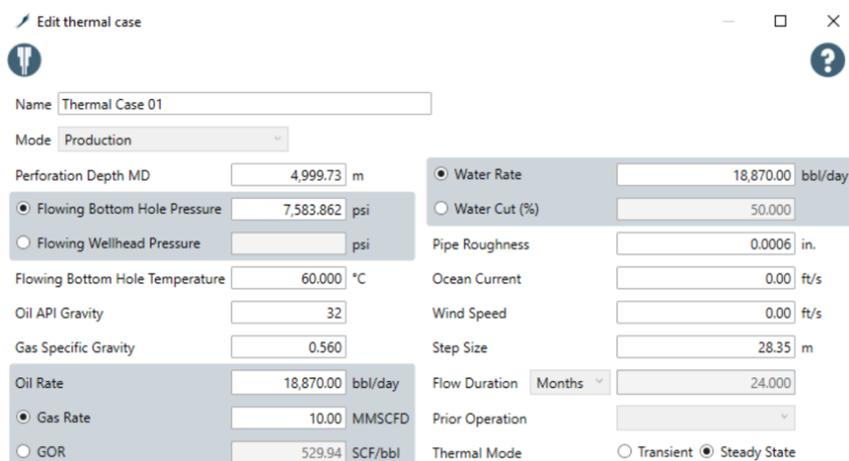
Fluido	Tipo	Densidade (ppg)	Viscosidade plástica (cP)	Calor específico (kJ/kg°C)	Condutividade térmica (W/m°C)
Água do mar	Salmoura	8,60	0,500	3,852	0,59

Tabela 4.5 – Coeficientes de correlação para a equação de Zamora et al. (2013)

Fluido	a_1	b_1	c_1	a_2	b_2	c_2
Água do mar	8,9001E+0	1,8462E-5	-1,2134E-10	-3,6828E-3	4,0808E-8	-4,9529E-13

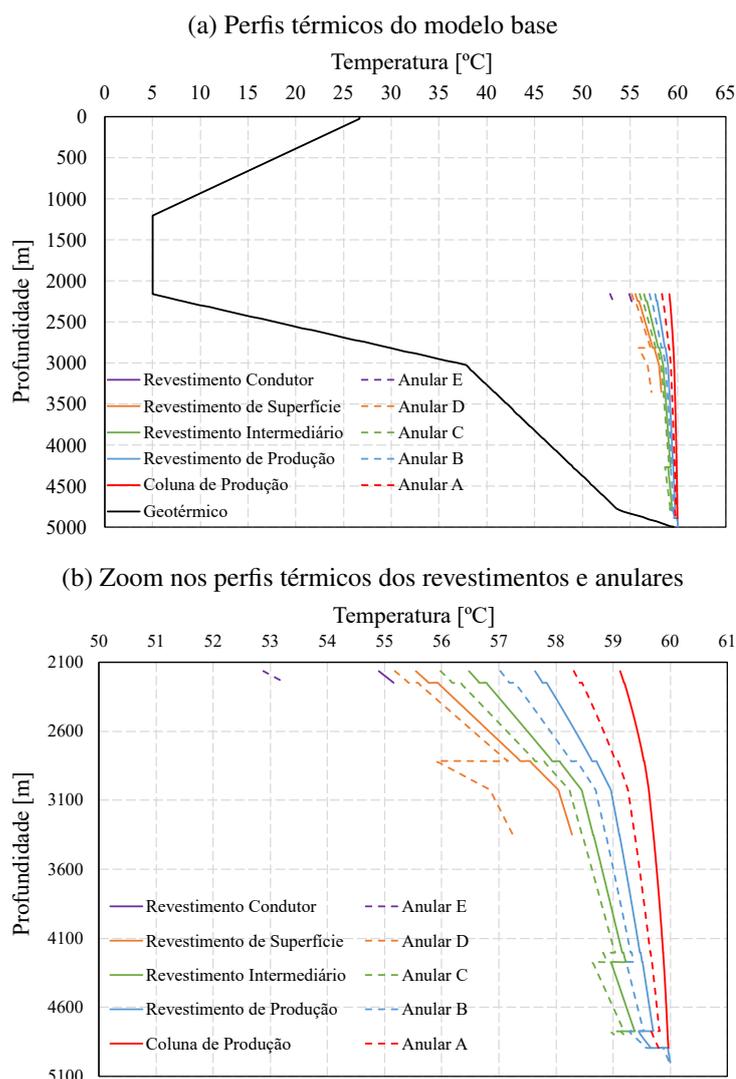
Para calcular o APB, é necessário acesso aos perfis de temperatura nos revestimentos e nos anulares. Esses perfis são obtidos através do simulador térmico disponível no StrinGnosis®, utilizando o perfil geotérmico e uma operação pré-definida. Nesse contexto, o modelo base é simulado em uma operação com uma taxa de produção de petróleo de 3000 m³/dia. Todos os dados dessa operação são apresentados na Figura 4.2. A simulação considera que, inicialmente, o poço encontra-se em equilíbrio geotérmico, a partir da produção do poço obtêm-se os perfis de temperatura em estado estacionário. Os resultados da simulação térmica são apresentados nos gráficos da Figura 4.3. Na Figura 4.3 (a), comparando com o perfil geotérmico, é observado que a produção de petróleo provoca o aquecimento de todo o poço. Na Figura 4.3 (b) são destacados os perfis térmicos dos revestimentos e anulares.

Figura 4.2 – Captura de tela do StrinGnosis® com os dados da operação de produção



Fonte: Autor (2023)

Figura 4.3 – Gradientes de temperatura



Fonte: Autor (2023)

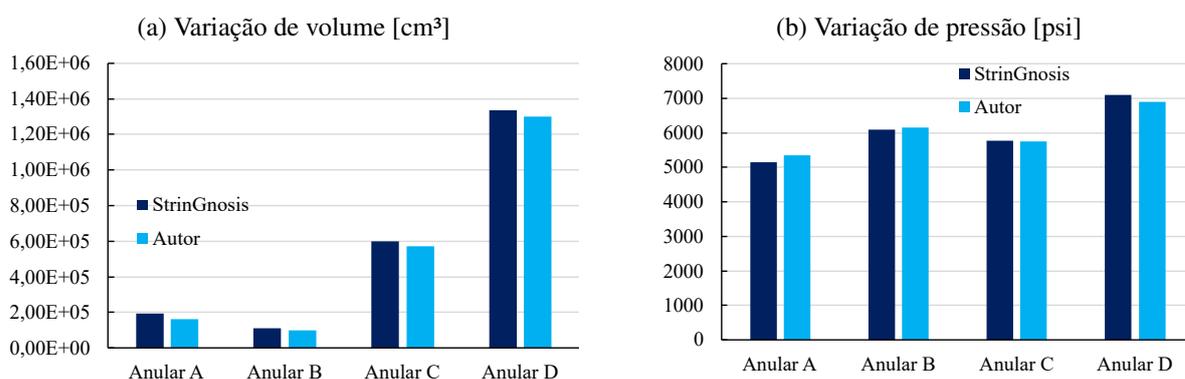
Após o cálculo dos perfis térmicos, são simulados os valores de APB em cada anular do poço. Os volumes iniciais dos anulares são apresentados na Tabela 4.6. Com o aquecimento do poço, os anulares sofrem variações em seus volumes iniciais, resultando no aumento da pressão (APB). Nesse sentido, a Figura 4.4 compara os resultados de APB alcançados pelo simulador de APB com os valores obtidos no StrinGnosis®. A Tabela 4.7 apresenta os valores associados à diferença dos resultados de variação de volume em cada anular e a Tabela 4.8 apresenta a diferença dos resultados de variação de pressão.

Tabela 4.6 – Volumes iniciais dos anulares

Anular	Volume Inicial (m³)
A	62,7936
B	40,1196
C	113,6086
D	109,0941

O espaço anular externo ao revestimento de superfície, que nesse estudo de caso é o anular D, em casos reais, é ventilado para o fundo do mar. Outro ponto importante é que, devido as profundidades serem mais rasas, não existe rocha consolidada para impor uma condição de anular fechado, apenas solo. Como o StrinGnosis® considera a formação como rocha consolidada, independente da profundidade, e também para efeito de comparação entre as ferramentas, o cálculo do APB é realizado para este anular em questão.

Figura 4.4 – Resultados do modelo base



Fonte: Autor (2023)

Tabela 4.7 – Comparação das variações de volume com o StrinGnosis®

Anular	StrinGnosis® (m³)	Autor (m³)	Diferença (m³)	Diferença/Vi
A	0,1953	0,1606	-0,0347	0,055%
B	0,1098	0,0991	-0,0106	0,027%
C	0,5987	0,5725	-0,0262	0,023%
D	1,3340	1,3009	-0,0331	0,030%

Tabela 4.8 – Comparação do APB com o StrinGnosis®

Anular	StrinGnosis® (psi)	Autor (psi)	Diferença (psi)	Diferença
A	5154,079	5342,830	188,751	3,662%
B	6086,967	6143,810	56,843	0,934%
C	5769,544	5751,772	-17,771	0,308%
D	7096,580	6901,707	-194,873	2,746%

Embora o StrinGnosis® seja uma ferramenta excelente para a reprodução de cenários de poços sujeitos a cargas de APB, ele não fornece detalhes sobre a formulação matemática utilizada em seu simulador. Conforme colocado anteriormente, o StrinGnosis® não apresenta os valores de módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson da formação (folhelho) e do cimento. Essas informações são importantes para o cálculo dos deslocamentos dos revestimentos e, conseqüentemente, para a determinação das variações de volume e pressão, sendo essas as possíveis fontes de diferença entre os resultados dos dois simuladores.

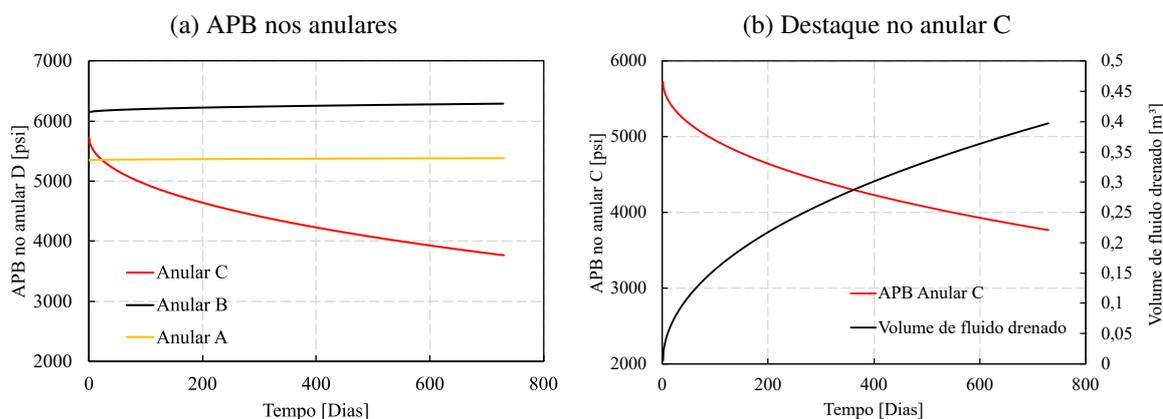
Ainda assim, é observada uma boa concordância entre os resultados de variação de volume e de pressão dos simuladores. Entende-se que os resultados desse cenário foram satisfatórios, mesmo sem a disponibilidade da formulação matemática e computacional utilizada no StrinGnosis® e dos dados citados anteriormente. Nota-se uma baixa diferença percentual em relação ao resultado de referência, principalmente na previsão da variação de pressão que não passou de 3,66% para o modelo em questão.

