

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

THEMISSON DOS SANTOS VASCONCELOS

**MODELAGEM TERMOMECÂNICA DO CRESCIMENTO DE PRESSÃO EM
ANULARES CONFINADOS EM POÇOS DE PETRÓLEO NA PRESENÇA DE
EVAPORITOS**

MACEIÓ/AL
2019

THEMISSON DOS SANTOS VASCONCELOS

MODELAGEM TERMOMECÂNICA DO CRESCIMENTO DE PRESSÃO EM ANULARES CONFINADOS EM POÇOS DE PETRÓLEO NA PRESENÇA DE EVAPORITOS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, do Centro de Tecnologia, da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil/Estruturas.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobre Lages

Coorientador: Prof. Dr. Romildo dos Santos Escarpini Filho

MACEIÓ/AL
2019

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

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

V331m Vasconcelos, Themisson dos Santos.

Modelagem termomecânica do crescimento de pressão em anulares confinados em poços de petróleo na presença de evaporitos / Themisson dos Santos Vasconcelos. – 2019.

182 f. : il.

Orientador: Eduardo Nobre Lages.

Co-orientador: Romildo dos Santos Escarpini Filho.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil: Estruturas) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2019.

Bibliografia: f. 178-182.

1. Pressão anular - Crescimento. 2. Evaporitos. 3. Rochas salinas - Geologia estrutural. 4. Poços de petróleo - Perfuração. 5. Pré-sal. I. Título.

CDU: 622.24/.25-032.32



Universidade Federal de Alagoas – UFAL
Unidade Acadêmica Centro de Tecnologia – CTEC
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGECC



**MODELAGEM TERMOMECÂNICA DO CRESCIMENTO DE PRESSÃO
EM ANULARES CONFINADOS EM POÇOS DE PETRÓLEO NA
PRESENÇA DE EVAPORITOS**

THEMISSON DOS SANTOS VASCONCELOS

Dissertação submetida à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Alagoas e aprovada no dia 17 do mês de dezembro do ano de 2019.

Banca Examinadora:

Eduardo Nobre Lages

Prof. Dr. Eduardo Nobre Lages
(Orientador – PPGECC/UFAL)

Romildo S. Escarpini Filho

Prof. Dr. Romildo dos Santos Escarpini Filho
(Coorientador - LCCV/UFAL)

Eduardo Toledo de Lima Jr.

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

Emílio César Cavalcante Melo da Silva

Pesquisador Dr. Emílio César Cavalcante Melo da Silva
(Avaliador Externo – PETROBRAS)

AGRADECIMENTOS

A Deus por sempre iluminar o meu caminho e minha vida.

Aos meus pais José e Maria pelo apoio irrestrito, constante orientação e incentivo em todas as minhas fases da vida.

À minha esposa Vivianne e aos meus filhos Themisson Filho e Fellipe José que são o maior presente que Deus poderia ter me dado nesta vida. Por toda felicidade, carinho, compreensão, apoio, incentivo, dedicação encontrada na minha querida família que sempre farão parte de cada vitória.

Ao meu orientador Prof. Dr. Eduardo Nobre Lages pela oportunidade de trabalhar com um tema que muito interessou, pela paciência, ajuda, sagacidade, disponibilidade e atenção constantes dadas desde a graduação em Engenharia de Petróleo e no mestrado durante as matérias lecionadas até a conclusão deste trabalho.

Ao meu coorientador Prof. Dr. Romildo dos Santos Escarpini Filho pela calma, paciência, sabedoria e assistência constantes que me propiciaram um grande aprendizado e apoio nos tempos dedicados neste trabalho.

Aos professores da banca de qualificação Prof. Dr. Eduardo Toledo de Lima Junior e Prof. Dr. João Paulo Lima Santos, que, além de terem sido meus professores durante mestrado e a graduação, respectivamente, contribuíram significativamente pela atenção e pelas pertinentes sugestões para a melhoria do trabalho.

Ao Ricardo Albuquerque Fernandes, à Catarina Nogueira de Araújo Fernandes e ao Eduardo da Silva Paranhos Sobrinho pelo incondicional apoio, companheirismo, profissionalismo e orientações essenciais para o desenvolvimento dos estudos relacionados ao tema.

Aos professores da banca pela atenção que deram ao trabalho e pelas significativas contribuições.

Aos demais professores do LCCV e do PPGEC pela ajuda e pelos ensinamentos.

RESUMO

Acontecimentos decorrentes do incremento de temperatura associados ou não à fluência em rochas salinas podem gerar um acréscimo de pressão significativo nos espaços anulares em poços de petróleo. O fenômeno conhecido na indústria do petróleo como incremento de temperatura em anulares confinados (*Annular Pressure Build-up* – APB) tem se tornado bastante relevante atualmente, em face da vulnerabilidade da ocorrência em campos de petróleo localizados em áreas profundas e ultraprofundas do Pré-sal, cujo interesse exploratório tem aumentado sensivelmente, face ao seu potencial produtivo. Neste viés, o presente estudo tem por objetivo o desenvolvimento e a implementação de um modelo termomecânico axissimétrico unidimensional multicamadas, com vistas a modelar e analisar numericamente o fenômeno do APB, considerando o incremento térmico prescrito e/ou associado ao mecanismo de fluência apresentado pelas rochas salinas. Utilizam-se dois modelos constitutivos para representar a formação rochosa, o elástico linear e do mecanismo duplo de deformação, sendo este empregado em consequência dos bons resultados quando comparados às respostas *in-situ*. Para a análise do deslocamento da rocha salina, desenvolve-se um modelo em elementos finitos que associa fenômeno de transferência de calor, por meio do fraco acoplamento termomecânico, ao mecanismo duplo de deformação para retratar o efeito térmico nos evaporitos. A modelagem desenvolvida também permite inclusão ou o cálculo das propriedades relacionadas aos fluidos, de acordo com às condições de temperatura e pressão, iterativamente dependentes em todo processo de cálculo do APB. Nessa conjectura, os cálculos envolvidos precisam lidar com não linearidades de modelos constitutivos, interações fluido-estrutura e simulações computacionais aplicadas a estudos de caso. Os estudos de caso são desenvolvidos e verificados com base em bibliografias sobre o tema proposto. A modelagem desenvolvida contribui na investigação do incremento de pressão provocado apenas pela influência da rocha salina ou pela prescrição do incremento térmico em conjunto com os modelos constitutivos adotados, tendo potencial uso para a predição dos esforços nas fases projeto e início produtivo de poços de petróleo.

Palavras-chave: Crescimento de pressão no anular. Evaporito. Fluência da rocha salina. Poços de petróleo. Pré-sal.

ABSTRACT

Events resulting from the temperature increase associated or not with the creep in saline rocks can generate a significant pressure increase in annular spaces in oil wells. The phenomenon known in the petroleum industry as annular pressure build-up (APB) has become quite relevant today, given the vulnerability of occurrence in oil fields located in deep and ultra-deep Pre-salt areas, whose exploratory interest has increased significantly, given its productive potential. In this perspective, the present study aims to development and implement a multilayer one-dimensional axisymmetric thermomechanical model, aiming at numerically modeling and analyzing the APB phenomenon, considering the prescribed thermal increment and/or associated to the creep mechanism presented by the salt rocks. Two constitutive models are used to represent the rock formation, the linear elastic and the double deformation mechanism, which is used as a result of the good results when compared to in-situ responses. For the analysis of the displacement of the saline rock, a finite element model is developed that associates heat transfer phenomenon, through the weak thermomechanical coupling, with the double deformation mechanism to portray the thermal effect on the evaporites. The modeling developed also allows the inclusion or calculation of fluid-related properties, according to temperature and pressure conditions, iteratively dependent on the entire APB calculation process. In this conjecture, the calculations involved must deal with nonlinearities of constitutive models, fluid-structure interactions, and computer simulations applied to case studies. Case studies are developed and verified based on bibliographies on the proposed theme. The developed modeling contributes to the investigation of the pressure increase caused only by the influence of the saline rock or the prescription of the thermal increase in arrangement with the adopted constitutive models, having potential use for the prediction of efforts in the design and the begin of production phases of oil wells.

Keywords: Annular pressure build-up. Evaporite. Salt rock creep. Oil wells. Pre-salt.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Produção nacional de petróleo e gás	18
Figura 2 – Organização metodológica da dissertação	23
Figura 3 – Ilustração das características de um poço	29
Figura 4 – Estratégias e tecnologias para o controle do APB em águas profundas	34
Figura 5 – Ilustração da cimentação total do poço	36
Figura 6 – Ilustração da técnica de sapata aberta	37
Figura 7 – Ilustração da utilização de discos de ruptura.....	38
Figura 8 – Ilustração técnica de canhoneio ou APB <i>Perforation</i>	39
Figura 9 – Ilustração da utilização do colar de alívio de pressão anular	40
Figura 10 – Ilustração da utilização de espumas compressíveis	41
Figura 11 – Ilustração da utilização de câmaras adicionais.....	42
Figura 12 – Ilustração da utilização de câmaras adicionais.....	43
Figura 13 – Ilustração da utilização microesferas ocas	44
Figura 14 – Ilustração da utilização da tubulação isolada	45
Figura 15 – Ilustração da utilização do fluido de <i>Packer</i> isolante.....	46
Figura 16 – Ilustração de um poço de petróleo em produção.....	51
Figura 17 – Esquema de transferência de calor em um poço de petróleo em produção	51
Figura 18 – Estágios de fluência.....	66
Figura 19 – Elementos de modelos reológicos	70
Figura 20 – Modelo de Maxwell	72
Figura 21 – Modelo de Kelvin.....	73
Figura 22 – Modelo do sólido padrão.....	74
Figura 23 – Modelo de Burgers.....	75
Figura 24 – Modelos constitutivos complexos	76
Figura 25 – Taxa de deformação por fluência em regime permanente em função da tensão diferencial na temperatura de 86°C para halita.....	79
Figura 26 – Taxa de deformação por fluência em regime permanente em função da tensão diferencial nas temperaturas 43, 86 e 130°C para halita.....	79
Figura 27 – Deformações e tensões em um sólido axissimétrico	82
Figura 28 – Deformação tangencial.....	83
Figura 29 – Representação de um poço.....	84
Figura 30 – Ilustração de um cilindro com extremidade superior e inferior abertas.....	85

Figura 31 – Ilustração das seções características de um poço	88
Figura 32 – Representação das ações das pressões, forças e deslocamentos interno e externo em um revestimento ou cimento.....	89
Figura 33 – Domínio representado por mais de um elemento.....	90
Figura 34 – Representação da ação da pressão decorrente do APB nos deslocamentos.....	91
Figura 35 – Representação da ação da pressão, forças e deslocamento interno na formação..	92
Figura 36 – Fluxograma de atualização da massa específica	101
Figura 37 – Diagrama de fluxo.....	107
Figura 38 – Configuração geométrica do poço Cenário 1	115
Figura 39 – Perfil de temperatura do Cenário 1	116
Figura 40 – Configuração geométrica do poço Cenário 2.....	117
Figura 41 – Perfil de temperatura do Cenário 3	118
Figura 42 – Geometria representativa do poço e sua seção.....	122
Figura 43 – Refinamento de malha com 20 elementos distribuídos verticalmente.....	123
Figura 44 – Deslocamento radial de acordo com o refinamento da malha	124
Figura 45 – Diferença percentual de acordo com o refinamento da malha.....	125
Figura 46 –Deslocamento radial de acordo com o refinamento da malha	126
Figura 47 – Geometria representativa do poço e sua seção.....	129
Figura 48 – Perfil de massa específica e pressão hidrostática do fluido composicional	133
Figura 49 – Perfil de massa específica e pressão hidrostática dos fluidos composicionais ...	134
Figura 50 – Ilustração das condições adotadas para cada caso elástico	136
Figura 51 – Ilustração das condições adotadas para cada caso viscoelástico.....	137
Figura 52 – Perfil do incremento de temperatura por anular.....	138
Figura 53 – Variação da pressão por anular para o caso 1	139
Figura 54 – Variação volumétrica por anular para o caso 1	140
Figura 55 – Variação da pressão por anular para o caso 2	140
Figura 56 – Variação volumétrica por anular para o caso 2.....	141
Figura 57 – Variação da pressão por anular para o caso 4	142
Figura 58 – Variação da compressibilidade isotérmica por anular para o caso 4	143
Figura 59 – Variação do coeficiente de expansão térmica isobárica por anular para o caso 4	144
Figura 60 – Variação da razão entre coeficiente de expansão térmica e compressibilidade isotérmica.....	145
Figura 61 – Variação da pressão por anular para o caso 5	146

Figura 62 – Variação da pressão por anular para o caso 6	147
Figura 63 – Variação volumétrica por anular para o caso 6.....	148
Figura 64 – Variação da pressão por anular para o caso 8	149
Figura 65 – Variação volumétrica por anular para o caso 8.....	150
Figura 66 – Variação da pressão por anular para o caso 9	150
Figura 67 – Variação deslocamento da rocha de acordo com o tempo	151
Figura 68 – Variação volumétrica por anular para o caso 10.....	152
Figura 69 – Variação da pressão por anular para o caso 10	152
Figura 70 – Configuração geométrica do poço	154
Figura 71 – Gráfico da densidade e pressão de acordo com a profundidade	156
Figura 72 – Configuração geométrica do poço e subdivisão das camadas	157
Figura 73 – Pressão hidrostática e a tensão de soterramento de acordo com a profundidade	161
Figura 74 – Incremento de pressão para o cenário de Perez (2015).....	161
Figura 75 – Configuração de poço	163
Figura 76 – Configuração de poço	165
Figura 77 – Configuração de poço	166
Figura 78 – Perfis de temperatura para o anular A.....	168
Figura 79 – Perfis de temperatura para o anular B	168
Figura 80 – Incremento de pressão para o Caso 1 do cenário de Almeida (2016).....	170
Figura 81 – Incremento de pressão no anular A para diferentes tempos limite	171
Figura 82 – Incremento de pressão para o Caso 2 do cenário de Almeida (2016).....	172

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Componentes genéticos das rochas de sal	61
Tabela 2 – Propriedades físicas da halita.....	63
Tabela 3 – Propriedades elásticas dos materiais.....	114
Tabela 4 – Características e configuração geométrica do poço.....	116
Tabela 5 – Características e configuração geométrica do poço.....	117
Tabela 6 – Resultados para o cálculo do aumento de pressão (APB) para o Cenário 1	119
Tabela 7 – Resultados para o cálculo do aumento de pressão (APB) para o Cenário 2.....	120
Tabela 8 – Constantes elásticas e do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação	122
Tabela 9 – Diferença percentual entre o resultado do ABAQUS os obtidos nesse estudo	126
Tabela 10 – Deslocamento em metros de acordo com o raio externo e discretização adotada	127
Tabela 11 – Configuração geométrica e elásticas dos materiais	129
Tabela 12 – Constantes elásticas e do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação	130
Tabela 13 – Incrementos e parâmetros relacionados ao modelo viscoelástico	130
Tabela 14 – Incrementos e parâmetros relacionados a temperatura	131
Tabela 15 – Coeficiente de expansão térmica e compressibilidade isotérmica.....	132
Tabela 16 – Constantes do fluido composicional.....	132
Tabela 17 – Fração dos fluidos posicionais.....	134
Tabela 18 – Dados de entrada para simulação dos casos de 1 a 9.....	135
Tabela 19 – Características e configuração geométrica do poço.....	154
Tabela 20 – Propriedades elásticas dos materiais.....	155
Tabela 21 – Tabela com constantes dos fluidos utilizados na simulação de APB, conforme Zamora et al. (2013)	155
Tabela 22 – Subdivisões e espessura das regiões	158
Tabela 23 – Tempo limite relacionado ao incremento temperatura	158
Tabela 24 – Constantes do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação	159
Tabela 25 – Incremento de pressão para o cenário de Perez (2015)	160
Tabela 26 – Características e configuração geométrica do poço.....	163
Tabela 27 – Características elásticas das rochas	164
Tabela 28 – Constantes do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação	164

Tabela 29 – Propriedades elásticas e peso linear dos revestimentos	164
Tabela 30 – Densidade dos fluidos por fase de perfuração de poços	165
Tabela 31 – Subdivisões e espessura das regiões	166
Tabela 32 – Subdivisões e espessura das regiões	166
Tabela 33 – Propriedades térmicas para os fluidos dos anulares	167
Tabela 34 – Tempo limite relacionado ao incremento temperatura	167
Tabela 35 – Incremento de pressão para o Caso 1 do cenário de Almeida (2016)	169

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	<i>American Petroleum Institute</i>
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APB	<i>Annular pressure build-up</i>
BP	<i>British Petroleum</i>
E&P	Exploração e produção
GB	<i>Gigabyte</i> , unidade formada pelo conjunto de 1024 <i>megabytes</i>
GHz	<i>Giga-hertz</i> , unidade de frequência equivalente a um bilhão de hertz
LGN	<i>Liquified Natural Gas</i>
MDD	Mecanismo duplo de deformação
MEF	Método de Elementos Finitos
MMA	Metacrilato de metila emulsionado
pH	Escala numérica adimensional utilizada para especificar a acidez ou basicidade de uma solução aquosa
RAM	Memória de acesso aleatório (<i>Random access memory</i>)
VIT	<i>Vacuum Insulated Tubing</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius – escala termométrica
$^{\circ}\text{F}$	Graus Fahrenheit – escala termométrica
Bbl	Barril americano
cm^3	Centímetro cúbico
m^3	Metro cúbico
E	Módulo de Young
g	Aceleração da gravidade
G	Módulo de elasticidade transversal
k_T	Compressibilidade isotérmica
K	Módulo volumétrico ou <i>bulk modulus</i>
p	Pressão
Pa	Pascal – unidade padrão de pressão e tensão no Sistema Internacional (SI)
ppg	Libra por galão americano
psi	Libras por polegada quadrada (unidade de pressão americana)
r	Coordenada cilíndrica radial
s	Segundos
t	Tempo
T	Temperatura
z	Coordenada cilíndrica
α	Coefficiente de expansão térmica
ΔT	Incremento de temperatura
ΔP	Incremento de pressão
ΔV	Incremento de volume
ε	Deformação
$\dot{\varepsilon}$	Taxa de deformação
$\ddot{\varepsilon}$	Segunda derivada no tempo da deformação
ν	Coefficiente de Poisson
σ	Tensão
$\dot{\sigma}$	Taxa de tensão
$\ddot{\sigma}$	Segunda derivada no tempo da tensão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	18
1.1	Justificativa do Trabalho	18
1.2	Objetivos.....	21
1.2.1	Objetivo geral	21
1.2.2	Objetivos específico.....	22
1.3	Delimitação do trabalho.....	22
1.4	Metodologia.....	22
1.4.1	Revisão da bibliografia	23
1.4.2	Desenvolvimento de equações.....	23
1.4.3	Desenvolvimento do modelo numérico	24
1.4.4	Discretização do problema.....	24
1.4.5	Implementação computacional	25
1.4.6	Verificação ou validação	25
1.5	Organização do texto.....	25
2	REFERENCIAL TEÓRICO	27
2.1	Perfuração e arranjo geométrico de um poço de petróleo.....	27
2.2	Crescimento de pressão em anulares confinados (APB).....	30
2.3	Métodos de mitigação.....	33
2.3.1	Aumento da resistência do revestimento	34
2.3.1.1	Melhoramento do grau do aço e aumento da espessura do revestimento.....	34
2.3.2	Eliminação do volume aprisionado no anular.....	35
2.3.2.1	Cimentação total do poço	35
2.3.3	Alívio da pressão no fluido aprisionado	36
2.3.3.1	Sapata aberta.....	36
2.3.3.2	Instalação de discos de ruptura.....	37
2.3.3.3	Canhoneio.....	38
2.3.4	Balanceamento do volume expandido pelo calor	39
2.3.4.1	Colar de alívio de pressão anular.....	39
2.3.4.2	Espuma compressível	40
2.3.4.3	Câmara adicional	41
2.3.4.4	Fluido espaçador que encolhe.....	42
2.3.4.5	Microesfera oca	43

2.3.5	Isolamento dos canais de transferência de calor	44
2.3.5.1	Tubulação isolada	44
2.3.5.2	Colchão isolante	45
2.4	Modelagem matemática do APB	46
2.5	Cálculo da temperatura no anular	50
2.5.1	Abordagem semiestática	50
2.5.2	Abordagem transiente	53
2.6	Propriedade termofísica do fluido	55
2.7	Influência da rocha salina no APB	58
2.8	Evaporitos	59
2.8.1	Características químicas dos evaporitos	60
2.8.2	Deposição de minerais evaporíticos	61
2.8.3	Propriedades dos sais	62
2.9	Rocha salina e sua relação com a indústria do petróleo	63
2.10	Relações constitutivas para os evaporitos	64
2.10.1	Modelos Empíricos	67
2.10.1.1	Modelos de Lomenick ou da potência	67
2.10.1.2	Modelo logarítmico	68
2.10.1.3	Modelo exponencial	69
2.10.1.4	Modelo de Cristescu	69
2.10.2	Modelos Reológicos	70
2.10.2.1	Modelo de Maxwell	72
2.10.2.2	Modelos de Kelvin (ou Voigt)	73
2.10.2.3	Modelo de Sólido Padrão	74
2.10.2.4	Modelo de Burgers	75
2.10.2.5	Outros modelos complexos	76
2.10.3	Modelos Físicos	76
3	MODELO MATEMÁTICO	81
3.1	Sólido axissimétrico	81
3.2	Idealização da solução do problema	84
3.3	Modelo unidimensional axissimétrico	87
3.3.1	Deslocamento radial dos elementos sólidos	88
3.3.2	Deslocamentos associados à expansão do fluido	90
3.3.3	Deslocamento radial da formação por meio do modelo elástico linear	91

3.3.4	Deslocamento radial da formação por meio do modelo termomecânico aplicado ao modelo de Araújo (2012).....	92
3.3.5	Atualização da densidade a partir dos incrementos de pressão e temperatura	99
3.3.6	Atualização do coeficiente de expansão térmica e da compressibilidade	101
3.4	Modelo axissimétrico multicamadas	103
3.5	Equação global e o processo de solução	105
3.6	Diagrama de fluxo	106
3.7	Modelagem computacional	107
4	RESULTADOS	110
4.1	Verificação do modelo elástico	112
4.1.1	Cenários de estudo.....	113
4.1.1.1	Cenário 1.....	115
4.1.1.2	Cenário 2.....	116
4.1.2	Resultado dos Cenários de estudo	118
4.1.2.1	Cenário 1.....	119
4.1.2.2	Cenário 2.....	120
4.2	Verificação do modelo viscoelástico	121
4.2.1	Detalhamento do cenário	121
4.2.2	Malha de elementos finitos	123
4.2.3	Resultados.....	125
4.2.4	Influência do raio externo da rocha no resultado.....	126
4.3	Cenário paramétrico axissimétrico simplificado	128
4.3.1	Descrição das propriedades aplicadas ao cenário	128
4.3.2	Descrição das análises paramétricas aplicadas ao cenário.....	135
4.3.2.1	Casos elásticos.....	136
4.3.2.2	Casos viscoelásticos	137
4.3.3	Resultados das análises paramétricas	138
4.3.3.1	Casos elásticos.....	138
4.3.3.1.1	<i>Caso 1</i>	138
4.3.3.1.2	<i>Caso 2</i>	140
4.3.3.1.3	<i>Caso 3</i>	141
4.3.3.1.4	<i>Caso 4</i>	142
4.3.3.1.5	<i>Caso 5</i>	145
4.3.3.2	Casos viscoelásticos	146

4.3.3.2.1	<i>Caso 6</i>	146
4.3.3.2.2	<i>Caso 7</i>	148
4.3.3.2.3	<i>Caso 8</i>	148
4.3.3.2.4	<i>Caso 9</i>	150
4.3.3.2.5	<i>Caso 10</i>	151
4.4	Cenário de estudo multicamada envolvendo evaporitos	153
4.4.1	Descrição do cenário de Perez (2015)	153
4.4.2	Resultados do cenário de Perez (2015).....	159
4.4.3	Descrição do cenário de Almeida (2016)	162
4.4.4	Resultados do cenário de Almeida (2016).....	168
5	CONCLUSÃO	174
	REFERÊNCIAS	178

1 INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa do Trabalho

Mesmo diante de cenários desafiadores, sob o ponto de vista técnico e econômico, a indústria do petróleo tem demonstrado considerável crescimento desde o século XX, impulsionado por grandes investimentos nas áreas de pesquisa, desenvolvimento tecnológico, ampliação do conhecimento na área de exploração e produção (E&P) e na cadeia de bens e serviços que lhe dão suporte.

Em destaque, a indústria brasileira vem apresentando relevante progresso desde o ano de 2006 com a descoberta de reservatórios de elevada produtividade na camada de Pré-sal, conforme evidenciado na Figura 1, em que é demonstrado, em um contexto generalista, que a produção nacional de petróleo e gás vem apresentando relevante crescimento até os dias atuais, mesmo diante das oscilações do valor do barril de petróleo ocorridas durante essa época. Segundo o anuário publicado pela ANP (2018), a produção petrolífera brasileira correspondeu a cerca de três por cento da produção mundial no ano de 2017, produzindo uma quantidade de 2,7 milhões de barris por dia e um montante de aproximadamente 158,6 milhões de metros cúbicos de óleo equivalente por ano, embora, em 2018, diante do panorama político e econômico, tenha acontecido uma redução de aproximadamente 1,45% na produção anual em relação ao ano de 2017, totalizando uma produção de 158,6 milhões de metros cúbicos por ano (ANP, 2019).

Figura 1 – Produção nacional de petróleo e gás



Fonte: ANP, 2019

Diante do significativo aumento da produção em 2017, o Brasil passou a se situar na 10ª posição entre os países produtores para o ano em tela, considerando-se o somatório da produção de petróleo e LGN em terra e em mar (ANP, 2018).

Observa-se que desde o ano de 2006 o foco brasileiro, no contexto da Exploração e desenvolvimento, está voltado para a produção em poços de águas profundas e ultraprofundas, cujas operações de perfuração ainda apresentam alto custo e carecem de desenvolvimento tecnológico para a operação em regiões de elevada pressão e temperatura. Dentro deste sentido, enfatiza-se que a engenharia apresenta um relevante papel para o desenvolvimento de projetos, a fim de que a indústria do petróleo possa desenvolver os campos do Pré-sal de forma segura e de maneira mais eficiente, sem a ocorrência de problemas que possam gerar impactos negativos aos empreendimentos, proporcionando a redução dos custos e prejuízos ao meio ambiente.

A produção do Pré-sal, em águas profundas, já é um fato consolidado e de grande interesse, diante do seu potencial de produção e exploração. Em 2017 a produção em mar representou cerca de 95,15% do petróleo produzido no Brasil (ANP, 2018). Para atingir o patamar de produzir grandes volumes no Pré-sal, foi necessário desenvolver tecnologias que permitiram perfurar poços com mais de 7.000 metros de profundidade abaixo da linha d'água, transpassando camadas evaporíticas com mais de 2.000 metros de espessura (PETROBRAS, 2018).