Os próximos estudos referem-se à utilização dos métodos de mitigação. Conforme mencionado anteriormente, na prática, o APB do anular D é aliviado. Diante disso, os próximos resultados de APB apresentados são apenas dos anulares A, B e C.

4.2 Modelo de poço com *leakoff*

O intuito de reproduzir o modelo base considerando o *leakoff* é avaliar o quanto esse tipo de abordagem pode alterar os resultados do APB. Diferentemente do modelo base, o modelo com *leakoff* inclui a drenagem do fluido no anular C para a formação. Para isso, é adotada uma permeabilidade de 0,0087 mD (miliDarcy) na camada de folhelho entre 3350,45 m e 4202,00 m. Esse valor foi apresentado por Li et al. (2016) em uma de suas amostras da rocha. Como o StrinGnosis® adota 24 meses (720 dias) para definição do estado estacionário, esse mesmo intervalo de tempo é utilizado na reprodução do cenário aqui estudado. Os resultados da simulação são apresentados na Figura 4.5 e na Tabela 4.9. O gráfico da Figura 4.5 (a) mostra os níveis de APB em todos os anulares do poço. No gráfico da Figura 4.5 (b) é destacado o anular C, com seu volume de fluido drenado para a formação.

Figura 4.5 – Resultados do modelo base com *leakoff* no anular C



Fonte: Autor (2023)

Tabela 4.9 – Comparação do APB considerando o *leakoff* no anular C

Anular	Sem <i>leakoff</i> no anular C (psi)	Com <i>leakoff</i> no anular C (psi)	Diferença (psi)	Diferença
A	5342,830	5379,429	36,598	0,685%
B	6143,810	6289,368	145,558	2,369%
C	5751,772	3768,919	-1982,853	34,474%

Com base nos resultados obtidos, observa-se que essa abordagem reduziu o valor do APB em 34,4%, devido a drenagem de aproximadamente 0,4 m³, o que corresponde a pouco mais de 2,5 barris de fluido. Essa redução no APB no anular C não causou diferenças significativas nos demais anulares, sendo a maior diferença de 2,4% no anular B. Embora a formulação matemática adotada neste trabalho para reproduzir a drenagem seja uma boa aproximação para determinar o alívio de pressão no anular, ainda há espaço para melhorias. Por exemplo, realizar experimentos que permitam descrever o comportamento da permeabilidade e espessura do reboco em função do tempo.

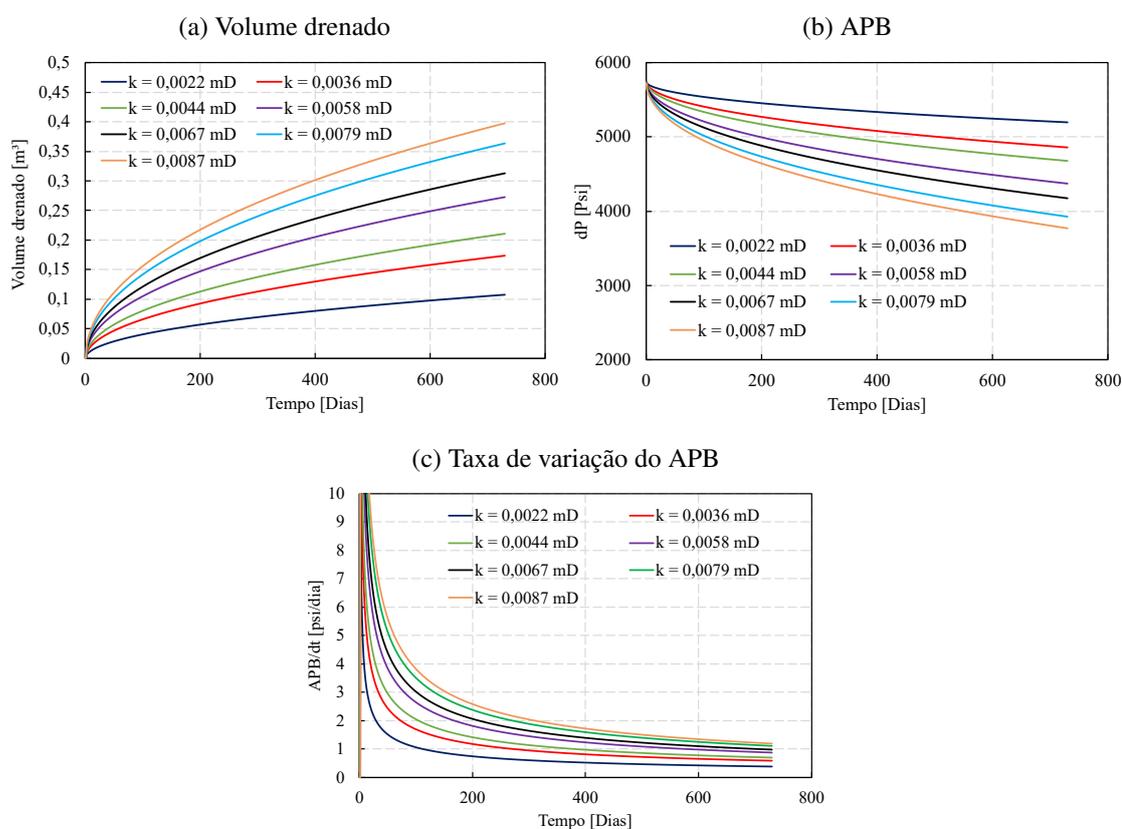
É importante observar no gráfico da Figura 4.5 (b) o comportamento quadrático da curva de volume de fluido drenado, que mesmo após 24 meses ainda não está estabilizado. Isso ocorre devido à falta de equalização da pressão dentro do anular com a poropressão da formação. Por outro lado, o aumento do *mudcake* e a redução da permeabilidade da formação são outros fatores que podem estabilizar e até mesmo impedir a drenagem de fluido. Portanto, para obter resultados mais próximos de cenários realistas, é necessário utilizar modelos que descrevam o comportamento dessas duas variáveis ao longo do tempo.

Li et al. (2016) apresentam 13 outros valores de permeabilidade, além da permeabilidade de 0,0087 mD. Nesse contexto, foram selecionadas 7 amostras de folhelho para um estudo paramétrico, visando avaliar o impacto da permeabilidade no APB do anular C, como mostrado na Figura 4.6. Conforme esperado, observa-se, na Figura 4.6 (a) que quanto maior o valor da

permeabilidade, maior é o volume de fluido drenado. De acordo com o gráfico apresentado na Figura 4.6 (b), os valores de APB variaram entre 3768,82 psi e 5194,47 psi.

Adicionalmente, na Figura 4.6 (c), nota-se que a variação de pressão é significativa nos primeiros dias e se estabiliza ao longo do tempo. As amostras com permeabilidades mais baixas atingiram a taxa de 2 psi/dia antes dos 200 dias, enquanto as amostras com permeabilidades mais altas alcançaram esse patamar somente após 400 dias. Isso ressalta a importância de medir com precisão o valor da permeabilidade da rocha, uma vez que uma estimativa inadequada dessa variável pode levar a previsões subestimadas ou superestimadas do APB.

Figura 4.6 – Variação da permeabilidade



Fonte: Autor (2023)

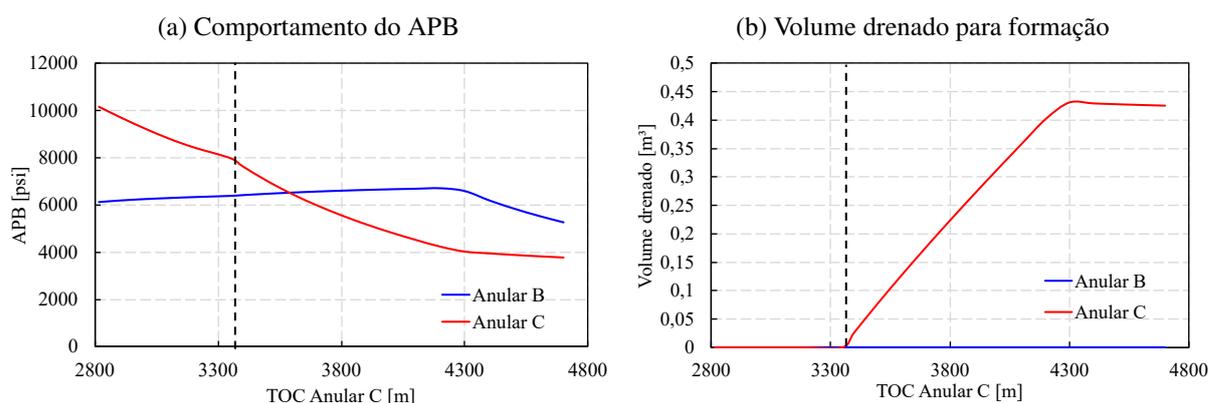
Por outro lado, vale ressaltar que a abordagem utilizada neste trabalho não considera a fratura da rocha. Na prática, valores elevados de APB em anulares em contato com a formação podem fraturá-la.

Com o objetivo de analisar a influência do posicionamento do topo da cimentação (TOC) do anular C, analisando também os resultados do anular vizinho a este, ou seja, o anulares B. Um estudo semelhante a esse é realizado por Wang et al. (2021). Nesse sentido, são adotados valores de TOC variando entre 2816,00 m e 4700,00 m. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 4.7.

Na Figura 4.7 (a), é mostrado o comportamento do APB em função do TOC. Uma linha

vertical tracejada divide o gráfico em duas partes. Na primeira parte, que vai de 2816,00 m a 3350,45 m, o TOC do anular C preenche completamente a área de contato entre o anular e a formação. Isso significa que não há drenagem de fluido nessa faixa de variação do TOC, como ilustrado na Figura 4.7 (b). Na segunda parte do gráfico, que vai de 3350,45 m a 4700,00 m, a área de contato entre o anular C e a formação vai aumentando à medida que a profundidade do TOC aumenta. Isso indica que há drenagem de fluido nessa faixa de TOC, pois o fluido pode migrar através da interface entre o anular e a formação.

Figura 4.7 – Variação do topo do cimento no anular C



Fonte: Autor (2023)

Embora o poço utilizado neste estudo seja diferente daquele apresentado por Wang et al. (2021), as curvas mostram um comportamento bastante semelhante. Observa-se uma redução no APB devido à saída de fluido do anular, e essa redução ocorre em uma taxa decrescente à medida que o TOC aumenta. Com o TOC em 3350,45 m o APB no anular C é de 7980,7 psi e cai para 5271,8 psi quando o TOC é posicionado em 4700 m. Os resultados também indicam que existe uma profundidade em que o aumento no comprimento de seção aberta do anular não é mais eficaz na mitigação do APB. Para o poço em análise, essa profundidade foi aproximadamente 4300 m.

Percebe-se também que o anular vizinho é afetado pelo comportamento do anular C. No anular B, o comportamento do APB nas duas partes do gráfico é semelhante. No entanto, próximo ao TOC de 4300 m, observa-se uma queda no valor do APB neste anular. Isso pode ser atribuído às mudanças nas condições de contorno, como pode ser observado na Figura 4.1. A partir dessa profundidade, as condições se tornam menos rígidas, proporcionando uma maior flexibilidade para o revestimento intermediário se deformar. Essa maior flexibilidade resulta em uma redução significativa nos valores de APB.