Sabe-se que a perfuração exploratória em novos campos de petróleo, sobretudo no contexto *offshore*, é desafiadora, principalmente em locais que apresentam maiores profundidades, cuja dinâmica marinha é mais complexa, além de possuir características peculiares para a perfuração de poços e produção de hidrocarbonetos. Em cenários recentes, a Petrobras, nos Campos de Lula e Iracema, atingiu profundidades superiores a 7.000 metros, trabalhando em uma lâmina d'água entre 2.120 e 2.220 metros, apresentando reservatórios abaixo de 5.000 metros do leito marinho, para os quais foi necessário transpassar camadas de rochas evaporíticas superiores 2.000 m de espessura (PETROBRAS, 2018). Neste contexto, associado à alta pressão, temperatura e complexidades relacionadas à perfuração de poços em águas profundas, necessitou-se desenvolver técnicas, equipamentos mais robustos, com capacidade de fazer frente aos problemas decorrentes às operações de perfuração e produção, que não eram preocupantes em tempos pretéritos. Nesse viés, destaca-se o investimento em pesquisa para a melhoria de processos e equipamentos, normalmente em associação com a comunidade acadêmica e empresas fabricantes de equipamentos.

O investimento em pesquisas possibilitou que a indústria do petróleo evoluísse e voltasse a atenção para os fenômenos associados às atividades operacionais, tendo em vista a

existência de problemas poderiam comprometer as atividades de exploração e produção. Em relação ao ambiente do Pré-sal, pode-se citar complicações normalmente concernentes às atividades de perfuração e produção, tais como o aprisionamento da coluna de perfuração, colapso do poço, fenômenos ocasionados por processos térmicos, além de outros associados à instabilidade de poços e perda de circulação de fluidos de perfuração. Os inconvenientes relacionados aos evaporitos criam um ambiente ainda mais desafiador, que geram oportunidades para a pesquisa e, em consequência, para a evolução da indústria do petróleo. Nesse sentido, para fazer frente aos problemas, ante à complexidade das rochas salinas e profundos reservatórios, passou-se a adotar novos critérios de projeto de poços; e avaliar alguns fenômenos com maior atenção, utilizando e desenvolvendo, em complemento, *softwares* e simuladores específicos, aliando isso à capacitação do corpo técnico atuante nas áreas de pesquisa, projeto e execução, em parcerias com fornecedores, universidades e centros de pesquisa (PEREZ, 2015).

Dentro do contexto das dificuldades operacionais, os fenômenos ocasionados por processos térmicos têm ganhado atenção da comunidade acadêmica. Entre esses fenômenos, enfatiza-se o que provoca o aumento da pressão nos espaços anulares confinados de um poço, conhecido na indústria do petróleo como *Annular Pressure Build-up* (APB), *Annular Fluid Expansion* (AFE) ou *Thermally Induced Pressure* (TIP), embora seja definido para este estudo o primeiro termo. Tal fenômeno pode acontecer quando, ao iniciar a produção do poço ou durante a fase de perfuração, o fluido aquecido, ao passar por zonas menos profundas, transmite o calor para as colunas de revestimento e fluidos trapeados nos espaços anulares.

Sabe-se que os poços marítimos profundos e ultraprofundos possuem altas temperaturas nos reservatórios em virtude do gradiente geotérmico. Portanto, por exemplo, quando se inicia a produção, a diferença de temperatura entre o fluido transportado pela coluna de produção e os fluidos, revestimentos e formações do poço, de forma geral, ocasiona a condução de calor. O aumento da temperatura no espaço anular proporciona a expansão térmica dos fluidos aprisionados entre a cabeça do poço e o topo do cimento (TOC) que e, em virtude do seu confinamento, favorece o aumento da pressão no espaço anular, fato que pode ocasionar significantes carregamentos aos revestimentos, o que pode proporcionar prejuízos à integridade do poço.

Ante aos problemas que podem decorrer do aumento da pressão em anulares confinados, ressalta-se a importância de antever, reconhecer, mitigar ou evitar que o APB ocorra, com vistas a manter a integridade estrutural do poço, garantir a segurança nas operações, evitar perdas econômicas e a consequente contaminação do meio ambiente. Nesse contexto, ressalta-se a

importância de os projetos de construção de poços considerar os efeitos do aumento da pressão em anulares. Ademais, conhecer as características dos fluidos de perfuração e completação, a resistência dos revestimentos, geometria e localização dos anulares, condições de contorno, gradiente térmico e aspectos relacionados à formação são relevantes para criar projetos confiáveis.

Portanto, um projeto confiável deve também possuir modelo de cálculo adequado que retrate as condições de pressão, volume e temperatura (PVT) do poço, considerando modelos numéricos termomecânicos que retratem com acurácia o fenômeno do APB. Para a análise do APB em ambiente do Pré-sal, é necessário que esse método numérico considere um modelo constitutivo que descreva o comportamento de fluência da rocha salina em função do estado de tensão, perfil de temperatura, tipo de sal, tempo decorrido, energia de ativação, além de outros fatores. Não considerar o efeito da fluência do sal no crescimento de pressão do anular pode causar um dimensionamento inadequado do projeto do poço, o que pode possibilitar a perda da integridade ou outros danos severos ao poço.

Diante de tais fatos, pretende-se, por meio deste estudo, desenvolver um modelo numérico representativo, com poucos graus de liberdade, que calcule o fenômeno de crescimento da pressão em anulares confinados, na presença de múltiplos anulares e formações rochosas variadas, incluindo as rochas salinas. Além disso, pretende-se também verificar os efeitos dos fenômenos térmicos nos anulares e nos elementos pertencente ao poço de petróleo, avaliando desde os deslocamentos até a variação da pressão e volume nos anulares, utilizando, portanto, um cálculo integrado do APB.

Para que o objetivo deste estudo seja atingido, será necessário desenvolver um modelo numérico termomecânico unidimensional axissimétrico multicamadas, acoplado a um método que possa representar tanto o comportamento elástico linear quanto o viscoelástico para a formação, permitindo a comparação de ambos comportamentos e analisando o comportamento de fluência da rocha salina em função do estado de tensão. Para o desenvolvimento dessa atividade, implementar-se-á um código computacional na linguagem de programação C++ para simular cenários de análise do tema proposto.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver e implementar computacionalmente um modelo termomecânico com vistas a analisar comportamento do aumento de pressão em anulares confinados de poços de petróleo na presença de rochas salinas.

1.2.2 Objetivos específico

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) conhecer as características que propiciam o aumento da pressão em anulares confinados, bem como os métodos de mitigação utilizados hodiernamente em projetos de poços de petróleo;
- b) estudar rochas salinas com vistas a obter o entendimento das suas principais características, sua relação com a indústria do petróleo e com o aumento da pressão nos espaços anulares;
- c) analisar a influência da temperatura e pressão nas propriedades dos fluidos e seus efeitos no incremento de pressão no anular;
- d) desenvolver um código computacional para avaliar o fenômeno do aumento da pressão em anulares confinados, integrando a modelagem termomecânica de deslocamento da rocha salina;
- e) verificar o código desenvolvido e, complementarmente, aplicar em estudos de caso.

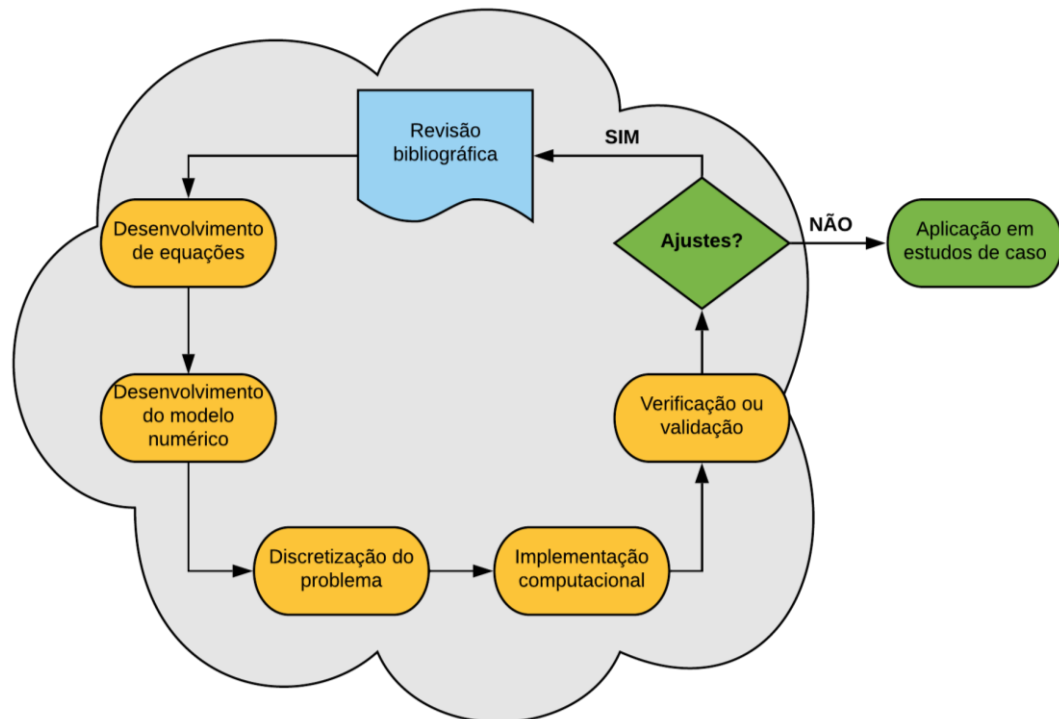
1.3 Delimitação do trabalho

O presente trabalho aborda o fenômeno do aumento da pressão em anulares confinados em poços de petróleo verticais com geometria radial, ou seja, uma estrutura axissimétrica, sujeita a carregamentos axissimétricos e na presença de deformações rochosas, inclusive de rochas salinas. Desconsidera-se, portanto, poços direcionais (inclinados) ou horizontais, visto que não são axissimétricos, necessitando assim uma modelagem tridimensional; e desconsideração do APB negativo (sem alterações à redução de pressão), caracterizado pela redução de pressão devido ao resfriamento do anular (por injeção de fluido frio no poço), pois é menos destacado na indústria do petróleo.

1.4 Metodologia

Na dissertação, faz-se um estudo descritivo, bibliográfico, com abordagem quantitativa, de natureza aplicada apresentando em complemento estudos de caso. A organização metodológica aplicada no desenvolvimento da dissertação pode ser resumida nas etapas ilustradas no fluxograma apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Organização metodológica da dissertação



Fonte: Autor (2019).

1.4.1 Revisão da bibliografia

A revisão bibliográfica é considerada o princípio do desenvolvimento da dissertação, alicerçando as demais etapas durante todas etapas subsequentes, visto que se pesquisa fundamentação sobre o que existe na literatura acerca dos temas abordados. Dentre os tópicos estudados destacam-se os acidentes ou incidentes relacionados como tema, métodos de mitigação, fenômenos envolvidos, comportamento mecânico de rochas salinas, características e propriedades dos elementos envolvidos no APB, modelagem computacional, entre outros. Por meio de pesquisas, consultas aos orientadores e outros profissionais, serão coletadas literaturas e publicações que fundamente o estudo do tema proposto.

1.4.2 Desenvolvimento de equações

Com base na revisão bibliográfica, são definidos os parâmetros do cálculo, sua condição de contorno, além de propriedades diversas com vistas a descrever o fenômeno do aumento de pressão nos anulares confinados, associando a ação dos revestimentos, fluidos e da formação salina em um poço de petróleo que representa as condições existentes no Pré-sal. Os fenômenos físicos envolvidos no problema em estudo são analisados, de forma a serem elencados os que mais interferem no comportamento do modelo e os que podem ser desprezados. Neste momento são adotadas as simplificações, que fazem com que o modelo estudado seja facilitado, assim como a utilização de uma modelagem unidimensional para um poço axissimétrico, que possui em seu entorno uma formação isotrópica e homogênea em cada camada analisada.

Diante de tais fatos, a formulação do modelo proposto é desenvolvida a partir de outros estudos correlatos ao tema.

1.4.3 Desenvolvimento do modelo numérico

Com base na revisão de literatura e equacionamento sobre o tema proposto, verificam-se parâmetros e características de poços representativos dos existentes no Pré-sal, com vistas a criação de modelos para a análise do APB. Incluem-se nisso os parâmetros relacionados à formação no entorno do poço e características do revestimento, dos fluidos aprisionados, da temperatura da formação, da temperatura ou gradiente térmico proporcionado pela produção de fluidos, além de outros que sejam necessários para a discretização ou implementação no problema. Entretanto, ressalta-se que serão utilizados dados hipotéticos para os vindouros estudos de caso, podendo também ser empregado parâmetros obtidos de artigos científicos, teses ou dissertações, com assuntos correlatos ao tema proposto.

1.4.4 Discretização do problema

Para encontrar os resultados a partir do equacionamento, pode-se dividir o domínio do estudo em partes ou camadas menores, de acordo com o modelo termomecânico axissimétrico unidimensional para simular o fenômeno do APB em poços verticais, desde que o conjunto das partes criem um modelo representativo de todo o domínio. Portanto, para a discretização, permite-se a aplicação do equacionamento desenvolvido em pontos discretos do domínio, podendo empregar, durante a elaboração da dissertação, métodos já desenvolvidos em outros estudos, obtido por meio de revisão bibliográfica.

Dessa forma, pretende-se utilizar para a análise do comportamento das rochas salinas, uma modelagem em elementos finitos desenvolvida por Araújo (2012), integrando-a ao modelo termomecânico desenvolvido nesse estudo, utilizando-se, portanto, a interpolação e a integração no tempo, cuja solução aproximada do problema é obtida em todo o domínio e ao longo do tempo definido.

1.4.5 Implementação computacional

Definido o equacionamento e a discretização do domínio, o problema é interpretado como um conjunto de problemas menores, e dessa forma são desenvolvidas e implementadas funções responsáveis por resolver cada um desses problemas. Portanto chega-se à solução aproximada do problema estudado.

Para a implementação do código computacional é utilizada a linguagem de programação C++, escolhida pela vantagem de ter uma sintaxe bastante estruturada, consistente e pela velocidade de processamento.

1.4.6 Verificação ou validação

Com a implementação computacional do problema proposto, são feitas comparações dos resultados com modelos apresentados em literaturas diversas com temas correlatos, com o objetivo de verificar a qualidade das respostas obtidas. Diante dos resultados a serem obtidos, analisa-se a possibilidade de se fazer adaptações ou alterações na implementação ou em parâmetros relacionados ao(s) problema(s) proposto(s), visando a obtenção de resultados mais representativos.

1.5 Organização do texto

Esta Seção apresenta a organização dos capítulos do presente trabalho. Sendo este o primeiro capítulo, apresentou-se uma breve contextualização e justificativa sobre o tema proposto, exposição dos objetivos e delimitações do trabalho. O conteúdo do segundo ao quinto capítulo será descrito a seguir.

O segundo capítulo apresenta um referencial teórico sobre o arranjo geométrico de um poço de petróleo, crescimento da pressão no espaço anular confinado, abrangendo aspectos teóricos, métodos de mitigação, modelagem matemática, cálculo da temperatura no anular,

propriedades termofísicas dos fluidos, influência da rocha salina no APB, evaporitos, rocha salina e sua relação com a indústria do petróleo e as relações constitutivas para os evaporitos.

O terceiro capítulo aborda o modelo numérico, apresentando uma abordagem ao problema axissimétrico, no qual, por analogia às estruturas de um poço de petróleo, são adotadas algumas considerações para a idealização do problema do APB e alguns parâmetros a serem considerados na verificação e nos estudos de caso apresentados no quarto capítulo.

O quarto capítulo apresenta os resultados da análise do APB, levando em consideração a validação dos modelos elásticos e viscoelásticos, além da aplicação de estudos de caso utilizando modelos simplificados e multicamadas, que utilizam o modelo constitutivo do mecanismo duplo e a solução elástica linear do tubo de paredes espessas. Já no quinto capítulo, apresenta-se a conclusão do estudo abordado na dissertação.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Perfuração e arranjo geométrico de um poço de petróleo

O principal objetivo da perfuração de poços é alcançar a região do reservatório de petróleo, garantindo, portanto, que seja estabelecido um elo entre essa região e a cabeça do poço, sem que haja o comprometimento estrutural das regiões perpassadas, proporcionando também a manutenção das propriedades permoporosas da região de acúmulo de óleo.

A perfuração de um poço é considerada uma atividade bastante desafiadora, em virtude das diversificadas regiões, estruturas geológicas, falhas, formações com altas pressões e temperaturas, além de diferentes propriedades petrofísicas que podem ser encontradas. As operações de perfuração são realizadas por meio de uma sonda de perfuração rotativa, que transfere energia em forma de rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Essa energia possibilita a ruptura e desagregação das rochas em forma de fragmentos ou cascalhos, que são removidos e direcionados à superfície por meio da circulação de fluidos de perfuração (THOMAS et al., 2004; HOSSAIN e AL-MAJED, 2015). Estes fluidos são deslocados por meio de bombas que introduzem o fluido ou lama de perfuração para o interior da coluna de perfuração por meio de uma cabeça de injeção (ou *swivel*), o retorno para a superfície é feito pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e a formação (THOMAS et al., 2004).

Uma vez perfurada determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada, para a descida de um invólucro que apresenta a finalidade de suportar as paredes do poço, impedir a migração de fluidos das camadas de alta pressão para as de baixa pressão, evitar as perdas de circulação, proteger o poço contra danos causados por impactos e fricção da coluna de perfuração, além de atuar na ancoragem de equipamentos, a exemplo o de segurança, como os *Blowout preventer* (BOP) (HOSSAIN e AL-MAJED, 2015). Tal estrutura é conhecida como revestimento (*casing*). O revestimento é um tubo de aço que é ligado à formação rochosa utilizando a pasta de cimento, que também proporciona o isolamento hidráulico pelo preenchimento do espaço anular entre o poço e o revestimento. Os padrões de dimensão, roscas e juntas são normatizados pelo *American Petroleum Institute* (API), instituto americano para a indústria de petróleo e gás natural.

Após o poço ser revestido e cimentado, uma broca com diâmetro inferior ao revestimento é descida para dar prosseguimento a perfuração. A perfuração pode possuir diversas fases, cujo número depende da profundidade do poço e das zonas ou litologias a serem

perfuradas, em que são empregados diferentes diâmetros de brocas e revestimentos. Cada fase é concluída após a descida do revestimento e a posterior cimentação. Segundo Thomas et al. (2004), normalmente a quantidade de fases varia entre três a oito, em que, ao término de cada uma, finaliza-se com a descida do revestimento e sua posterior cimentação.

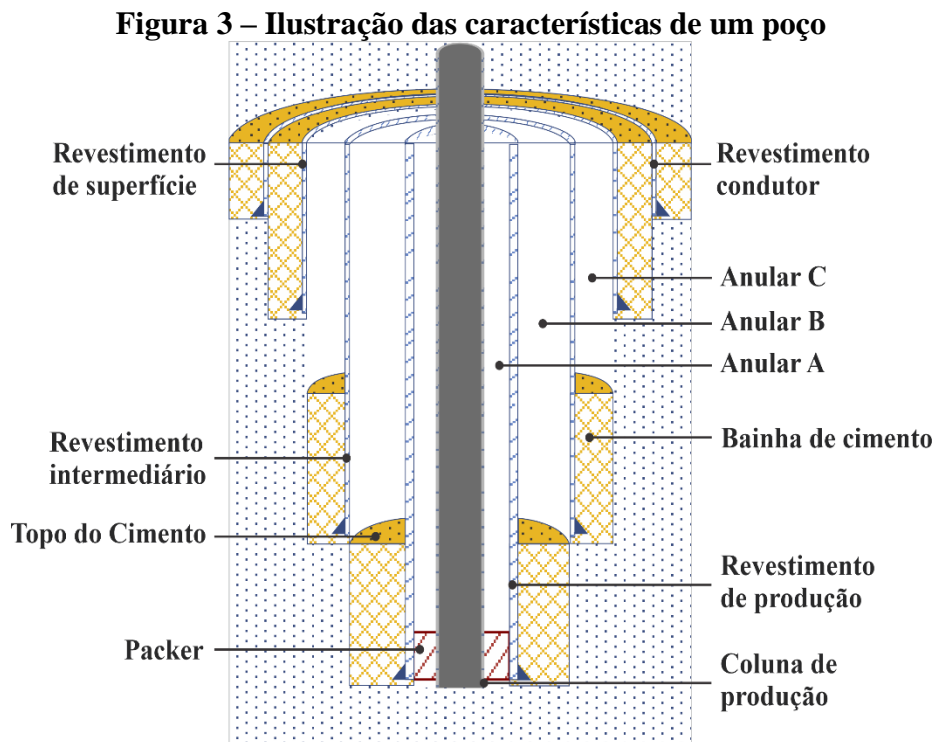
O início do poço em ambientes *offshore* é feito por plataformas flutuantes, sem a utilização do *riser* de perfuração, mas incluem as descidas dos revestimentos. O início da perfuração do poço se dá pelo assentamento do revestimento condutor, que pode ser feito por meio de uma base torpedo, por sistema convencional ou posicionado simultaneamente à perfuração, em uma operação denominada de jateamento (ROCHA e AZEVEDO, 2009). A função do revestimento condutor é de sustentar sedimentos superficiais pouco consolidados. Na sequência da perfuração, tem-se o revestimento de superfície, cuja função é o de isolar o poço de zonas superficiais pouco consolidadas, suportar o peso do BOP e demais colunas de revestimento e proteger reservatórios de água, sendo cimentada em toda a sua extensão (THOMAS et al., 2004; ROCHA e AZEVEDO, 2009).

Na sequência, segue-se o revestimento intermediário, cujo objetivo, além de proteger formações não consolidadas, visa também isolar e proteger da ação de zonas de alta ou baixa pressão, proteger de zonas de perda de circulação, isolar formações portadoras de hidrocarbonetos, inclusive atuando na proteção contra a ação de contaminantes (THOMAS et al., 2004; ROCHA e AZEVEDO, 2009). Devido à grande extensão desse revestimento, normalmente, ele é cimentado apenas na parte inferior ou em trechos intermediários, sendo sustentado por meio de sapatas, apoiadas na cabeça do poço (THOMAS et al., 2004). O fato desse revestimento não ser cimentado em sua totalidade, favorece o aprisionamento do fluido de perfuração em alguns trechos da seção.

Após o revestimento anterior, é descido o de produção com o intuito de favorecer a produção do poço e abrigar a coluna de produção, permitindo que os hidrocarbonetos sejam conduzidos até a superfície. Em complemento ao revestimento de produção, normalmente é descido um *liner* que é um revestimento curto, o qual é descido e cimentado especificamente no poço aberto. O topo do *liner* fica ancorado pouco acima da extremidade inferior do revestimento anterior, isto traz independência do sistema de cabeça do poço (THOMAS et al., 2004). Destaca-se que esse elemento pode ser utilizado em substituição ao revestimento intermediário, nesse caso denominando-se de *liner* de perfuração, ou substituindo o revestimento de produção, chamado de *liner* de produção (ROCHA e AZEVEDO, 2009).

Quando limitações técnicas ou operacionais exigirem a proteção do revestimento anterior, pode-se fazer a complementação utilizando uma coluna de *liner* até a superfície. Esse tipo de coluna é denominado de *Tie Back*.

Diante da sequência adotada durante as etapas de perfuração e o conhecimento dos correspondentes revestimentos, pode-se ilustrar a configuração de um poço já completado, evidenciando a sequência dos revestimentos, anulares, cimentação e formação, conforme apresentada na Figura 3.



Fonte: Autor (2019).

Ressalta-se, conforme apresentado na Figura 3, que são também representados os anulares do poço, referenciados pelas letras A, B e C, em que o anular A é o mais interno, seguido sequencialmente pelos demais anulares. Nota-se, também, que as estruturas existentes no poço seguem uma sucessão lógica, a partir da sequência de estabelecimento, ou melhor, apresentam sempre uma ordem, em que é considerada a existência do tubo de produção, centralizado; seguido de anulares e revestimentos, que podem ter seu interstício preenchido por fluidos de perfuração ou completação; e ao término existe o trecho cimentado entre o revestimento e a formação, entretanto podem existir áreas não cimentadas entre a formação e o revestimento ou é capaz de haver cimento entre dois revestimentos, conforme ilustrado na Figura 3.

A partir do conhecimento do encadeamento das estruturas em um poço, pode-se entender melhor como ocorre o crescimento da pressão em anulares confinados ocasionado pelo incremento de temperatura.

2.2 Crescimento de pressão em anulares confinados (APB)

Causas do APB têm sido observadas e estudadas pela indústria do petróleo desde a década de 80. Estes estudos utilizam alguns modelos teóricos que envolvem a análise termomecânica, usualmente levando em conta a expansão térmica dos fluidos, aumento das pressões internas e solicitações nos revestimentos proporcionados pelo incremento de pressão (KLEMENTICH e JELLISON, 1986; OUDEMAN e KEREM, 2006). Este tema tem se tornado bastante relevante atualmente, em face da vulnerabilidade da ocorrência desse fenômeno em áreas profundas e ultraprofundas do Pré-sal, cujo interesse exploratório tem aumentado sensivelmente, face ao seu potencial produtivo.

Sabe-se que crescimento de pressão em anulares confinados não está apenas associado com a produção de fluidos aquecidos, mas também pode ser induzido pela circulação do fluido durante as operações de perfuração, embora seja mais previsível durante a produção (PATTILLO, COCALES e MOREY, 2004; HASAN, IZGEC e KABIR, 2010).

O APB é um fenômeno caracterizado pelo aumento de pressão gerado pela expansão térmica dos fluidos trapeados nos espaços anulares quando eles são aquecidos (MOE e ERPELDING, 2000). Quando os fluidos presentes em anulares são aquecidos e se expandem em um sistema fechado, o aumento do volume induz o crescimento da pressão. Neste sentido, infere-se que o APB deve possuir duas condições para que ele ocorra. A primeira é que deve existir espaços anulares fechados, ou seja, devem existir trechos não cimentados que contenham fluidos (a exemplo de perfuração) enclausurados entre o topo do revestimento ou o *line hanger* e o topo do cimento subsequente.

De forma geral, apenas revestimentos mais rasos são cimentados completamente, enquanto que os demais, localizados em regiões mais profundas, não são cimentados completamente, deixando no interstício entre o topo da região de assentamento do revestimento e seu fundo, normalmente, fluidos de perfuração que, a depender de sua composição, pode apresentar características específicas, porém apresentam em comum a particularidade de serem praticamente incompressíveis (OSGOUEI, 2014). A existência de anulares em poços *offshore* é de ocorrência comum no processo de cimentação em poços de petróleo, visto que os poços

não são cimentados até o topo devido à baixa temperatura e o alto custo associado (VARGO et al., 2002; ZHANG et al., 2016).