4.3 Modelo de poço com discos de ruptura

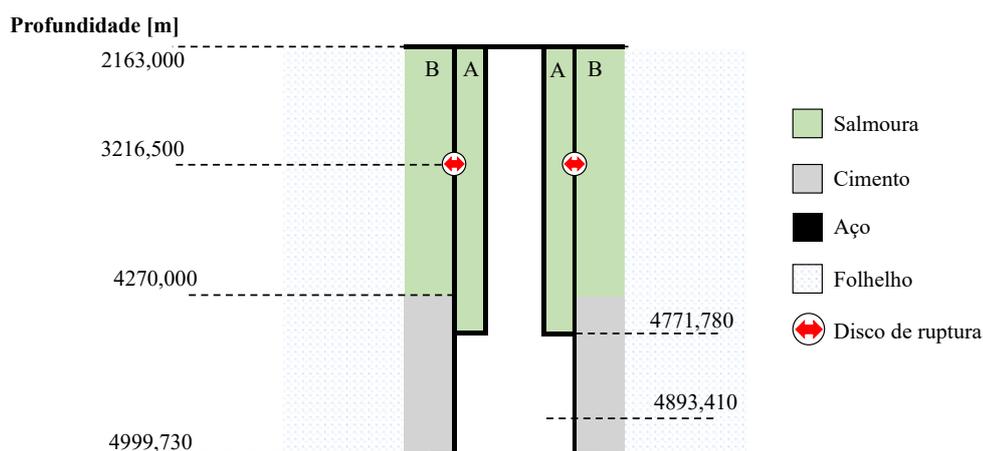
Conforme mencionado na Seção 3.1, os discos de ruptura são equipamentos que visam mitigar os problemas ocasionados por APB. Para isso, eles podem reduzir o APB em um anular

e elevar o APB no anular adjacente, com o objetivo de equalizar as pressões em ambos. Nesse contexto, na análise dos discos de ruptura, são utilizados dois modelos de balanço de pressão desenvolvidos neste trabalho: o modelo de pistão e o modelo de fluido miscível.

É inviável a utilização de discos de ruptura no revestimento de produção, pois em caso de rompimento, tem-se a perda do CSB (Conjunto Solidário de Barreiras). Dessa forma, os dois modelos de balanço de pressão são aplicados em uma representação simplificada do poço base, considerando recipientes anulares A e B, com a presença de um disco de ruptura, conforme ilustra a Figura 4.8.

No modelo de pistão são utilizados fluidos com mesmo tipo de base e mesma densidade nos anulares A e B. Portanto, o peso do fluido é mantido em 8,6 ppg em ambos os anulares. Já no modelo de fluido miscível, também é mantido o tipo das bases nos anulares A e B. No entanto, a densidade do fluido é ajustada para 10,0 ppg no anular B. Essa diferença de densidade entre os anulares cria um efeito de fluido miscível, onde, após o rompimento do disco, há a mistura entre os fluidos dos anulares.

Figura 4.8 – Representação simplificada do modelo base com disco de ruptura



Fonte: Autor (2023)

Os resultados das pressões para o modelo simplificado com disco de ruptura são apresentados na Figura 4.9. Na Figura 4.9 (a), utilizando o modelo de pistão e na Figura 4.9 (b), utilizando o modelo de fluido miscível.

As linhas contínuas vermelha e preta representam as pressões iniciais nos anulares A e B, respectivamente. As linhas tracejadas representam as pressões finais nos anulares A e B caso o disco de ruptura não seja rompido. Essas pressões finais indicam a condição sem a equalização das pressões entre os anulares, ou seja, sem o efeito do disco de ruptura. Por fim, a linha verde representa o perfil de pressão de equilíbrio após o rompimento do disco de ruptura. Essa linha indica a condição em que as pressões nos anulares A e B são igualadas devido à atuação do disco de ruptura.

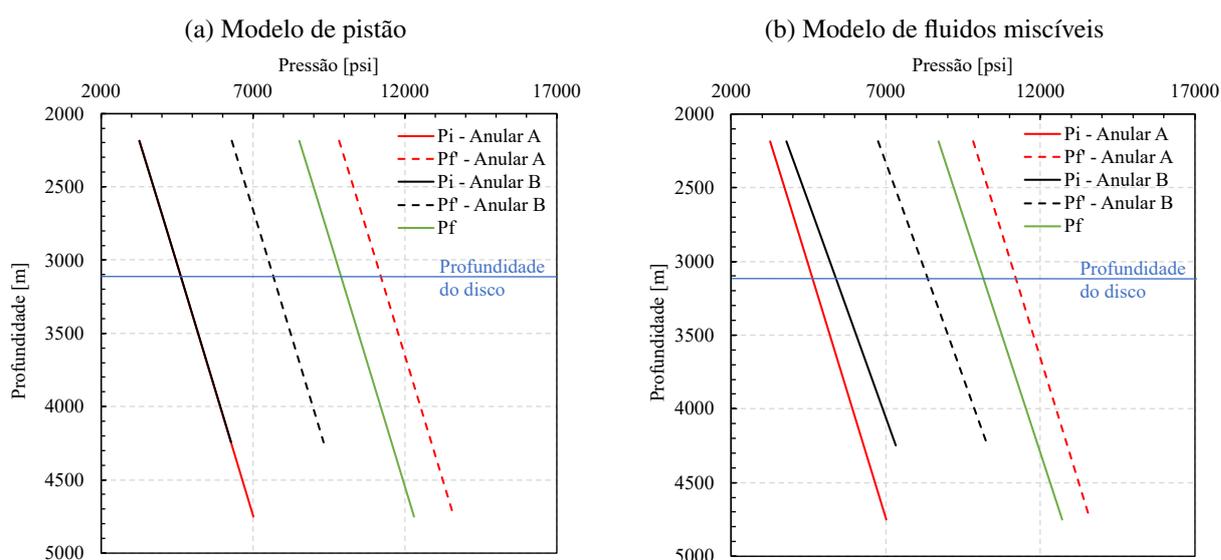
Na análise do modelo de pistão, em que os fluidos nos anulares têm a mesma densidade, o perfil de pressão inicial é idêntico. Portanto, não há um diferencial de pressão aplicado

ao revestimento de produção. Na condição final, caso o disco de ruptura não seja rompido, observa-se um diferencial de pressão de 3538,26 psi sobre o revestimento.

Para o modelo de fluido miscível (Figura 4.9 (b)), em que os fluidos nos anulares têm densidades diferentes, é observado um diferencial de pressão máximo de 1034,03 psi na condição inicial. Já na condição final, desconsiderando o rompimento do disco, há um diferencial de pressão mínimo sobre o revestimento de 3088,17 psi.

Neste trabalho adota-se uma pressão de ruptura de 1050,00 psi para o disco. É uma escolha adequada, pois garante que o disco de ruptura não seja ativado na condição inicial de ambos os modelos. Esse valor também é inferior aos diferenciais de pressão de 3538,26 psi e 3088,17 psi observados na condição final nos respectivos cenários, o que significa que o disco será ativado quando o diferencial de pressão no revestimento atingir a pressão de ruptura do disco. A sugestão de Liu et al. (2016b) de que a pressão de ruptura seja igual ou superior a 1000,00 psi reforça a adequação do valor adotado neste trabalho.

Figura 4.9 – Pressões para o modelo simplificado com disco de ruptura



Fonte: Autor (2023)

Ambos modelos são capazes de equilibrar as pressões nos anulares. No modelo de pistão, em que os fluidos nos anulares têm a mesma densidade, as curvas de pressão são paralelas, o que significa que o APB é constante em todas as profundidades. Isso permite determinar um único valor de APB para os anulares. Já no modelo de fluido miscível, em que os fluidos nos anulares têm densidades diferentes, as curvas de pressão não são paralelas. Isso indica que o APB varia ao longo da profundidade do poço, não sendo possível determinar um único valor de APB para os anulares.

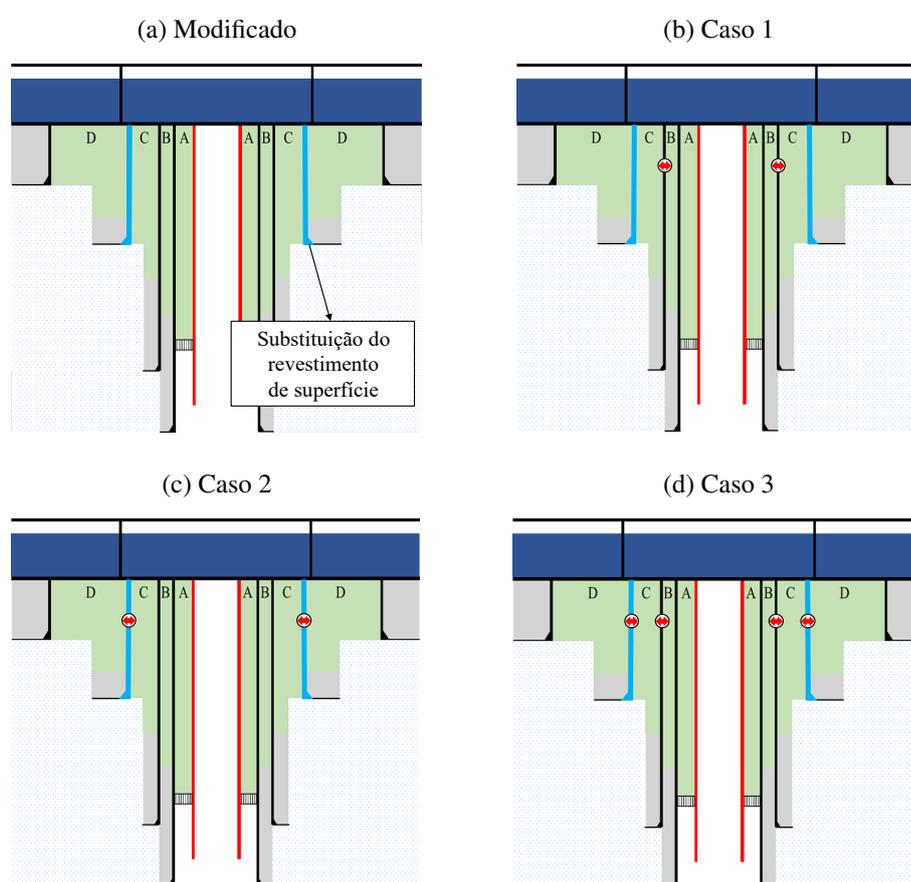
Após a descrição desses modelos de balanço de pressão, é realizado um estudo de integridade do revestimento intermediário e de superfície do modelo base. São avaliados os fatores de segurança, conforme a Equação 3.3. A solicitação é determinada pelo diferencial de

pressão sobre os revestimentos e sua resistência é obtida a partir da Tabela 4.3.

Também são consideradas variações no posicionamento do disco de ruptura, como mostrado na Figura 4.10, a fim de avaliar a influência das configurações utilizadas nos fatores de segurança dos revestimentos.

Neste estudo, o revestimento de superfície do modelo base é substituído por um revestimento de menor resistência, conforme ilustra a Figura 4.10 (a). É adotado o grau de aço H40 e espessura de 0,563 pol para esse revestimento. Ao adotar um revestimento em que seu fator de segurança FS se encontra na região de falha sem nenhum método de mitigação, e posteriormente utilizando o disco de ruptura, é possível verificar se o uso do disco é capaz de fazer retornar o FS para a condição segura. Esta análise tem como objetivo investigar a capacidade do disco de ruptura em proteger esse revestimento mais frágil.

Figura 4.10 – Variações na utilização do disco de ruptura



Fonte: Autor (2023)

A Tabela 4.10 apresenta a comparação dos fatores de segurança para todos os cenários avaliados. Os resultados indicam que os revestimentos do modelo base estão na região segura, mesmo sem a presença de discos de ruptura. No entanto, ao substituir o revestimento de superfície por um de menor resistência, esse revestimento passa a estar na região de falha.

Com base nos resultados obtidos, os discos de ruptura são capazes de melhorar a

integridade do revestimento de superfície, elevando seu fator de segurança para um valor seguro. Isso mostra que os discos de ruptura podem ser efetivos na proteção dos revestimentos, especialmente quando há variações na resistência dos mesmos.

Em alguns casos, é possível observar valores elevados para o fator de segurança devido à equalização das pressões nos anulares pelo uso dos discos de ruptura. Quando os discos são rompidos, eles permitem o fluxo de fluido entre os anulares, o que resulta na equalização das pressões e redução dos diferenciais de pressão sobre os revestimentos. Como resultado, os revestimentos ficam mais protegidos e a integridade do poço é melhor preservada.

Tabela 4.10 – Comparação entre os fatores de segurança

Modelo	Disco de Ruptura		FS	
	Rev. Intermediário	Rev. Superfície	Rev. Intermediário	Rev. Superfície
Base	Ausente	Ausente	2,68	4,34
Modificado	Ausente	Ausente	3,61	0,87
Caso 1	Presente	Ausente	347,09	1,06
Caso 2	Ausente	Presente	15,35	407468,13
Caso 3	Presente	Presente	8370,22	1280221,49

Com base nos resultados, para o cenário estudado, o disco de ruptura se apresenta como um método eficiente para mitigar os problemas causados pelo APB, equalizando as pressões nos anulares e mantendo a integridade do poço. Dessa forma, uma das principais vantagens dos discos de ruptura a ser aproveitada é a utilização de um grau de aço inferior ou revestimentos mais esbeltos, sem comprometer a segurança do poço.

Isso sugere que, ao utilizar discos de ruptura, é possível reduzir os custos com revestimentos em projetos de poços de petróleo. Ao optar por um grau de aço inferior ou por revestimentos mais esbeltos, que geralmente são mais econômicos, e combiná-los com a proteção fornecida pelos discos de ruptura, é possível obter uma solução eficiente e economicamente viável.

Vale ressaltar que o simulador de APB utilizado neste trabalho não faz o cálculo do APB em regime transiente. Em cenários reais, os incrementos de pressão nos instantes iniciais podem provocar o rompimento do disco antes das pressões atingirem o regime estacionário. Portanto, o cálculo do transiente deve ser considerado em casos reais para que os fatores de segurança não sejam ultrapassados.

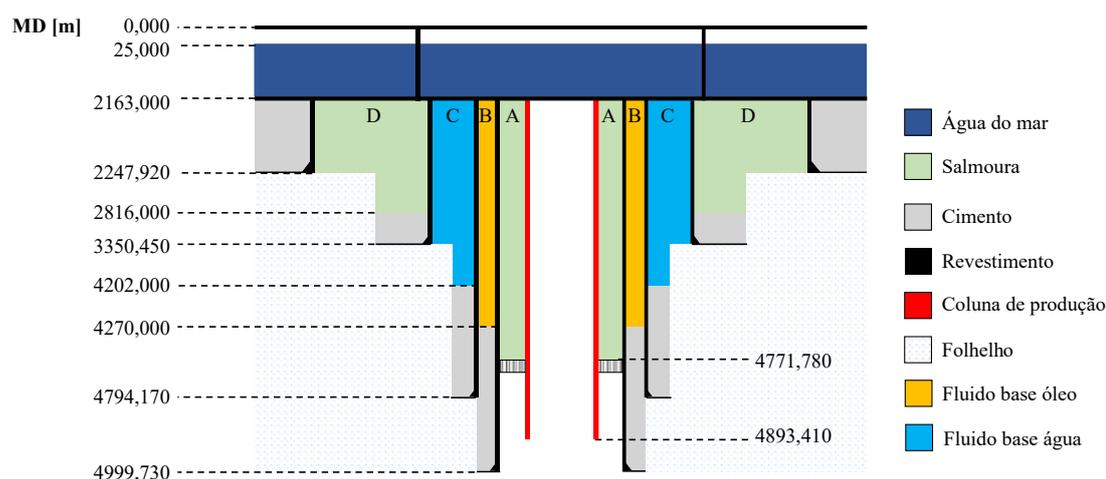
É importante destacar também que neste trabalho os discos foram posicionados apenas em dois revestimentos. No entanto, o equilíbrio de pressões nos anulares B e C ou C e D pode gerar diferenciais de pressão intensos sobre o revestimento de produção e potencialmente resultar na sua falha. Portanto, é importante considerar cuidadosamente a configuração e a distribuição dos discos de ruptura, bem como as pressões de equilíbrio entre os anulares, a fim de evitar a ocorrência de diferenciais de pressão excessivos do poço como um todo.

4.4 Modelo de poço com espuma sintética

O objetivo de reproduzir cenários com espuma sintética é avaliar o impacto dessa abordagem nos resultados do APB, considerando o posicionamento e o comprimento da espuma. Geralmente, as espumas sintéticas são projetadas para atender às necessidades específicas de controle de pressão de um poço. No entanto, na literatura atual, há poucos exemplos de projetos de espuma que apresentam suas propriedades, como a curva de pressão de colapso em função da temperatura.

Nesse sentido, algumas alterações nos fluidos de perfuração do modelo base são realizadas, conforme ilustrado na Figura 4.11, com o objetivo de aproximar o modelo base estudado até agora com o cenário apresentado por Liu et al. (2016a). Liu et al. (2016a) apresentam um exemplo de espuma com as informações necessárias para simular o seu comportamento, além de fornecer a formulação matemática do método em questão.

Figura 4.11 – Modelo de poço com espuma sintética



Fonte: Autor (2023)

As propriedades dos fluidos e os coeficientes para equação de Zamora et al. (2013) são apresentados nas Tabelas 4.11 e 4.12, respectivamente.

Tabela 4.11 – Propriedades dos fluidos

Anular	Fluido	Tipo	Densidade (ppg)	Viscosidade plástica (cP)	Calor específico (kJ/kg°C)	Condutividade térmica (W/m°C)
A	Packer Fluid 9,2	Salmoura	9,20	0,500	4,187	0,60
B	PVT_O 9,5	Fluido base óleo	9,49	20,000	1,870	0,17
C	FBA 11	Fluido base água	11,00	12,020	4,200	0,62
D	Água do mar	Salmoura	8,60	0,500	3,852	0,59

Tabela 4.12 – Coeficientes de correlação para a equação de Zamora et al. (2013)

Fluido	a_1	b_1	c_1	a_2	b_2	c_2
Packer Fluid 9,2	9,4999E+0	2,2540E-5	-2,0374E-10	-3,3834E-3	8,0269E-9	3,1989E-13
PVT_O 9,5	9,5712E+0	9,3263E-5	-3,3112E-9	-1,6582E-3	-2,4090E-7	1,3724E-11
FBA 11	1,1334E+1	5,3367E-5	-5,3744E-10	-3,6174E-3	-1,0460E-7	3,9616E-12
Água do mar	8,9001E+0	1,8462E-5	-1,2134E-10	-3,6828E-3	4,0808E-8	-4,9529E-13

Inicialmente, o cenário é simulado sem a presença de espuma, seguindo o mesmo perfil geotérmico e a mesma operação descrita na Seção 4.1. Os resultados do APB e do APB permissível são apresentados na Tabela 4.13. Os valores de APB permissível são calculados utilizando o StrinGnosis®.

Tabela 4.13 – APB e APB permissível nos anulares

Anular	APB (psi)	APB Permissível (psi)	
		Colapso do revestimento interno	Burst do revestimento externo
A	4475,827	-	-
B	2889,701	4894,767	-1069,977
C	3417,564	1718,135	-717,666
D	6062,110	-	-

Para o anular A, mesmo estabelecendo um valor de APB permissível, de acordo com as limitações do CSB, a pressão deste anular é controlada por ventilação. O valor de APB no anular D, para este caso de estudo, é determinado apenas para efeito de comparação com o StrinGnosis®. Conforme mencionado na Seção 4.1, em casos reais, o acréscimo de pressão no anular D é ventilado para o fundo do mar.

Observa-se que o APB no anular B está dentro dos limites permitidos. No entanto, o anular C ultrapassa o limite de colapso do revestimento interno. Diante disso, o estudo de aplicação da espuma sintética é direcionado apenas para o anular C.

Essas simulações têm como objetivo avaliar os efeitos da espuma sintética no controle do APB nos anular C, a fim de mitigar o risco de colapso do revestimento interno.

A Tabela 4.14 descreve os valores associados aos parâmetros da espuma sintética. A curva de colapso utilizada é ilustrada no gráfico da Figura 3.21.

Tabela 4.14 – Dados da espuma sintética

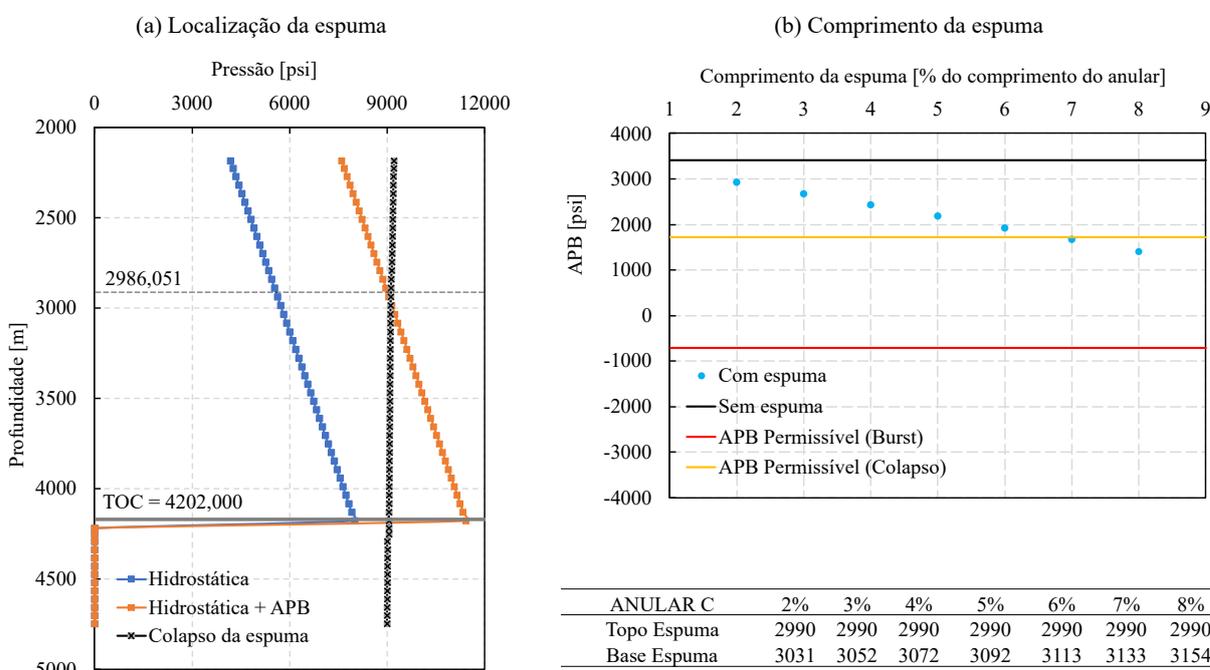
	Espessura (pol)	Coefficiente de expansão térmica (1/°C)	Compressibilidade elástica a 60°F (1/Pa)	Deformação volumétrica final	Pressão de colapso a 60°F (MPa)
Anular C	1,0	3,06E-06	6,38E-10	30%	65,48

Conforme discutido na Seção 3.1.12, quando a pressão no anular é inferior à pressão de colapso da espuma, entende-se que a espuma não sofre colapso e sua variação de volume é

determinada pela compressão elástica. A espuma sofre compressão de densificação quando a pressão no anular supera a pressão de colapso da espuma. Por outro lado, é importante evitar cotas mais profundas, pois a possível tortuosidade do revestimento pode causar o descolamento da espuma.