A segunda condição para a ocorrência do APB é o aumento de temperatura, em que o fluido aprisionado pode ser aquecido durante as operações de produção ou perfuração do poço. Normalmente, após a realização das etapas de perfuração, revestimento, cimentação e completação, ou melhor, até que o poço fique pronto para teste ou produção, os revestimentos juntamente com os fluidos aprisionados ficam em equilíbrio térmico com a formação em seu entorno, de acordo com a respectiva profundidade. Quando a produção é iniciada, o poço, de forma geral, é aquecido pelo fluido que é elevado na coluna de produção, induzindo um aumento significativo da pressão no anular decorrente da expansão dos fluidos, comprometendo os anulares que se encontram selados pelo cimento e pelo sistema de cabeça de poço.

Em complemento, além de contribuir para o aumento de pressão no anular, o aumento da temperatura pode também contribuir para o surgimento de outros esforços, como o de cargas axiais no revestimento, pois a alongação térmica dos revestimentos fixos pode ser associada com o efeito *reverse ballooning*, que é o aumento do comprimento da tubulação decorrente do diferencial de pressão no anular, podendo proporcionar compressão suficiente para provocar tensões consideráveis nos revestimentos superiores ou na cabeça do poço (HALAL e MITCHELL, 1994).

Referências de literaturas trazem que, quando o fluido trapeado está em contato com uma formação porosa e permeável ou em presença de rocha salina, ocorre um alívio natural da pressão, pois o deslocamento do fluido para a formação proporciona a prevenção de picos excessivos de pressão (JANDHYAL e CHINEY, 2014; ALMEIDA, 2016). Entretanto, quando o fluido se encontra selado entre revestimentos, quer seja pelo cimento ou formações impermeáveis, o aumento da pressão pode ser alto o suficiente para provocar falha no revestimento ou provocar danos à formação (JANDHYAL e CHINEY, 2014).

Poços localizados em águas profundas são mais vulneráveis à ocorrência desse fenômeno, ante à baixa temperatura no leito marinho em que os revestimentos são alojados (aproximadamente 4°C), frente à alta temperatura de produção (VARGO et al., 2002). Tal susceptibilidade é agravada, principalmente, pelo significativo aumento da temperatura durante períodos iniciais da produção, condições geológicas complexas e pelas dificuldades logísticas de gerenciamento ou monitoramento da pressão dos anulares (WILLIAMSON et al., 2003; HASAN, IZGEC e KABIR, 2010). Correlacionado a isso, diferentemente do que ocorre em poços em terra e alguns poços *offshore* de baixa profundidade de linha d'água, em que a sobrepressão pode ser drenada pela árvore de natal convencional (ou árvore de natal seca), os

poços do Pré-sal não são equipados para fazer o controle da pressão pelo extravasamento de fluidos de seus anulares pela cabeça do poço, visto que em poços marítimos necessitam da intervenção de uma sonda para que a pressão possa ser aliviada, o que é um fator complicador e possui alto custo associado (WILLIAMSON et al., 2003; OUDEMAN e KEREM, 2006; HASAN, IZGEC e KABIR, 2010; ALMEIDA, 2016).

Previsivelmente a consequência do APB em anulares pode levar a um significativo dano ao cimento e seu revestimento, comprometendo potencialmente a zona de isolamento e levando o revestimento do poço à falha. Dentro desse tema, existiram alguns casos na indústria do petróleo em que reportaram como causa mais provável o fenômeno do APB. Em 1999 a *British Petroleum* (BP) veio a perder o poço de Marlin (A-2), localizado em águas profundas no Golfo do México, após algumas horas do início da produção. A falha se deu por decorrência de um colapso no *tieback* do revestimento de produção, causando a falha no *tubing* de produção. Após detalhada análise do evento, foram constatadas como causas mais prováveis o APB e a dissociação de hidrato no anular, embora a hipótese mais provável tenha sido a pressurização do anular externo por conta dos efeitos térmicos da produção (BRADFORD et al., 2002; VARGO et al., 2002).

Posteriormente, durante as operações de perfuração, a 9.132 pés (2.783,40 metros) de profundidade, no poço Pompano A-31, Golfo do México, a mesa rotativa parou abruptamente e a coluna de perfuração simultaneamente ficou presa. As temperaturas registradas durante a circulação do fluido de perfuração foram em torno de 180°F (82,2°C) no fundo do poço e 168°F (75,56°C) na *flow line*. Após a passagem do Caliper (perfilagem que mede o diâmetro e indica as condições de estabilidade do poço), verificou-se o dano por deformação ao revestimento de 16 polegadas, no qual a provável causa foi o APB (PATTILLO, COCALES e MOREY, 2004).

Em 20 de abril de 2005, enquanto a plataforma do campo de *Mad Dog* Slot W1 voltava à produção, após uma breve interrupção, aconteceu um aumento de pressão no anular em contato com a coluna de produção, que persistiu mesmo com o alívio da pressão na cabeça do poço. Testes e registros de pressão diagnóstica eliminaram uma série de possíveis fontes para o acentuado aumento de pressão que proporcionou o rompimento do *tieback* de produção de 9 7/8". Após detalhada investigação, apresentou-se como causa mais provável o APB, que provocou a perda da integridade do revestimento de 13 3/8", levando a falha em cascata com o subsequente rompimento no *tieback* de 9 7/8" e ovalização no *tubing* de produção (PATTILLO et al., 2007).

Ante às falhas de projeto apresentadas e estudos desenvolvidos pela indústria do petróleo, algumas estratégias foram desenvolvidas para evitar ou mitigar a ocorrência do APB,

englobando técnicas, procedimentos e equipamentos que devem ser uma parte fundamental do projeto de poço.

2.3 Métodos de mitigação

O aspecto chave em um projeto de poço, com vistas a mitigar a ocorrência do APB, é conhecer o fenômeno e suas consequências, para a partir de então traçar estratégias ou desenvolver tecnologias para evitar ocorrência de falhas. Neste viés serão abordadas algumas estratégias de mitigação relacionadas ao projeto de poço.

Para a indústria do petróleo, ainda é uma prática segura projetar cimento e revestimento para suportar as cargas do APB, que podem ser exercidas na ausência de técnicas de mitigação ou quando essas técnicas não tiverem o desempenho esperado. Nessa abordagem, o projeto relacionado ao revestimento e cimentação exige uma análise estrutural do poço para determinar possíveis cargas de APB. Essa análise deve ser realizada em locais críticos, incluindo o revestimento, anulares, a interface cimento-lama e a formação. Além disso, também devem ser incluídos alguns cenários de carregamento mais severos para determinar um projeto conservador.

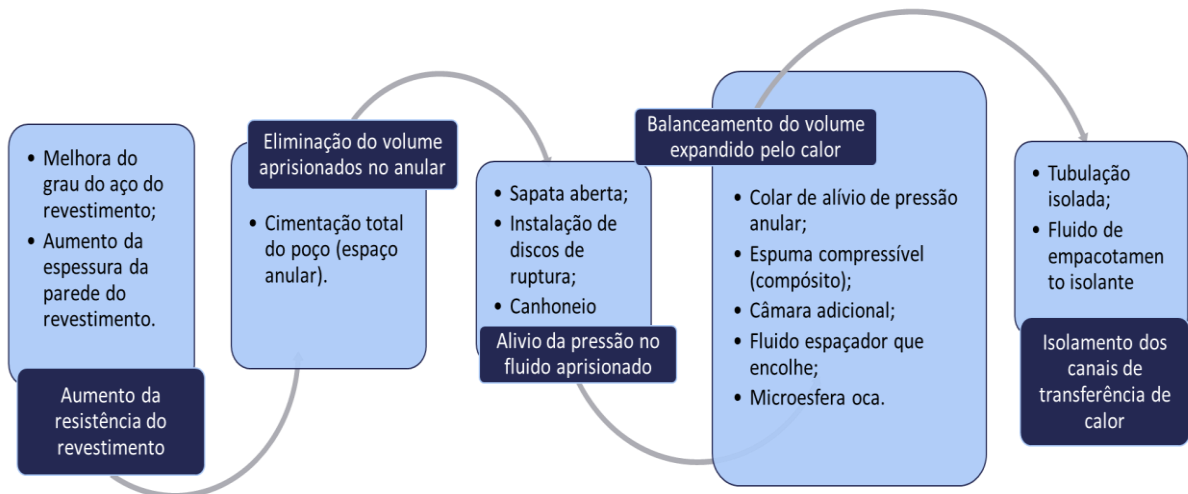
Dentre essas análises, utiliza-se o conceito relacionado à permissibilidade dos efeitos do APB. O APB permissível é a capacidade aumento pressão que um anular pode suportar sem comprometer sua resistência ao colapso ou ruptura (SATHUVALLI et al., 2006). Para tal abordagem, consideram-se os fatores mínimos de segurança que são calculados de acordo com as definições usuais, como a razão de resistências de acordo com a pressão diferencial. Contudo, conforme apresentado por Sathuvalli et al. (2006), as seguintes definições associadas aos fatores mínimos devem ser consideradas para determinar o APB permissível:

- a) Na maioria das situações o APB permissível é governado pela resistência de colapso do revestimento interno, conforme apresentado pelas normas do *American Petroleum Institute* (API);
- b) Os fatores de projeto recomendados para a análise do colapso em revestimentos são 10% maiores que os utilizados para os carregamentos das operações de perfuração, em virtude do comportamento impreciso do fluido presente nos anulares (normalmente fluidos de perfuração) em condições de alta pressão e temperatura (*High Pressure e High Temperature – HP/HT*), rigidez da formação e do cimento e a distribuição da temperatura no anular;

- c) Os fatores de segurança apenas devem ser aceitos após cuidadosas observações do problema em questão; e
- d) A pressão diferencial no revestimento é estimada em uma variedade de condições. Entretanto, devem considerar o maior diferencial de pressão para ser o carregamento de projeto. As condições incluem os perfis de lama, formação de *plugs* de barita, além de outras condições específicas para a aplicação.

Além das condições de permissibilidade do APB, equipamentos, acessórios, técnicas ou processos devem ser adotados para manter as condições de pressão nos anulares abaixo das pressões aceitáveis de projeto. Nessa questão, destacam-se algumas estratégias de mitigação e controle do APB que estão sendo empregadas em campos localizados em águas profundas, tais como: aumento da resistência do revestimento, eliminação do volume aprisionado no anular, alívio da pressão no fluido aprisionado, balanceamento do volume expandido pelo calor e isolamento dos canais de transferência de calor (DONG e CHEN, 2017). Tais estratégias e referentes tecnologias apresentam-se ilustradas na Figura 4.

Figura 4 – Estratégias e tecnologias para o controle do APB em águas profundas



Fonte: Autor (2019).

2.3.1 Aumento da resistência do revestimento

2.3.1.1 Melhoramento do grau do aço e aumento da espessura do revestimento

Segundo Meldau et al. (1981) e Dong e Chen (2017), um dos métodos comumente utilizados na indústria de petróleo é o da melhoria do grau do aço e aumento da espessura da parede do revestimento, principalmente em virtude de ser uma abordagem mais rápida para o aumento da resistência no tubo utilizado para o revestimento de poços.

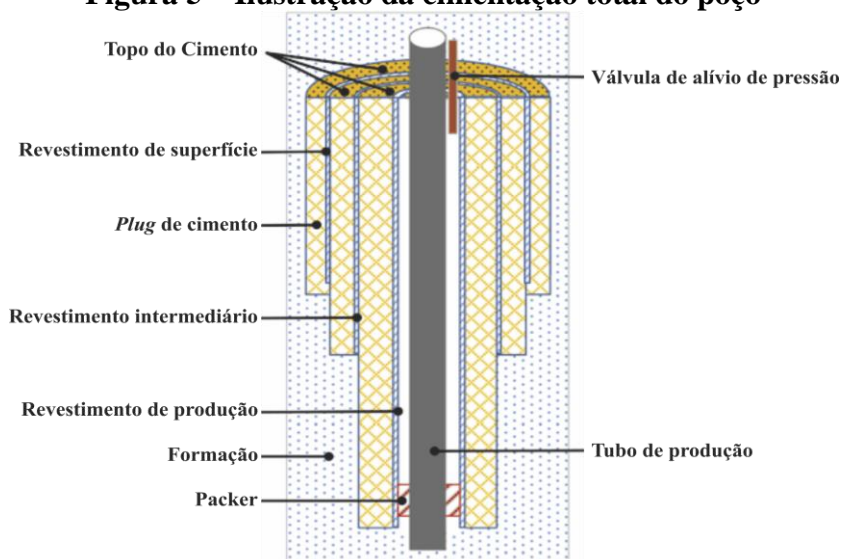
Embora o aumento da resistência seja notoriamente mais rápido, este método pode apresentar algumas desvantagens. Em uma análise inicial, nota-se que o desenvolvimento de tecnologias, aumento do grau do aço e da espessura da parede do revestimento majoram o custo na fabricação, decorrente do aperfeiçoamento da matéria prima, desenvolvimento de tecnologias e adequação nos processos de fabricação. Atrelado a isso, inovações tecnológicas devem ser desenvolvidas em conjunto com novos projetos de poços que contemplem o APB por meio de um método racional para estabelecer um modelo de resistência adequado para a nova estrutura de materiais (DONG e CHEN, 2017).

2.3.2 Eliminação do volume aprisionado no anular

2.3.2.1 Cimentação total do poço

Ravi et al. (1999) afirmam a possibilidade de utilizar a cimentação completa do poço, embora em seu estudo tenha considerado apenas procedimentos relacionados à cimentação de condutores de águas profundas ou revestimento de superfície. O princípio desse método é baseado na menor expansão térmica do cimento em relação ao fluido normalmente aprisionado no espaço anular. Contudo, ressalta-se que, para atingir o sucesso na cimentação e prevenção do APB, o cimento deve preencher toda a seção transversal do anular sem perdas para a formação (influxo para a formação), além de imprimir força no menor tempo possível após a colocação (para fins econômicos), conforme pode ser observado na Figura 5.

Figura 5 – Ilustração da cimentação total do poço



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

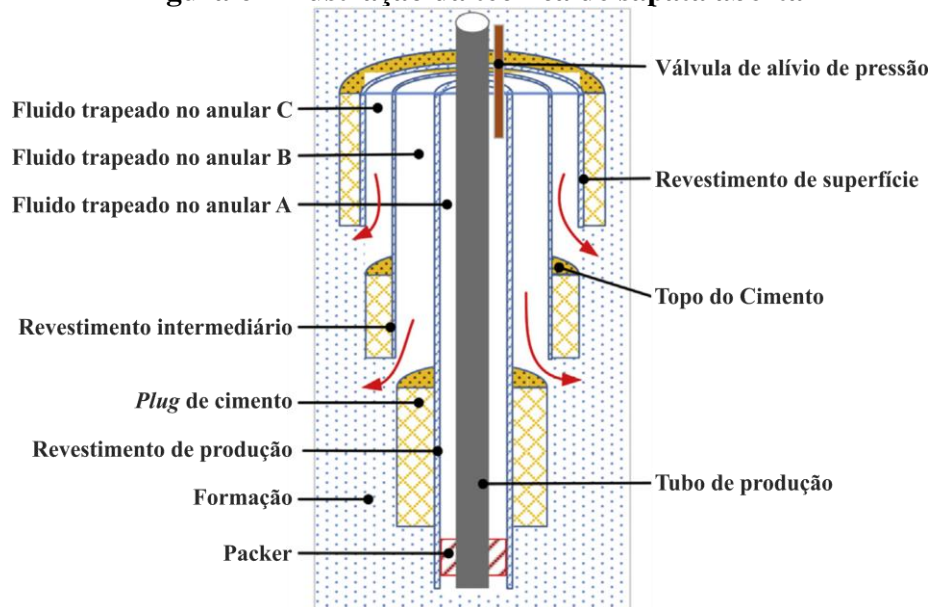
Entretanto, quando em condições em águas profundas, algumas desvantagens são apresentadas por Ravi et al. (1999), pois se o fluido trapeado não for substituído durante a cimentação, o APB ocorrerá. Em consequência, para uma cimentação adequada e eficiente, maiores custos são despendidos no desenvolvimento de tecnologias para a cimentação completa do anular, maiores volumes de cimento devem ser utilizados e, necessariamente, a análise da qualidade da cimentação deve ser implementada. Em segundo lugar, deve-se considerar que as formações próximas ao assoalho marinho são pouco compactadas e fracas, logo a formação pode ser facilmente esmagada por lama de alta densidade (RAVI et al., 1999).

2.3.3 Alívio da pressão no fluido aprisionado

2.3.3.1 Sapata aberta

De acordo com a Figura 6, nesta técnica o topo do cimento se encontra em uma profundidade superior à sapata anterior, desfavorecendo a geração do APB. Isso ocorre porque a pressão de expansão, gerada pelo aquecimento do líquido, pode fazer com que o volume expandido seja direcionado para a formação, agindo como fusível, liberando a pressão do anular e proporcionando a proteção do revestimento e do *pack-off* (ALMEIDA, 2006; DONG e CHEN, 2017).

Figura 6 – Ilustração da técnica de sapata aberta



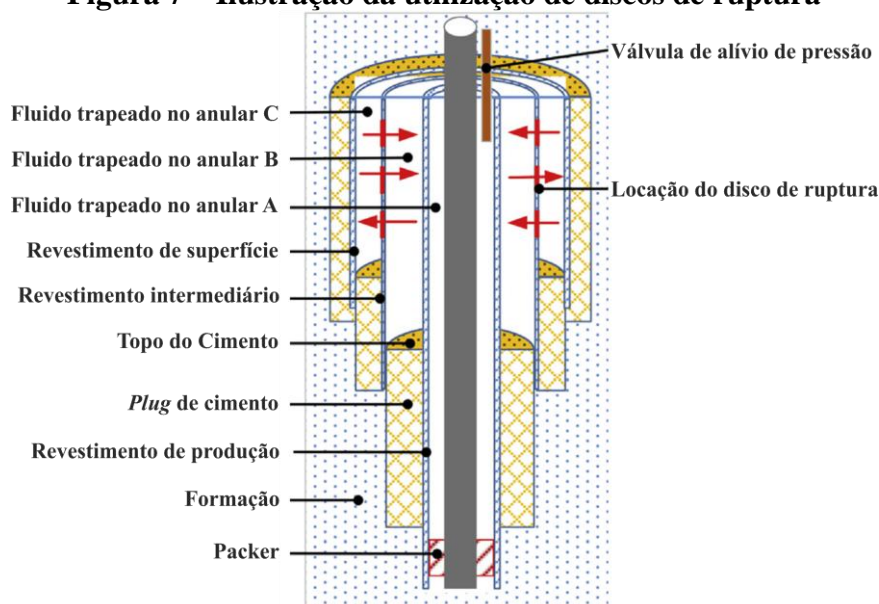
Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Pontos de vista contrários a essa técnica são apresentados em algumas literaturas, como os estudos de Sultan (2008) e Dong e Chen (2017), em que apresentam que nos momentos posteriores ao extravasamento do fluido para a formação, decorrente ao aumento de pressão, o anular com sapata aberta apresentou maior pressão do que em anulares selados, apresentando um comportamento não esperado, embora o anular com sapata aberta apresentasse maior proximidade à formação em comparação com aquele de anular selado. Dong e Chen (2017) informam em complemento que poços de sapata aberta são dependentes da fixação de *plugs* no espaço poroso da formação e ressaltam que, se isso ocorrer, a técnica de sapata aberta pode ser desfavorável ou prejudicada para aliviar a expansão térmica dos fluidos.

2.3.3.2 Instalação de discos de ruptura

Discos de ruptura são dispositivos colocados na coluna de revestimento, conforme a Figura 7, fazendo com que ocorra a comunicação com anulares adjacentes ou para a formação, em que, de acordo com pressão determinada em projeto, rompem-se proporcionando o alívio da pressão no anular.

Figura 7 – Ilustração da utilização de discos de ruptura



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Este dispositivo foi patenteado para uso na indústria do petróleo no ano de 2002 e vem sendo utilizado hodiernamente, portanto possui tecnologia relativamente madura e confiável (SATHUVALLI et al., 2006). Comumente estes dispositivos são instalados nos revestimentos intermediários, permitindo a conexão entre anulares adjacentes. Os dois tipos de discos usados atualmente respondem à pressão diferencial e protegem o revestimento interno de um iminente colapso (DONG e CHEN, 2017). Além disso, apresenta a função de posicionamento, suporte e vedação, incluindo também uma unidade de fixação autônoma, permitindo a alocação de acordo com os parâmetros definidos no projeto, ou seja, sendo posicionado de acordo com a concepção (DONG e CHEN, 2017).

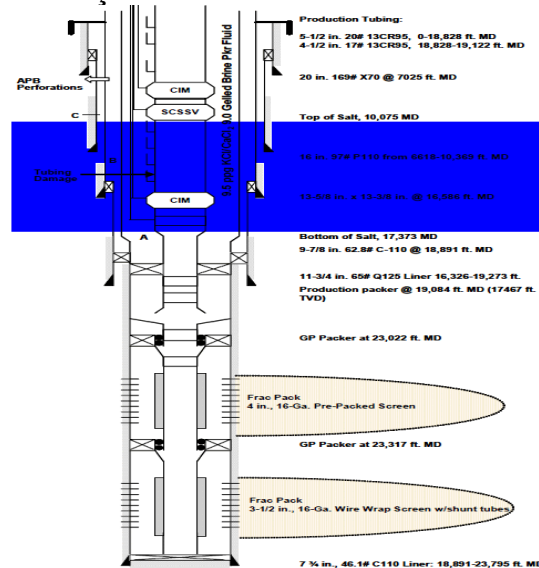
As principais tecnologias para o projeto desses discos envolvem, primeiro, a determinação da pressão de ruptura, a posição e o número de discos de ruptura (DONG e CHEN, 2017). A tecnologia que utiliza discos de ruptura para controlar a pressão anular é relativamente madura.

2.3.3.3 Canhoneio

Este método utiliza uma ferramenta de canhoneio para perfurar determinada zona do revestimento e cimento adjacente por meio de uma explosão direcionada no interior do poço. Tal dispositivo cria orifícios que interligam o anular com a formação, proporcionando uma estrutura de alívio. De acordo com esse fundamento, Pattillo et al. (2007) definem como técnica

o APB *Perforation* (canhoneio), e afirma que esta técnica é feita pela introdução de perfurações no revestimento intermediário e de superfície antes de executar o *tieback* de produção, objetivando a mitigação da pressão do anular nestes revestimentos, proporcionando um percurso desde o poço. A Figura 8 traz a ilustração dessa técnica.

Figura 8 – Ilustração técnica de canhoneio ou APB *Perforation*



Fonte: Pattillo et al. (2007).

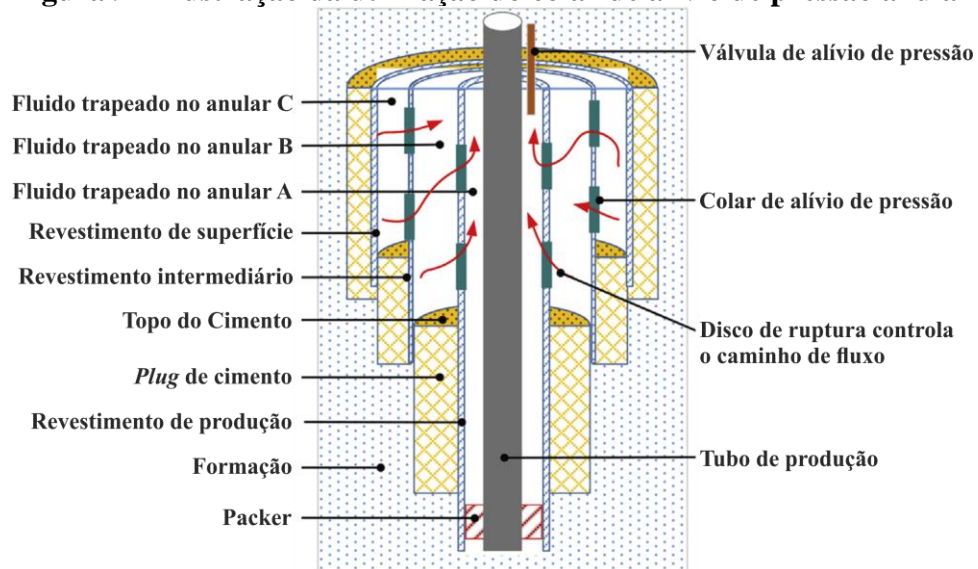
Este tipo de procedimento foi utilizado pela equipe de recuperação encarregada de construir um plano para reentrar e tentar salvar o poço de *Mad Dog Slot W1* (PATTILLO et al., 2007).

2.3.4 Balanceamento do volume expandido pelo calor

2.3.4.1 Colar de alívio de pressão anular

O colar de alívio de pressão, conforme apresentado na Figura 9, é um equipamento instalado internamente na coluna de revestimento para transferir o excesso de pressão dos anulares para o interior do revestimento de produção, proporcionando o alívio da pressão quando o fluido for transferido da cabeça do poço para o mar (DONG e CHEN, 2017).

Figura 9 – Ilustração da utilização do colar de alívio de pressão anular



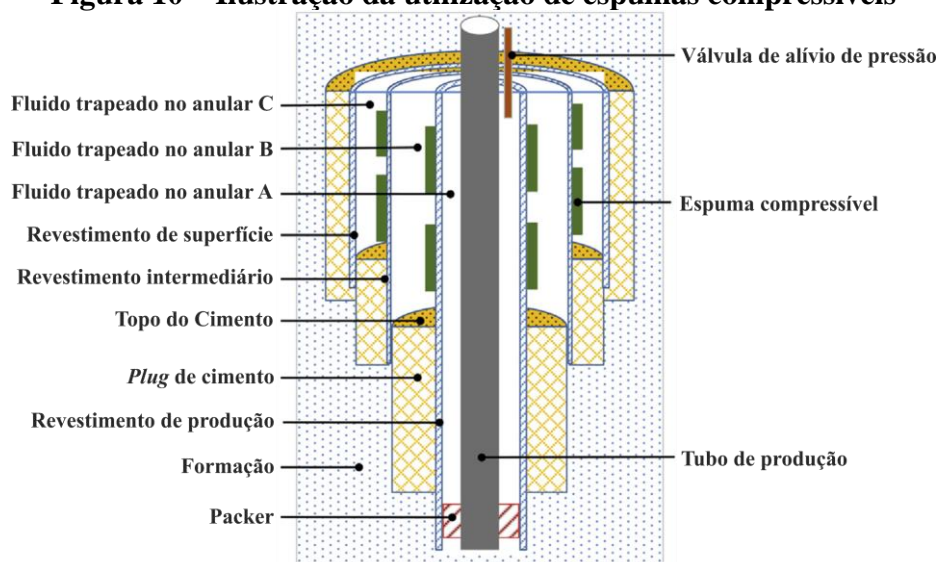
Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Esta ferramenta tem a vantagem de ser acionada repetidamente, ter pequeno volume e poder ser instalado simetricamente na seção transversal do revestimento. Embora a tecnologia possa liberar a pressão várias vezes, ela não é amplamente utilizada (DONG e CHEN, 2017). Além disso, algumas desvantagens são apresentadas, tais como a complexidade de instalação e operação e o fato de ser insubstituível em caso de falhas do equipamento (DONG e CHEN, 2017).