Com relação ao comprimento da espuma, os estudos de Leach e Adams (1993) e Dong e Chen (2017) indicam que ele deve ser entre 2% e 8% do comprimento do anular. Portanto, na situação em que a espuma está presente apenas no anular C (Figura 4.12), a localização da espuma é determinada de modo que ela fique completamente dentro da região de compressão de densificação, conforme ilustrado na Figura 4.12 (a). Assim, o topo da espuma é posicionado em 2990,00 m, variando a cota da base.

Figura 4.12 – Resultados do modelo com espuma sintética no anular C



Fonte: Autor (2023)

De acordo com os resultados apresentados na Figura 4.12 (b), observa-se que o APB do anular C permanece dentro do limite estabelecido quando o comprimento da espuma é de 8% do comprimento do anular, totalizando 164,00 m de espuma. Esses resultados indicam que a utilização da espuma sintética nessa configuração é eficaz na redução do APB e na proteção do revestimento interno contra colapso.

Os resultados obtidos demonstram que a utilização da espuma sintética é efetiva na redução da pressão no anular do poço. No entanto, é importante ressaltar que os valores de APB podem variar consideravelmente de acordo com o comprimento da espuma, sua localização de instalação e espessura. Essas variáveis têm um impacto direto no desempenho da espuma e devem ser cuidadosamente consideradas durante o projeto.

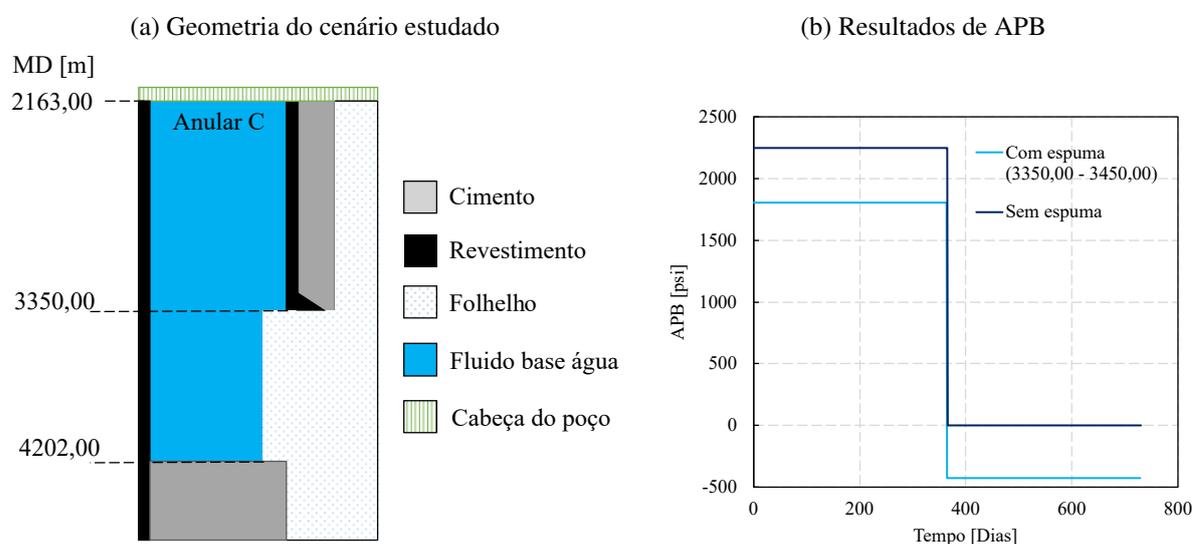
Por outro lado, é necessário avaliar o custo financeiro associado à produção e instalação da espuma. A escolha adequada do comprimento, localização e espessura da espuma é essencial para garantir a segurança do poço, mas também é importante buscar uma otimização no uso desse material, considerando os aspectos econômicos do projeto.

Em um projeto real, é recomendável realizar uma análise detalhada de vários cenários, contando com as diferentes combinações de comprimento, localização e espessura da espuma. Isso permite identificar a configuração mais adequada que atenda aos requisitos de segurança do poço, ao mesmo tempo em que busca otimizar os custos associados à produção e instalação da espuma.

Outra questão importante que também deve ser considerada é o fechamento de um poço de petróleo, conhecido como *shut-in*. Durante esse processo, o fluxo de produção é interrompido e as temperaturas nos revestimentos e anulares retornam ao equilíbrio com o gradiente geotérmico.

Para investigar essa situação, é utilizado um modelo simplificado (Figura 4.13). Este modelo simplificado considera apenas o anular C preenchido com um fluido base água, a geometria deste cenário é ilustrada na Figura 4.13 (a). O tempo de produção considerado é de um ano, seguido por um período de *shut-in* de um ano. Os resultados de APB obtidos são apresentados na Figura 4.13 (b).

Figura 4.13 – Shut-in em modelo simplificado



Fonte: Autor (2023)

No caso do anular sem a presença de espuma sintética, o processo de *shut-in* resulta no retorno das temperaturas e pressões ao estado inicial, gerando um APB nulo após essa operação. No entanto, quando são utilizados 100,00 m de espuma sintética no trecho de 3350,00 m a 3450,00 m, o efeito de mitigação é observado durante a operação de produção, reduzindo o APB em 19,8% (de 2249,80 psi para 1804,34 psi).

No entanto, é importante ressaltar que essa redução no APB é propagada durante

o *shut-in*. Isso ocorre porque a espuma sintética não retorna à sua condição inicial após o colapso. Ou seja, uma vez colapsada, ela não recupera sua espessura original de fabricação. Essa redução de pressão resultante da espuma sintética deve ser considerada durante o *shut-in*, uma vez que, dependendo da sua magnitude, pode gerar diferenciais de pressão elevados sobre os revestimentos, levando a falhas por *burst* ou colapso.

Portanto, ao projetar a utilização da espuma sintética, é importante atentar as várias operações que o poço vai ser submetido ao longo de sua vida útil, inclusive o *shut-in*. É essencial avaliar os efeitos residuais da espuma colapsada. Isso permite uma análise mais precisa dos diferenciais de pressão durante essa fase, garantindo a integridade e segurança do poço.

5 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho é estudar o aumento de pressão em anulares (APB) em poços de petróleo e métodos de mitigação do APB. É apresentada uma tabela resumindo o funcionamento, vantagens, desvantagens, aplicabilidade, confiabilidade e custos envolvidos para os métodos de mitigação mais discutidos na literatura e empregados pela indústria de óleo e gás.

A análise sobre os métodos de mitigação do APB permite direcionar estudos mais complexos em três técnicas específicas: i) sapata aberta; ii) discos de ruptura e iii) espumas compressíveis.

A primeira, envolvendo a drenagem de uma pequena parte do fluido do anular para a formação rochosa vizinha, fenômeno conhecido como *leakoff*, aliviando a pressão anular por meio da redução da massa do sistema, abordagem essa que pode ser utilizada nos métodos da sapata aberta. A segunda, envolvendo a utilização de espumas compressíveis, onde a pressão dentro do anular faz com que a espuma reduza seu volume, proporcionando espaço adicional e aliviando a pressão anular. A terceira técnica envolve a utilização de discos de ruptura, que são ativados quando a diferença de pressão entre dois anulares atinge a pressão de ruptura do disco, permitindo o fluxo de fluido entre os anulares e equilibrando as pressões.

Inicialmente, a partir do cenário de referência, o simulador de APB utilizado neste trabalho, desenvolvido por Vasconcelos (2019) é validado. Os resultados são comparados com o *software* StrinGnosis®, com uma diferença relativa máxima de 3,66% no APB.

Para o cenário considerando o *leakoff* no anular C, é observada uma redução em 34,4% no APB deste anular. Um estudo sobre a influência da permeabilidade da rocha indica que o valor do APB varia em uma faixa de aproximadamente 1400 psi, para o modelo em questão. Dessa forma, é destacada a importância em medir com precisão esse parâmetro. O estudo sobre a influência do topo da cimentação (TOC) indica que, com o equilíbrio da pressão do anular com a pressão de poros, há uma profundidade em que o aumento da seção aberta não é mais eficaz na mitigação do APB.

Em relação a utilização de discos de ruptura são analisados dois modelos de balanço de pressão em uma representação simplificada do poço base: o modelo de pistão, onde os fluidos possuem o mesmo tipo da base e mesma densidade; o modelo de fluido miscível, onde os fluidos possuem mesmo tipo da base, mas com densidades diferentes. Ambos os modelos mostram-se capazes de equalizar as pressões. Para a análise de eficiência dos discos de ruptura, o uso de revestimentos menos resistentes associados à instalação de discos de ruptura pode ser economicamente vantajoso, mantendo a integridade do poço.

Para o cenário utilizando espumas compressíveis, são avaliados o comprimento e posicionamento da espuma no anular C para manter o APB do anular dentro do limite do APB permissível ao colapso do revestimento interno. Com a instalação da espuma no anular C, são necessários 164,00 m de espuma para que o APB permaneça dentro do limite estabelecido.

As três técnicas mostram-se eficientes, tanto para mitigar o APB quanto para reduzir os problemas ocasionados por esse fenômeno. A escolha do método de mitigação a ser adotado em um projeto depende das condições específicas de geometria, pressões e temperaturas de cada poço. Avaliações criteriosas de diferentes cenários devem ser realizadas para determinar as melhores condições de segurança, custo e aplicabilidade dos métodos. Nesse contexto, o presente trabalho contribui com estudos sobre APB e técnicas mitigadoras do APB, incluindo o desenvolvimento de rotinas computacionais para simulação numérica das três técnicas mencionadas anteriormente. Outra contribuição é avaliar, de forma simplificada, a integridade de revestimentos de poços sujeitos a cargas de APB.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

A seguir são listadas algumas sugestões de trabalhos futuros, visando a continuidade e evolução dessa linha de pesquisa.

- Com relação ao simulador de APB, é interessante o acoplamento com um simulador térmico, permitindo que a estimativa do acréscimo de pressão seja independente dos perfis térmicos gerados com o StrinGnosis®;
- Avaliar como e quanto as diferentes abordagens no cálculo do APB influenciam nos resultados, comparando as respostas obtidas através da conservação da massa e também através das respostas obtidas usando os coeficientes de compressibilidade isotérmico e isobárico;
- As condições para estimativa de volume de fluido drenado (*leakoff*) podem ser aperfeiçoadas no método da sapata aberta. Isso pode ser realizado utilizando modelos que descrevam o comportamento da permeabilidade e espessura do *mudcake* ao longo do tempo;
- Como este trabalho considera que o APB não é suficiente para fraturar a rocha, podem ser realizados estudos que considerem o gradiente de fratura, determinação dos pontos de fraturamento e o volume de fluido extravasado;
- Na literatura há poucos exemplos de projetos de espuma compressível. Nesse sentido, é importante desenvolver experimentos capazes de fornecer as propriedades termomecânicas desse material, principalmente a curva de pressão de colapso com a temperatura. Dessa forma, outros tipos de espumas podem ser estudados no contexto do APB;
- Dada a influência do posicionamento, comprimento e espessura da espuma compressível, estudos de otimização topológica podem ser realizados com o objetivo de reduzir custos, mantendo a eficiência do método;
- Dos três modelos de balanço de pressão apresentados neste trabalho, apenas o modelo de fluido imiscível não é estudado. Devido à complexidade desse modelo de balanço de pressão, ele pode ser analisado individualmente de forma mais minuciosa;
- Assim como a espuma compressível, pode ser realizado um estudo de otimização,

procurando a melhor distribuição dos discos de ruptura, com diferentes revestimentos, para obter uma solução eficiente;

- Outro estudo que pode ser realizado é a avaliação dos métodos de mitigação considerando operações encadeadas, inclusive o transiente curto. Devem ser consideradas todas as operações que são submetidas em um poço de petróleo durante sua vida útil, além de verificar os fatores de segurança em todos os quesitos necessários para manter a integridade estrutural do poço.