2.3.4.2 Espuma compressível

Proposta em 1993, esta tecnologia apresenta como princípio básico a utilização de uma espuma que reduza seu volume em resposta ao aumento da pressão, decorrente dos processos térmicos no anular, conforme pode ser observado na Figura 10. Quando o fluido se expande e a pressão anular sobe para um determinado valor (pressão inicial da espuma), a espuma reduz o volume para conter o aumento de pressão.

Figura 10 – Ilustração da utilização de espumas compressíveis



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Este tipo de dispositivo está sendo utilizado atualmente com sucesso em algumas localidades. Entre os casos conhecidos, relatam-se os campos de Machar, *Mad Dog* e *Ram Powell* no Mar do Norte e no Golfo do México operados pela Shell (DONG e CHEN, 2017).

Os materiais utilizados para a fabricação deste equipamento são semelhantes aos utilizados nas unidades flutuantes dos *risers* marinhos, geralmente feito de metacrilato de metila sólido (DONG e CHEN, 2017). Os componentes básicos que compõem essa tecnologia são a espuma com comprimento e espessura especificados, chapa de aço para prender o material, adesivos e anéis de desgaste.

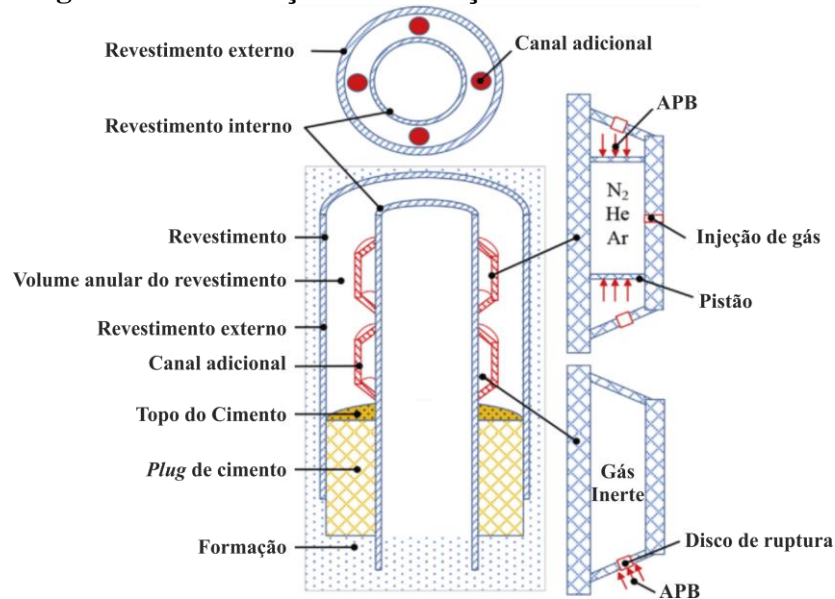
Ressalta-se que a espuma não pode ser instalada envolvendo completamente o espaço anular, visto que o posicionamento dessa forma pode impedir as operações de limpeza do poço e transporte de detritos.

2.3.4.3 Câmara adicional

Esta técnica utiliza câmaras acopladas externamente ao revestimento, proporcionando o alojamento de elementos compressíveis no espaço anular, consoante ilustrado na Figura 11. Essas câmaras são classificadas em dois tipos ou classes. O primeiro tipo possui dois pistões contendo certa quantidade de gás inerte (N_2 , He ou Ar) e atua quando o fluido aprisionado no anular se expande, proporcionando a transferência da pressão incremental para a câmara, por meio de orifícios que contêm pistões que comprimem o gás inerte da câmara (DONG e CHEN, 2017). Como resultado, a pressão no anular é reduzida como resultado do aumento do espaço

de expansão. Neste tipo, a pressão do gás inerte na câmara pode ser ajustada de acordo com a pressão de projeto (DONG e CHEN, 2017).

Figura 11 – Ilustração da utilização de câmaras adicionais



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Já o segundo tipo envolve a instalação de válvulas na câmara e apresenta o mesmo mecanismo de atuação do primeiro tipo, entretanto apresenta a diferença de agir imediatamente quando a pressão atingir determinado valor, ou seja, atua apenas para uma pressão especificamente projetada (DONG e CHEN, 2017).

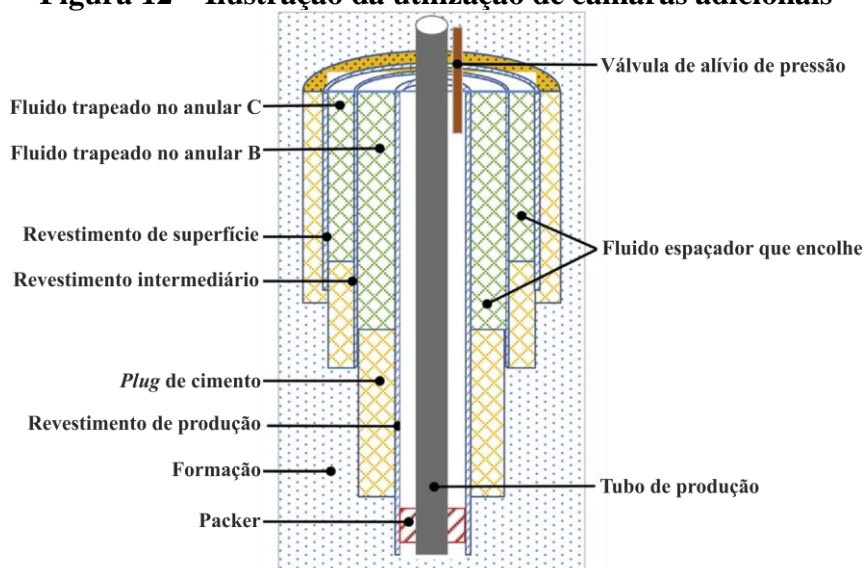
Ambos tipos de dispositivo podem ser instalados em qualquer pressão inicial. Ante suas vantagens e princípio de funcionamento, esta tecnologia é especialmente adequada para poços em águas profundas (DONG e CHEN, 2017).

2.3.4.4 Fluido espaçador que encolhe

O objetivo desta técnica, resumidamente, é aumentar a compressibilidade do fluido aprisionado, de tal forma que, após o aquecimento do fluido, a pressão seja reduzida.

Neste sentido, espaçadores de nitrogênio foram criados em conjunto pela Chevron e *Los Alamos National Laboratory*, utilizando espaçadores à base de água que continha entre 10% e 50% de metacrilato de metila emulsionado (MMA), chegando a comprimir seu volume em até 20%, equilibrando assim a pressão do fluido com a expansão de aquecimento do anular (DONG e CHEN, 2017). Esta técnica encontra-se ilustrada na Figura 12.

Figura 12 – Ilustração da utilização de câmaras adicionais



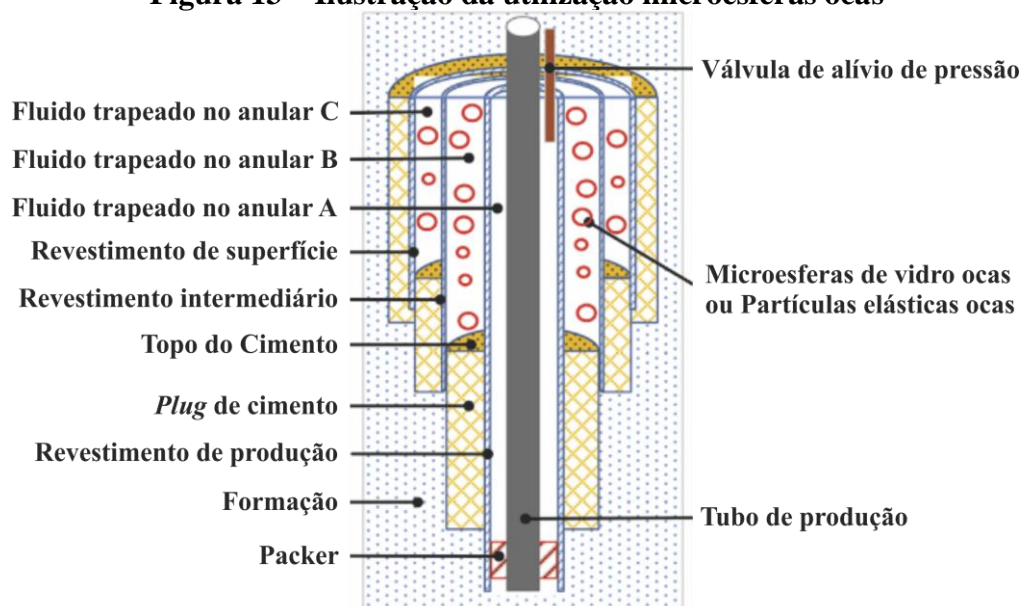
Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Esta tecnologia apresenta notório sucesso, entretanto, para utilização do método, algumas dificuldades relacionadas ao projeto precisam ser superadas, como o ajuste da temperatura inicial e a proporção do inibidor a ser utilizado (DONG e CHEN, 2017).

2.3.4.5 Microesfera oca

Conforme apresentado na Figura 13, a tecnologia em questão utiliza como princípio a associação de microesferas de vidro internamente vazias à resina polimérica porosa e espuma compressível. Essas microesferas são projetadas para fraturar ou ser esmagadas de acordo com variação de pressão no espaço anular em conjunto com a espuma, criando, em consequência, espaços internos (poros) para acomodar o volume do fluido termicamente expandido.

Figura 13 – Ilustração da utilização microesferas ocas



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

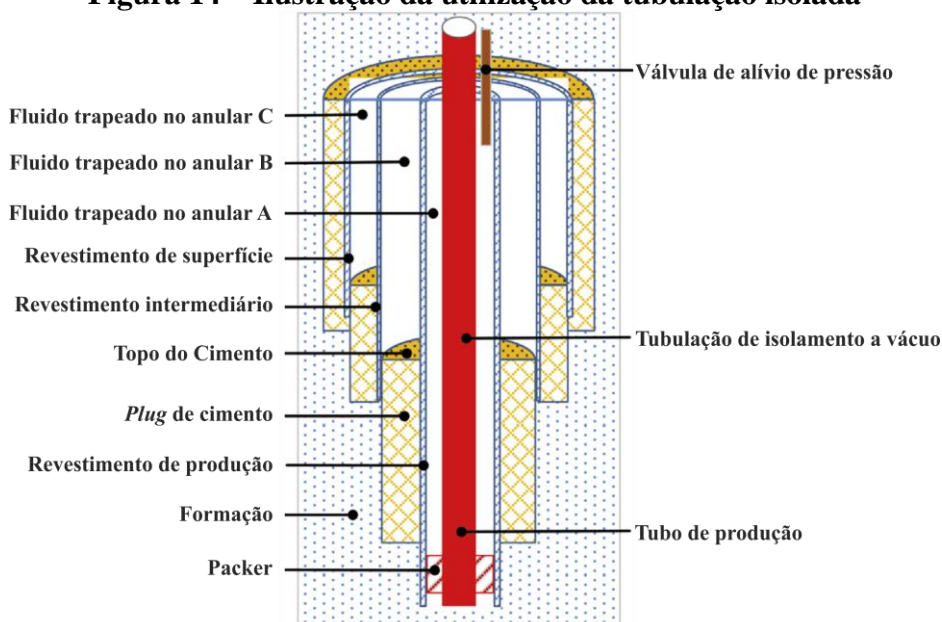
Alternativamente às esferas vazias de vidro, outras partículas elásticas e material particulado carbonoso compressível podem ser utilizadas, produzindo o mesmo efeito (DONG e CHEN, 2017).

2.3.5 Isolamento dos canais de transferência de calor

2.3.5.1 Tubulação isolada

Conhecido como tubulação isolada a vácuo (*Vacuum Insulated Tubing – VIT*), este método reduz a taxa de transferência de calor ao fluido trapeado pela condução e convecção, evitando o aumento da temperatura. Seu princípio fundamental é baseado no isolamento da tubulação de produção e conseqüente bloqueio na troca de calor. Como pode ser ilustrado na Figura 14, a tubulação isolada a vácuo é usada para substituir a tubulação de produção e bloquear o calor que é transferido pela tubulação de produção para o anular trapeado, de modo a controlar a expansão do líquido no anular (JANDHYALA e CHINEY, 2014).

Figura 14 – Ilustração da utilização da tubulação isolada



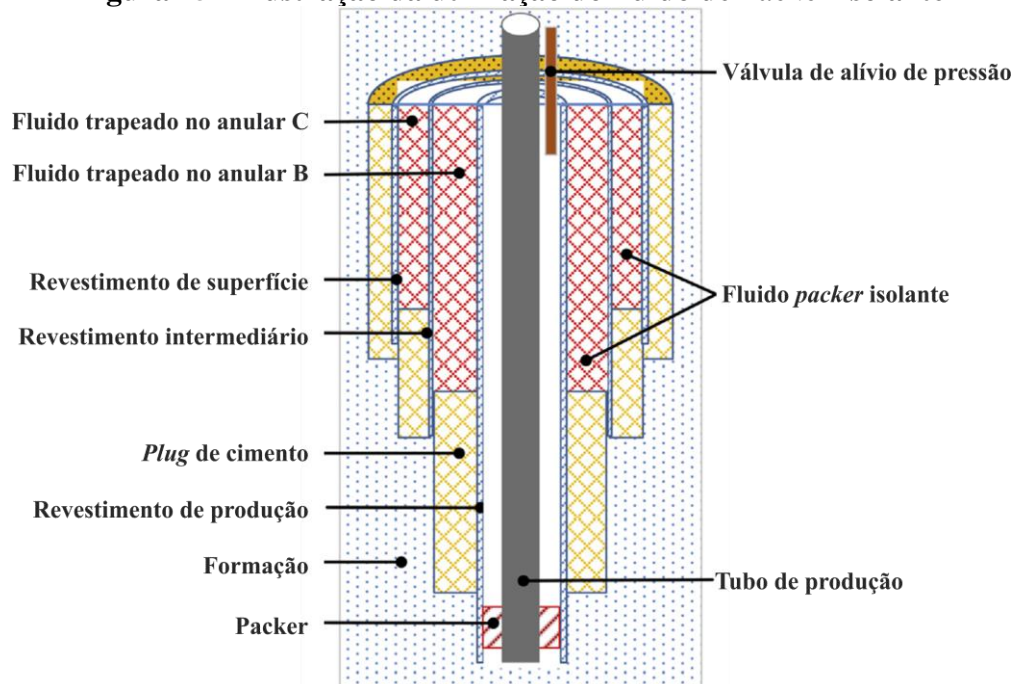
Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Outra função do VIT, além de isolar o calor, é também a de transferir cargas mecânicas a fim de minimizar cargas excessivas no tubo e suas junções. As propriedades mecânicas devem combinar a integridade e a estanqueidade da estrutura dos tubos (DONG e CHEN, 2017).