Referências

- ABDIDEH, M.; FATHABADI, M. R. Analysis of stress field and determination of safe mud window in borehole drilling (case study: Sw iran). **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, Springer, v. 3, n. 2, p. 105–110, 2013.
- ALAWAMI, M. B.; AL-YAMI, A. S.; WAGLE, V. B.; ALHARETH, N. Investigation of the stability of hollow glass spheres in drilling fluids in diverse ph environments and assessment of potential field applications in Saudi Arabia. In: ONEPETRO. **SPE North Africa Technical Conference and Exhibition**. [S.l.], 2015.
- ALCOFRA, E. L. M. **Aumento de pressão de fluido confinado no anular de poços de petróleo**. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2014.
- ALMEIDA, L. F. M. **Modelagem termomecânica do crescimento de pressão em anulares confinados, frente a formações salinas**. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.
- ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletimagosto.pdf>>. Acesso em: 10 de outubro de 2023.
- ARAÚJO, C. N. d. Desenvolvimento de um elemento finito para modelagem do comportamento de poços verticais em rochas salinas. Universidade Federal de Alagoas, 2012.
- AZZOLA, J.; PATTILLO, P.; RICHEY, J.; SEGRETO, S. The heat transfer characteristics of vacuum insulated tubing. In: ONEPETRO. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. [S.l.], 2004.
- BARCELOS, J. G. A. Modelagem matemática do aumento de pressão nos anulares (APB) em poços de petróleo. 2017.
- BLOYS, J. B.; GONZALEZ, M. E.; HERMES, R. E.; BLAND, R. G.; FOLEY, R. L.; TIJERINA, R.; DAVIS, J. P.; CASSEL, T.; DANIEL, J. M.; ROBINSON, I. M. et al. Trapped annular pressure mitigation-a spacer fluid that shrinks. In: ONEPETRO. **SPE/IADC Drilling Conference**. [S.l.], 2007.
- BO, Z.; JIN, Y.; ZHENGLI, L.; JUNFENG, L.; HUANG, X.; RONGXIN, Z.; YU, S. Mechanism of pressure management by injecting nitrogen in casing annulus of deepwater wells. **Petroleum Exploration and Development**, Elsevier, v. 42, n. 3, p. 422–426, 2015.
- BRAGA, A. M. B. Cilindros de paredes grossas(solução de lamé). p. 50, 2022. Disponível em: <<http://abraga.usuarios.rdc.puc-rio.br/mecsol2/cilindros.pdf>>.
- BROWN, J.; KENNY, N.; SLAGMULDER, Y. Unique cement design to mitigate trapped annular pressure tap between two casing strings in steam injection wells. In: ONEPETRO. **SPE Heavy Oil Conference and Exhibition**. [S.l.], 2016.
- CAENN, R.; DARLEY, H.; GRAY, G. R. Chapter 1 - introduction to drilling fluids. In: CAENN, R.; DARLEY, H.; GRAY, G. R. (Ed.). **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Sixth Edition)**. Sixth edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2011. p. 1–37.

ISBN 978-0-12-383858-2. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123838582000019>>.

DONG, G.; CHEN, P. A review of the evaluation methods and control technologies for trapped annular pressure in deepwater oil and gas wells. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Elsevier, v. 37, p. 85–105, 2017.

ECA Group. **Innovative Solutions For Your Safety - H800 / ROV / Remotely Operated Vehicle**. 2022. Disponível em: <<https://www.ecagroup.com/en/solutions/h800-rov-remotely-operated-vehicle>>. Acesso em: 27 de Maio de 2022.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 10 de abril de 2023.

EZELL, R.; FONTENOT, S.; ROBINSON, E.; CUNNINGHAM, L.; PATRICKIS, A. High performance aqueous insulating packer fluid improved flow assurance and reduced annular pressure buildup in ultra deepwater wells. In: ONEPETRO. **SPE Deepwater Drilling and Completions Conference**. [S.l.], 2010.

FERREIRA, M. V. D.; BARCELOS, J.; COSTA, C. A. S.; JR, J. R. B.; SILVA, A. Thermal analysis of vacuum insulated tubing (vit) for offshore oil wells. In: **15th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. Belém, PA, Brazil**. [S.l.: s.n.], 2014.

FERREIRA, M. V. D.; SANTOS, A. R.; VANZAN, V.; ALCOFRA, E. L. M. Utilização de tubos isolados por vácuo como alternativa de isolamento térmico na engenharia de poços de petróleo e gás. In: **VII Congresso Nacional de Engenharia Mecânica. São Luís, MA, Brasil**. [S.l.: s.n.], 2012.

FERREIRA, T. J. Análise numérica de sólidos axissimétricos via mef: aplicação em elementos de concreto, de aço e mistos de aço e concreto. 2017.

HALAL, A.; MITCHELL, R. Casing design for trapped annular pressure buildup. **SPE Drilling & Completion**, OnePetro, v. 9, n. 02, p. 107–114, 1994.

HASAN, A. R.; IZGEC, B.; KABIR, C. S. Sustaining production by managing annular-pressure buildup. **SPE Production & Operations**, OnePetro, v. 25, n. 02, p. 195–203, 2010.

IBP. **Maiores produtores mundiais de petróleo em 2021**. 2022. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/maiores-produtores-mundiais-de-petroleo-em-2020/>>. Acesso em: 10 de abril de 2023.

JAVORA, P. H.; PEARCY, R. G.; WANG, X.; STEVENS, R. F.; QU, Q. A decade of experience: the water based thermal insulating packer fluid. In: ONEPETRO. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. [S.l.], 2008.

KLEMENTICH, E. F.; JELLISON, M. J. A service-life model for casing strings. **SPE Drilling Engineering**, OnePetro, v. 1, n. 02, p. 141–152, 1986.

KUTLU, B. Rheological properties of drilling fluids mixed with lightweight solid additives. In: ONEPETRO. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. [S.l.], 2013.

LEACH, C.; ADAMS, A. A new method for the relief of annular heat-up pressures. In: ONEPETRO. **SPE Production Operations Symposium**. [S.l.], 1993.

LI, A.; DING, W.; HE, J.; DAI, P.; YIN, S.; XIE, F. Investigation of pore structure and fractal characteristics of organic-rich shale reservoirs: A case study of lower cambrian qiongzhusi formation in malong block of eastern yunnan province, south china. **Marine and Petroleum Geology**, Elsevier, v. 70, p. 46–57, 2016.

LINS, G. K. M. Graduação em Engenharia Civil, **Modelagem computacional do APB para previsão de esforços em revestimentos de poços de petróleo**. Maceió, AL: [s.n.], 2022. 52 f.

LIU, Z.; SAMUEL, R.; GONZALES, A.; KANG, Y. Modeling and simulation of annular pressure buildup APB management using syntactic foam in HP/HT deepwater wells. In: ONEPETRO. **SPE Deepwater Drilling and Completions Conference**. [S.l.], 2016.

LIU, Z.; SAMUEL, R.; GONZALES, A.; KANG, Y. Modeling and simulation of annular pressure buildup (APB) mitigation using rupture disk. In: ONEPETRO. **IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition**. [S.l.], 2016.

LOGAN, D. L. **A first course in the finite element method using Algor**. [S.l.]: Brooks/Cole Publishing Co., 2000.

MA, T.; PENG, N.; CHEN, P. Filter cake formation process by involving the influence of solid particle size distribution in drilling fluids. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Elsevier, v. 79, p. 103350, 2020.

MA, T.; TANG, Y.; CHEN, P.; HE, Y. Mitigation of annular pressure buildup for deepwater wells using a recovery relief method. **Energy Science & Engineering**, Wiley Online Library, v. 7, n. 5, p. 1727–1747, 2019.

MAGALHÃES, P. R.; SILVA, T. B. Evaluation of annular pressure buildup in oil wells. In: ABMEC. **XLI Ibero-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering (CILAMCE-2020)**. [S.l.], 2020.

MAGALHÃES, P. R. R. Graduação em Engenharia de Petróleo, **Modelagem e estratégias de mitigação do aumento de pressão em anulares confinados de poços**. Maceió, AL: [s.n.], 2022. 48 f.

MCVAY, C. S.; SWEATMAN, R. E. **Annular pressure relief collar**. [S.l.]: Google Patents, 2007. US Patent 7,191,830 B2.

MILLER, R. A.; COY, A.; FRANK, G.; DONDALE, A. Advancements in annular-pressure-buildup mitigation for thunder horse wells. **SPE Drilling & Completion**, OnePetro, v. 33, n. 02, p. 165–173, 2018.

O'BRIEN, T. B. A case against cementing casing-casing annuli. In: ONEPETRO. **IADC/SPE drilling conference**. [S.l.], 1996.

OFFSHORE. **RPSEA reflects on its Ultra-Deepwater Program accomplishments**. 2016. Disponível em: <<https://www.offshore-mag.com/subsea/article/16754756/rpsea-reflects-on-its-ultradeepwater-program-accomplishments>>. Acesso em: 26 de Maio de 2022.

OMLAND, T. H. Particle settling in non-newtonian drilling fluids. University of Stavanger, Norway, 2009.

OUDEMAN, P.; BACARREZA, L. J. Field Trial Results of Annular Pressure Behavior in a High-Pressure/High-Temperature Well. **SPE Drilling & Completion**, v. 10, n. 02, p. 84–88, 06 1995.

OUDEMAN, P.; KEREM, M. Transient behavior of annular pressure build-up in HP/HT wells. **SPE Drilling & Completion**, OnePetro, v. 21, n. 04, p. 234–241, 2006.

PATTILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C. Analysis of an annular pressure buildup failure during drill ahead. **SPE Drilling & Completion**, OnePetro, v. 21, n. 04, p. 242–247, 2006.

PELIANO, S. V. **Mitigação de APB pelo método da sapata aberta**. 82 f. Monografia — Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense., Niterói, 2015.

PEREZ, H. E. E. **Efeito da fluência do sal no crescimento de pressão em anular confinado de poços de pré-sal**. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015.

PETERS, E. J.; CHENEVERT, M. E.; ZHANG, C. A model for predicting the density of oil-based muds at high pressures and temperatures. **SPE drilling engineering**, OnePetro, v. 5, n. 02, p. 141–148, 1990.

PETROBRAS. **Norma Petrobras 2752b**: Segurança de poço para projetos de perfuração de poços marítimos. Rio de Janeiro, Brasil, 2014. 43 p.

PETROBRAS. **ESPUMA COLAPSÁVEL PARA MITIGAÇÃO DE APB**. 2022. Disponível em: <https://canalforneedor.petrobras.com.br/media/filer_public/80/77/8077849f-fc6a-4a34-8c99-171dc6c25ddb/et-200000-1210-780-ppq-001.pdf>. Acesso em: 25 de Maio de 2022.

PETROBRAS. **Plano Estratégico**. 2022. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>>. Acesso em: 20 de Julho de 2022.

PETROBRAS. **Tecnologias pioneiras do pré-sal**. 2022. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: 20 de Julho de 2022.

PONTE, E. C. R. **Avaliação de modelos refinados para instabilidade e vibrações de estruturas bidimensionais**. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2007.

RAVI, K.; BIEZEN, E. N.; LIGHTFORD, S. C.; HIBBERT, A.; GREAVES, C. Deepwater cementing challenges. In: ONEPETRO. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. [S.l.], 1999.

RIZKIAPUTRA, R.; SIREGAR, R.; WIBOWO, T.; MABUNGA, S. A new method to mitigate annular pressure buildup by using sacrificial casing, case study: a deepwater well in indonesia. In: ONEPETRO. **IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition**. [S.l.], 2016.

ROMAGNOLI, R. **Analysing of abnormal annular pressure and application of mitigation technologies to protect well integrity**. Tese (Doutorado) — Politecnico di Torino, 2020.

SADD, M. H. **Elasticity: theory, applications, and numerics**. [S.l.]: Academic Press, 2009.

SALAS, W. Analysis of apb mitigation techniques for HP/HT wells analysis of APB mitigation techniques final report prepared for Deepstar Drilling & Completions Committee. 06 2017.

SANTOS, A. d. A. Estudo analítico e numérico de mecanismos de união de tubulações. 2017.

SANTOS, H. L.; ROCHA, J. S.; FERREIRA, M. V.; LIMA, V.; SOUZA, C. O.; BORGES, A.; SILVA, E. C. Apb mitigation techniques and design procedure. In: ONEPETRO. **OTC Brasil**. [S.l.], 2015.

SANTOS, T. d. G. **Estudo, desenvolvimento e aplicação de modelagens para o cálculo do aumento de pressão anular (APB) em poços**. Dissertação (Mestrado) — Brasil, 2017.

SATHUVALLI, U.; PAYNE, M.; PATTILLO, P.; RAHMAN, S.; SURYANARAYANA, P. Development of a screening system to identify deepwater wells at risk for annular pressure build-up. In: ONEPETRO. **SPE/IADC Drilling Conference**. [S.l.], 2005.

SATHUVALLI, U. B.; PILKO, R. M.; GONZALEZ, R. A.; PAI, R. M.; SACHDEVA, P.; SURYANARAYANA, P. Design and performance of annular-pressure-buildup mitigation techniques. **SPE Drilling & Completion**, OnePetro, v. 32, n. 03, p. 168–183, 2017.

SILVA Filho, L. E. Graduação em Engenharia Civil, **Cálculo de perfis de temperatura para previsão de aumento de pressão em anulares de poços de petróleo**. Maceió, AL: [s.n.], 2022. 73 f.

SILVA, K. C. **Estudo do efeito da sedimentação prévia na filtração de fluidos não-Newtonianos**. 73 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química) — Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2018.

SORELLE, R. R.; JARDIOLIN, R. A.; BUCKLEY, P.; BARRIOS, J. R. Mathematical field model predicts downhole density changes in static drilling fluids. In: SPE. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. [S.l.], 1982. p. SPE–11118.

STAUDT, J. J. **Method for preventing critical annular pressure buildup**. [S.l.]: Google Patents, 2002. US Patent 6,457,528.

TN Petróleo. **Poço Monai, no pré-sal da BES alcança 7.700 metros, e é o novo recorde da Petrobras**. 2022. Disponível em: <<https://tnpetroleo.com.br/noticia/poco-monai-no-pre-sal-da-bes-alcanca-7700-metros-e-e-o-novo-recorde-da-petrobras-1/>>. Acesso em: 20 de Julho de 2022.

TRAN, M. H.; ABOUSLEIMAN, Y. N.; NGUYEN, V. X. The effects of filter-cake buildup and time-dependent properties on the stability of inclined wellbores. **SPE Journal**, OnePetro, v. 16, n. 04, p. 1010–1028, 2011.

UDEGBUNAM, J. E.; SUI, D.; MOEINIKIA, F.; LAGE, A. C.; FJELDE, K. K.; ARILD, Ø.; RABENJAFIMANANTSOA, H. A.; NYGAARD, G. H. A transient flow model for predicting pressure buildup in closed annuli. In: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering**. [S.l.], 2017. v. 57762, p. V008T11A028.

VASCONCELOS, T. d. S. **Modelagem termomecânica do crescimento de pressão em anulares confinados em poços de petróleo na presença de evaporitos**. 182 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, AL, 2019.

WANG, H.; ZHANG, H.; LI, J.; SUN, T. Study on annular pressure buildup phenomenon in subsea wells considering the effect of cement. **Energy Science & Engineering**, Wiley Online Library, 2021.

WANG, W.-T.; WATKINS, L. Designing, making, and testing syntactic foam of precisely controlled hydrostatic strength. In: **International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 36835, p. 123–130.

WEAVER JR, W.; JOHNSTON, P. R.; DOUGLAS, A. Finite elements for structural analysis. 1984.

WEI, C.; JIYUN, S.; YUNFEI, Y.; YONG, L.; DELI, G. Calculation of micro-annulus size in casing-cement sheath-formation system under continuous internal casing pressure change. **Petroleum Exploration and Development**, Elsevier, v. 42, n. 3, p. 414–421, 2015.

ZAMORA, M.; BROUSSARD, P.; STEPHENS, M. The top 10 mud-related concerns in deepwater drilling operations. In: ONEPETRO. **SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico**. [S.l.], 2000.

ZAMORA, M.; ROY, S.; SLATER, K.; TRONCOSO, J. Study on the volumetric behavior of base oils, brines, and drilling fluids under extreme temperatures and pressures. **SPE Drilling & Completion**, OnePetro, v. 28, n. 03, p. 278–288, 2013.

ZHANG, B.; GUAN, Z.; HASAN, A.; LU, N.; WANG, Q.; XU, Y.; ZHANG, Q.; LIU, Y. Development and design of new casing to mitigate trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells. **Applied Thermal Engineering**, Elsevier, v. 118, p. 292–298, 2017.

ZHANG, B.; GUAN, Z.; LU, N.; HASAN, A. R.; WANG, Q.; XU, B. Trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells: A review of prediction approaches, risk assessment and mitigation strategies. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 172, p. 70–82, 2019.

ZHANG, B.; GUAN, Z.; WANG, Q.; XUAN, L.; LIU, Y.; SHENG, Y. Appropriate completion to prevent potential damage of annular pressure buildup in deepwater wells. In: ONEPETRO. **IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference**. [S.l.], 2016.

Apêndices

APÊNDICE A – Coeficientes de correlação para fluido PVT

O objetivo deste Apêndice é apresentar os coeficientes de correlação para fluidos PVT (Tabela A.1), que podem ser utilizados na Equação 2.44. Em trabalhos encontrados na literatura, geralmente, estes coeficientes não são apresentados. Como o resultado do APB é fortemente influenciado pela correta modelagem dos fluidos que preenchem os anulares, o acesso à estes coeficientes permite a reprodução de diversos cenários de forma mais precisa.

Tabela A.1 – Tabela de coeficientes para a equação de Zamora et al. (2013)

Zamora PVT	a1	b1	c1	a2	b2	c2	Densidade (ppg)	Tipo
Fresh Water (Sorelle, SPE 11118)	8,6319E+00	2,3717E-05	0,0000E+00	-3,3198E-03	0,0000E+00	0,0000E+00	8,41	Salmoura
Fresh Water (SPE 160029)	8,7471E+00	1,6500E-05	7,2200E-11	-3,9100E-03	6,0600E-08	-9,3400E-13	8,48	Salmoura
8,4 ppg KCl (OLI)	8,7839E+00	2,1373E-05	-1,5769E-10	-3,8073E-03	3,7208E-08	-2,0291E-13	8,53	Salmoura
Seawater (Brine)	8,9001E+00	1,8462E-05	-1,2134E-10	-3,6828E-03	4,0808E-08	-4,9529E-13	8,65	Salmoura
8,6 ppg KCl (OLI)	8,9633E+00	2,1597E-05	-1,7622E-10	-3,6643E-03	3,0826E-08	-2,5020E-14	8,71	Salmoura
9 ppg KCl (OLI)	9,3448E+00	2,2097E-05	-2,4960E-10	-3,5059E-03	1,8925E-08	5,0767E-13	9,11	Salmoura
9,2 ppg NaCl (OLI)	9,4999E+00	2,2540E-05	-2,0374E-10	-3,3834E-03	8,0269E-09	3,1989E-13	9,27	Salmoura
9,2 ppg CaCl ₂ (OLI)	9,5236E+00	1,6294E-05	-8,4549E-11	-3,3737E-03	3,3309E-08	-1,6437E-13	9,29	Salmoura
9,2 ppg KCl (OLI)	9,5370E+00	2,2651E-05	-2,9855E-10	-3,4508E-03	1,1281E-08	8,4175E-13	9,30	Salmoura
9,3 ppg NaCl (OLI)	9,5955E+00	2,2044E-05	-1,9387E-10	-3,3669E-03	7,1608E-09	3,2804E-13	9,37	Salmoura
9,4 ppg NaCl (OLI)	9,6914E+00	2,1972E-05	-1,9837E-10	-3,3478E-03	4,9456E-09	3,8341E-13	9,46	Salmoura
9,5 ppg NaCl (OLI)	9,7876E+00	2,2056E-05	-2,0908E-10	-3,3320E-03	3,5006E-09	4,2189E-13	9,56	Salmoura
9,5 ppg KCl (OLI)	9,8151E+00	2,3928E-05	-3,6964E-10	-3,3475E-03	-3,5185E-09	1,3473E-12	9,59	Salmoura
9,5 ppg CaCl ₂ (OLI)	9,8239E+00	1,3100E-05	-4,6660E-11	-3,3713E-03	3,9124E-08	-2,4401E-13	9,59	Salmoura
9,6 ppg NaCl (OLI)	9,8838E+00	2,1637E-05	-2,0432E-10	-3,3075E-03	2,0303E-09	4,6209E-13	9,66	Salmoura
9,7 ppg NaCl (OLI)	9,9791E+00	2,1487E-05	-2,0882E-10	-3,2763E-03	3,6352E-10	5,1186E-13	9,76	Salmoura
9,7 ppg KCl (OLI)	1,0001E+01	2,3470E-05	-3,6503E-10	-3,2783E-03	-1,1039E-08	1,5184E-12	9,78	Salmoura
CaCl ₂	1,0029E+01	1,6800E-05	1,1100E-10	-3,0900E-03	3,4300E-08	-6,3600E-13	9,82	Salmoura
9,8 ppg NaCl (OLI)	1,0074E+01	2,1297E-05	-2,1278E-10	-3,2363E-03	-1,1884E-09	5,6047E-13	9,85	Salmoura
9,8 ppg CaCl ₂ (OLI)	1,0128E+01	1,0172E-05	-1,4844E-11	-3,4020E-03	4,4429E-08	-3,1677E-13	9,90	Salmoura
9,9 ppg NaCl (OLI)	1,0167E+01	2,1069E-05	-2,1625E-10	-3,1851E-03	-2,6625E-09	6,0848E-13	9,95	Salmoura
9,9 ppg CaCl ₂ (OLI)	1,0229E+01	9,4099E-06	-8,3324E-12	-3,4143E-03	4,5680E-08	-3,3562E-13	10,00	Salmoura
10 ppg Brine (K&T)	1,0212E+01	1,2969E-05	1,4517E-10	-2,7490E-03	1,7644E-08	-3,4805E-13	10,03	Salmoura
10 ppg NaCl (OLI)	1,0261E+01	2,0566E-05	-2,0252E-10	-3,1339E-03	-6,8290E-10	5,2595E-13	10,05	Salmoura
10 ppg CaCl ₂ (OLI)	1,0332E+01	8,5626E-06	2,2245E-12	-3,4332E-03	4,7793E-08	-3,8652E-13	10,10	Salmoura
10,5 ppg Brine (K&T)	1,0697E+01	1,2445E-05	1,4671E-10	-2,6980E-03	1,1116E-08	-1,2035E-13	10,51	Salmoura
11 ppg Brine (K&T)	1,1184E+01	1,3781E-05	9,6044E-11	-2,6561E-03	2,7846E-09	1,6513E-13	11,00	Salmoura
11,2 ppg CaCl ₂ (OLI)	1,1453E+01	1,9272E-05	-2,1304E-10	-3,1149E-03	-1,0123E-09	1,2780E-14	11,24	Salmoura
11,3 ppg CaCl ₂ (OLI)	1,1537E+01	2,2103E-05	-2,5820E-10	-3,0324E-03	-1,0901E-08	9,5238E-14	11,33	Salmoura
11,5 ppg Brine (K&T)	1,1676E+01	1,7689E-05	-2,4590E-11	-2,6358E-03	-7,5368E-09	5,1195E-13	11,50	Salmoura
11,6 ppg CaCl ₂ (OLI)	1,1756E+01	3,4414E-05	-4,2102E-10	-2,6694E-03	-5,1007E-08	3,9421E-13	11,57	Salmoura
12 ppg Brine (K&T)	1,2175E+01	2,4905E-05	-2,3209E-10	-2,6530E-03	-1,9974E-08	9,2057E-13	11,99	Salmoura
12,5 ppg Brine (K&T)	1,2682E+01	3,5979E-05	-5,3653E-10	-2,7237E-03	-3,4584E-08	1,3877E-12	12,50	Salmoura

13 ppg Brine (K&T)	1,3200E+01	5,1043E-05	-9,3542E-10	-2,8578E-03	-5,1370E-08	1,9070E-12	13,01	Salmoura
13,5 ppg Brine (K&T)	1,3728E+01	6,9768E-05	-1,4142E-09	-3,0556E-03	-7,0340E-08	2,4723E-12	13,52	Salmoura
14 ppg Brine (K&T)	1,4263E+01	9,1593E-05	-1,9536E-09	-3,3097E-03	-9,1544E-08	3,0788E-12	14,04	Salmoura
14,5 ppg Brine (K&T)	1,4805E+01	1,1598E-04	-2,5361E-09	-3,6099E-03	-1,1508E-07	3,7241E-12	14,56	Salmoura
15 ppg ZnBr2 (KT-Z)	1,5457E+01	-1,2000E-05	-3,2000E-09	-6,6000E-03	1,6000E-07	-6,8000E-12	15,01	Salmoura
16 ppg ZnBr2 (KT-Z)	1,6471E+01	-3,4000E-05	-3,1000E-09	-6,6800E-03	1,7900E-07	-7,8000E-12	16,02	Salmoura
17 ppg ZnBr2 (KT-Z)	1,7466E+01	-5,8000E-05	-3,0000E-09	-6,6600E-03	1,9600E-07	-8,8000E-12	17,01	Salmoura
18 ppg ZnBr2 (KT-Z)	1,8459E+01	-8,3000E-05	-2,8000E-09	-6,5900E-03	2,1000E-07	-9,7000E-12	18,01	Salmoura
19,2b ppg ZnBr2 (KT-Z)	1,9637E+01	-7,6000E-05	-2,5000E-09	-6,2700E-03	2,2400E-07	-1,1000E-11	19,21	Salmoura
19,2 ppg ZnBr2 (KT-Z)	1,9653E+01	-1,1000E-04	-2,5000E-09	-6,4700E-03	2,2500E-07	-1,1000E-11	19,21	Salmoura
Fresh Water (Sorelle, SPE 11118) (Gel)	8,6319E+00	2,3717E-05	0,0000E+00	-3,3198E-03	0,0000E+00	0,0000E+00	8,41	Gel
Seawater (Gel)	8,9001E+00	1,8462E-05	-1,2134E-10	-3,6828E-03	4,0808E-08	-4,9529E-13	8,65	Gel
CaCl2 Gel	1,0029E+01	1,6800E-05	1,1100E-10	-3,0900E-03	3,4300E-08	-6,3600E-13	9,82	Gel
Diesel Oil (Mexico) (SPE 160029)	7,0465E+00	3,2500E-05	-2,9800E-10	-2,6300E-03	5,1200E-08	-5,5800E-13	6,87	Óleo
Diesel Oil (Alaska) (SPE 160029)	7,1570E+00	3,0400E-05	-3,4900E-10	-2,6500E-03	4,8600E-08	-3,5600E-13	6,98	Óleo
Diesel Oil (Sorelle, SPE 11118)	7,2403E+00	2,7566E-05	0,0000E+00	-2,8438E-03	0,0000E+00	0,0000E+00	7,05	Óleo
Diesel Oil (Red-dyed) (SPE 160029)	7,3459E+00	3,0000E-05	-2,3800E-10	-2,9900E-03	8,6200E-08	-1,6900E-12	7,14	Óleo
10 ppg OBM (SPE 11114)	1,0252E+01	4,8304E-05	4,3265E-11	-3,3358E-03	3,4784E-08	-3,0660E-13	10,03	Óleo
10,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,0764E+01	5,0719E-05	4,5428E-11	-3,5026E-03	3,6523E-08	-3,2193E-13	10,53	Óleo
11 ppg OBM (SPE 11114)	1,1330E+01	5,7513E-05	7,8940E-11	-4,3004E-03	4,6083E-08	-5,3586E-13	11,04	Óleo
11,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,1832E+01	5,9614E-05	7,2609E-11	-4,3620E-03	4,5722E-08	-4,9680E-13	11,54	Óleo
12 ppg OBM (SPE 11114)	1,2334E+01	6,1716E-05	6,6278E-11	-4,4235E-03	4,5362E-08	-4,5774E-13	12,03	Óleo
12,23 ppg SBM (SPE 160029)	1,2555E+01	3,4800E-05	-1,8700E-10	-4,1000E-03	1,0700E-07	-1,6200E-12	12,28	Óleo
12,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,2836E+01	6,3817E-05	5,9947E-11	-4,4851E-03	4,5002E-08	-4,1867E-13	12,53	Óleo
13 ppg OBM (SPE 11114)	1,3338E+01	6,5919E-05	5,3615E-11	-4,5467E-03	4,4641E-08	-3,7961E-13	13,03	Óleo
13,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,3840E+01	6,8020E-05	4,7284E-11	-4,6082E-03	4,4281E-08	-3,4054E-13	13,53	Óleo
14 ppg OBM (SPE 11114)	1,4342E+01	7,0122E-05	4,0953E-11	-4,6698E-03	4,3921E-08	-3,0148E-13	14,03	Óleo
14,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,4845E+01	7,1593E-05	3,8643E-11	-4,7224E-03	4,4537E-08	-2,8868E-13	14,52	Óleo
15 ppg OBM (SPE 11114)	1,5351E+01	7,2323E-05	4,1053E-11	-4,7647E-03	4,6299E-08	-3,0672E-13	15,03	Óleo

15,10 ppg SBM (SPE 160029)	1,5566E+01	4,1500E-05	-1,8800E-10	-4,3700E-03	9,3200E-08	-1,5600E-12	15,27	Óleo
15,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,5857E+01	7,3054E-05	4,3463E-11	-4,8069E-03	4,8061E-08	-3,2476E-13	15,53	Óleo
15,94 ppg OBM (SPE 160029)	1,6314E+01	4,1800E-05	-3,0400E-10	-4,4000E-03	9,4900E-08	-1,3100E-12	16,02	Óleo
16 ppg OBM (SPE 11114)	1,6362E+01	7,3784E-05	4,5874E-11	-4,8491E-03	4,9824E-08	-3,4280E-13	16,03	Óleo
16,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,6868E+01	7,4515E-05	4,8284E-11	-4,8914E-03	5,1586E-08	-3,6083E-13	16,54	Óleo
17 ppg OBM (SPE 11114)	1,7374E+01	7,5245E-05	5,0694E-11	-4,9336E-03	5,3348E-08	-3,7887E-13	17,04	Óleo
17,5 ppg OBM (SPE 11114)	1,7879E+01	7,5976E-05	5,3105E-11	-4,9758E-03	5,5110E-08	-3,9691E-13	17,54	Óleo
18 ppg OBM (SPE 11114)	1,8453E+01	8,6947E-05	7,7877E-11	-6,0045E-03	6,2611E-08	-5,5189E-13	18,05	Óleo
Fresh Water (Sorelle, SPE 11118) (WBM)	8,6319E+00	2,3717E-05	0,0000E+00	-3,3198E-03	0,0000E+00	0,0000E+00	8,41	Água
Seawater (WBM)	8,9001E+00	1,8462E-05	-1,2134E-10	-3,6828E-03	4,0808E-08	-4,9529E-13	8,65	Água
CaCl ₂ (WBM)	1,0029E+01	1,6800E-05	1,1100E-10	-3,0900E-03	3,4300E-08	-6,3600E-13	9,82	Água
10 ppg WBM (SPE 11114)	1,0274E+01	4,6278E-05	7,3660E-11	-2,9011E-03	-9,1257E-08	1,8619E-12	10,08	Água
10,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,0788E+01	4,8592E-05	7,7343E-11	-3,0461E-03	-9,5820E-08	1,9550E-12	10,58	Água
11 ppg WBM (SPE 11114)	1,1334E+01	5,3367E-05	-5,3744E-10	-3,6174E-03	-1,0460E-07	3,9616E-12	11,09	Água
11,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,1844E+01	5,3900E-05	-9,5100E-11	-3,7163E-03	-1,0531E-07	2,8252E-12	11,59	Água
12 ppg WBM (SPE 11114)	1,2355E+01	5,4433E-05	3,4724E-10	-3,8152E-03	-1,0602E-07	1,6889E-12	12,10	Água
12,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,2865E+01	5,4967E-05	7,8958E-10	-3,9141E-03	-1,0673E-07	5,5248E-13	12,60	Água
13 ppg WBM (SPE 11114)	1,3376E+01	5,5500E-05	1,2319E-09	-4,0129E-03	-1,0744E-07	-5,8389E-13	13,10	Água
13,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,3886E+01	5,6033E-05	1,6743E-09	-4,1118E-03	-1,0815E-07	-1,7203E-12	13,61	Água
14 ppg WBM (SPE 11114)	1,4390E+01	5,8889E-05	1,5490E-09	-4,1379E-03	-1,1429E-07	-1,3318E-12	14,11	Água
14,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,4893E+01	6,2326E-05	1,2818E-09	-4,1458E-03	-1,2179E-07	-5,6206E-13	14,61	Água
15 ppg WBM (SPE 11114)	1,5396E+01	6,5762E-05	1,0146E-09	-4,1537E-03	-1,2929E-07	2,0766E-13	15,11	Água
15,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,5899E+01	6,9199E-05	7,4737E-10	-4,1616E-03	-1,3679E-07	9,7737E-13	15,62	Água
16 ppg WBM (SPE 11114)	1,6402E+01	7,2635E-05	4,8017E-10	-4,1694E-03	-1,4429E-07	1,7471E-12	16,12	Água
16,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,6905E+01	7,6071E-05	2,1297E-10	-4,1773E-03	-1,5179E-07	2,5168E-12	16,62	Água
16,84 ppg WBM (SPE 160029)	1,7269E+01	3,7800E-05	-1,4900E-10	-3,1300E-03	6,6700E-09	-8,9300E-14	17,06	Água
17 ppg WBM (SPE 11114)	1,7408E+01	7,9508E-05	-5,4235E-11	-4,1852E-03	-1,5929E-07	3,2865E-12	17,12	Água
17,5 ppg WBM (SPE 11114)	1,7911E+01	8,2944E-05	-3,2144E-10	-4,1931E-03	-1,6679E-07	4,0562E-12	17,63	Água
18 ppg WBM (SPE 11114)	1,8493E+01	8,3301E-05	1,3259E-10	-5,2220E-03	-1,6426E-07	3,3514E-12	18,14	Água

Fonte: StrinGnosis®