2.3.5.2 Colchão isolante

Este método é baseado no isolamento térmico, em que apresenta a função reduzir a troca de calor entre o fluido que está sendo produzido na coluna de produção e o seu entorno. Seu princípio de funcionamento se dá pela injeção de um fluido com baixa eficiência de transferência de calor no espaço externo ao revestimento de produção, durante o processo de cimentação, conforme apresentada na Figura 15. Essa técnica necessita no mínimo de um espaço anular para o alojamento desse fluido, que apresenta a finalidade de isolar o calor do poço e impedi-lo de transmitir para o espaços anulares adjacentes.

Figura 15 – Ilustração da utilização do fluido de *Packer* isolante



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

No ambiente de águas profundas, o fluido de isolamento deve ter as seguintes propriedades: baixa condutividade térmica; desempenho de isolamento estável (especialmente a viscosidade do fluido) em ambiente de ultra e alta temperatura; baixa temperatura de cristalização, porque a temperatura da formação rasa abaixo da linha de lama do fundo do mar é muito baixa; não poluentes; e inibidor de corrosão (DONG e CHEN, 2017).

2.4 Modelagem matemática do APB

Mecanicamente, infere-se que o crescimento da pressão no espaço anular confinado é causado pela resistência imposta pelas paredes do revestimento ou formação, provocado pelo aumento da temperatura, o que proporciona a expansão do volume de fluido aprisionado e, por consequência, o aumento da pressão (PEREZ, 2015; ALMEIDA, 2016).

Para a previsão da equação do APB, considera-se que um anular, entre dois revestimentos, está completamente preenchido com fluido de perfuração a base de óleo, água ou outras misturas. De acordo com a seguinte equação de estado

$$p = p(T, V_{anular}, m) \quad (2.1)$$

a pressão (p) nesse fluido depende da relação entre volume do anular (V_{anular}), montante de fluido trapeado (m) e temperatura (T) (OUDEMAN e KEREM, 2006; HASAN, IZGEC e KABIR, 2010; LIU et al., 2014).

Portanto, ao considerar a situação em que o anular se encontra completamente selado, a contribuição do APB é governada pela razão isobárica de expansão térmica e da compressibilidade isotérmica do fluido. Termodinamicamente, a variação do volume (V) do fluido (ou densidade) pode ser expressa como uma função das variações de temperatura e pressão, conforme apresentado em seguida:

$$\partial V = \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p \partial T + \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \partial p \quad (2.2)$$

Rearranjando a Equação 2.2, chega-se a:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \partial p = \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p \partial T - \partial V \quad (2.3)$$

Usando as definições de coeficiente de expansão térmica (α), tem-se:

$$\alpha \equiv \frac{(\partial V / \partial T)_p}{V} \quad (2.4)$$

Nota-se pela Equação 2.4 que quando um fluido, a uma pressão constante, é submetido a uma variação de temperatura, acontece o incremento de volume. Nessa perspectiva, considerando-se que, para qualquer condição de pressão e temperatura, a massa é diretamente proporcional ao produto entre a massa específica (ρ) e o volume de um fluido presente no anular, entende-se, então, que

$$\frac{\partial m}{\partial T} = 0 \quad (2.5)$$

Portanto, utilizando-se a regra do produto, tem-se que

$$\frac{\partial p}{\partial T} V + \rho \frac{\partial V}{\partial T} = 0 \quad (2.6)$$

que leva a

$$\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial T} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial T} \quad (2.7)$$

Aplicando esse último resultado na Equação 2.4, obtém-se

$$\alpha \equiv -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p \quad (2.8)$$

Observa-se que essa última equação retrata a possibilidade de obter o coeficiente de expansão térmica por meio da densidade, uma vez que a massa total não varia com o incremento de temperatura ou de pressão.

Constata-se também que quando um fluido, a uma dada temperatura, é submetido a um incremento de pressão, acontece o decremento em seu volume. Partindo dessa conjectura, a compressibilidade (k_T) ou coeficiente isotérmico de compressibilidade (MILLER et al., 2018), apresenta-se como:

$$k_T \equiv -\frac{(\partial V / \partial p)_T}{V} \quad (2.9)$$

Partindo de uma abordagem similar à obtenção da Equação 2.8, considerando, contudo, a temperatura constante e submetido a um gradiente de pressão, a variação da massa pode ser dada por

$$\frac{\partial p}{\partial p} V + \rho \frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad (2.10)$$

que leva a

$$\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (2.11)$$

Portanto, a equação da compressibilidade (Equação 2.9) pode ser reescrita de acordo com a densidade do fluido, da seguinte forma:

$$k_T \equiv \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (2.12)$$

Rearranjando a Equação 2.3, de acordo com a definição do coeficiente de expansão térmica e da compressibilidade, obtém-se a expressão da pressão na forma (HASAN, IZGEC e KABIR, 2010)

$$\partial p = - \frac{(\partial V / \partial T)_p}{(\partial V / \partial p)_T} \partial T - \frac{\partial V}{\frac{(\partial V / \partial \rho)_T}{V}} \equiv (\alpha / k_T) \partial T - \frac{\partial V}{k_T V} \quad (2.13)$$

ou, simplificadamente, para um anular qualquer, pode-se reescrever essa equação na forma

$$\Delta p = \frac{\alpha}{k_T} \Delta T - \frac{1}{k_T V_{anular}} \Delta V_{anular} \quad (2.14)$$

Similarmente ao obtido na Equação 2.14, pode-se considerar a contribuição do efluxo ou influxo do fluido no interior do anular, propiciando que essa equação fique reescrita na forma (OUDEMAN e BACARREZA, 1995; OUDEMAN e KEREM, 2006; HASAN, IZGEC e KABIR, 2010; LIU et al., 2014)

$$\Delta p = \frac{\alpha}{k_T} \Delta T - \frac{1}{k_T V_{anular}} \Delta V_{anular} + \frac{1}{k_T V_l} \Delta V_l \quad (2.15)$$

em que ΔV_l é a variação do volume do fluido que pode ocorrer por influxo (ΔV_l positivo) ou efluxo (ΔV_l negativo), que pode acontecer entre o anular e a formação ou entre camadas adjacentes. Pela Equação 2.15, deduz-se que existem três contribuições para o aumento da pressão no anular. A primeira contribuição é relacionada pela expansão térmica do fluido aprisionado no anular, a segunda é relacionada pela mudança no volume provocado pelo efeito *Ballooning* ou efeito balão, caracterizado pela deformação ou distensão radial proporcionada pela tensão radial adicional imposta ao revestimento internamente, e a terceira relaciona-se ao

influxo ou efluxo de fluidos do anular (OUDEMAN e BACARREZA, 1995; OUDEMAN e KEREM, 2006; HASAN, IZGEC e KABIR, 2010; LIU et al., 2014).

2.5 Cálculo da temperatura no anular

A transferência de calor, na indústria do petróleo, vem sendo estudada desde a década de 60, para finalidades diversas, a exemplo das que envolvem operações de recuperação avançada utilizando o método térmico de injeção de água (FERREIRA et al., 2016). Embora tenham sido estudos bastante úteis na estimativa da temperatura dos poços, os métodos de cálculos eram sujeitos a várias simplificações, como a ausência de mudança de fases durante o fluxo de fluido e desconhecimento dos coeficientes de transferência (FERREIRA et al., 2016).

Com o passar dos anos outros modelos foram surgindo e tornando os métodos mais precisos, diante de observações adequadas sobre os fenômenos da transferência de calor. A partir disso, passou-se a analisar o coeficiente de transferência, por meio de uma abordagem transiente, visto que consideram a transferência de calor em dependência do tempo, refletindo a resistência térmica efetiva da formação rochosa (FERREIRA et al., 2016).

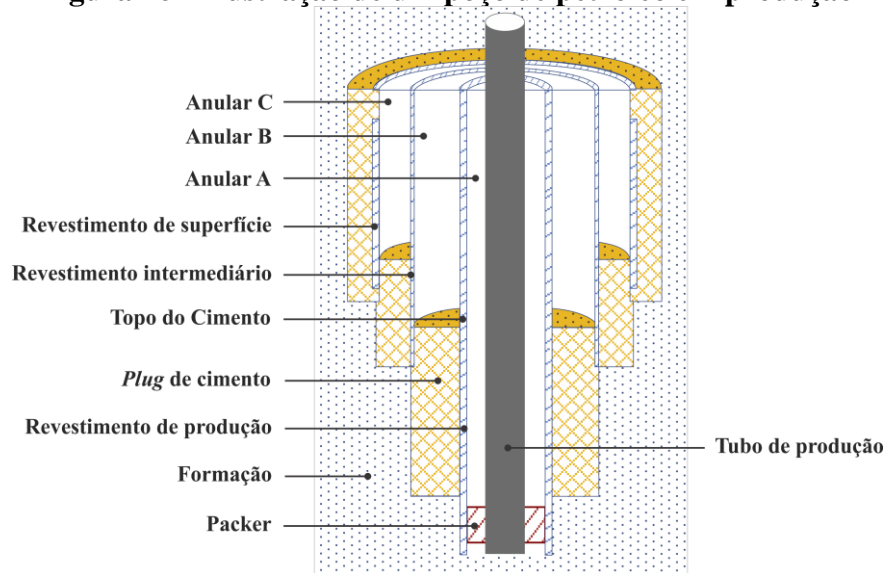
Ante à evolução conceitual e importância da análise térmica para o estudo dos fenômenos associados ao APB, várias literaturas têm se aprofundado neste tema, com vistas a encontrar metodologias de cálculo que retratem com acurácia os fenômenos de transferência de calor em anulares (HASAN, IZGEC e KABIR, 2010; YANG et al., 2013; LIU et al., 2014; FERREIRA et al., 2016). Neste viés, destacam-se duas abordagens: a semiestática e a transiente.

2.5.1 Abordagem semiestática

Nesta abordagem, trata-se o fluxo de fluido no tubo de produção em condição estacionária, enquanto a transferência de calor para a formação é transiente. Essa abordagem implica que, exceto nos momentos em que o poço ainda não foi iniciado ou encontra-se parado, a temperatura no tubo fica estabilizada, ou seja, em estado estacionário (HASAN, IZGEC e KABIR, 2010).

Considerando um esquema do poço de petróleo em operação, segundo representado na Figura 16, pode-se fazer uma análise sobre os processos térmicos envolvidos.

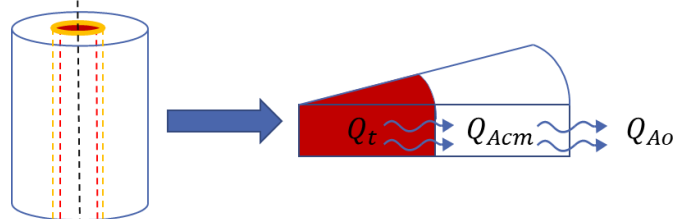
Figura 16 – Ilustração de um poço de petróleo em produção



Fonte: Adaptado de Dong e Chen (2017).

Por meio da análise da transferência de calor no anular mais próximo ao tubo de produção, um modelo simplificado pode ser representado por meio do balanço de energia, conforme ilustrado na Figura 17.

Figura 17 – Esquema de transferência de calor em um poço de petróleo em produção



Fonte: Autor (2019).

A partir do balanço de energia ilustrado na Figura 17, considerando um anular contendo um fluido de massa (M) por unidade de comprimento, chega-se a

$$Q_{AcM} = Q_t - Q_{Ao} \quad (2.16)$$

em que Q_{AcM} é o calor acumulado no anular A, Q_t é o calor que sai do tubo de produção e Q_{Ao} é o calor que sai do anular, em contato com o tubo, para a formação ou estrutura em seu entorno, que, conforme Hasan, Izgec e Kabir (2010), apresentam respectivamente as seguintes expressões:

$$Q_{Ac_m} = Mc_{pA}(dT_A/dt) \quad (2.17)$$

$$Q_t = -2\pi r_{Ao} U_A (T_t - T_A) \quad (2.18)$$

$$Q_{Ao} = -L_R (T_t - T_{form}) \quad (2.19)$$

em que

$$L_R = 2\pi \left[\frac{r_{Ao} U_A k_e}{k_{form} + r_{Ao} U_A T_D} \right] \quad (2.20)$$

$$\frac{1}{U_A} = \frac{r_{Ao}}{r_{Ao} h_A} + \frac{r_{Ao} \ln(r_{Ao}/r_{Ai})}{k_t} + \frac{1}{h_t} \quad (2.21)$$

em que c_{pA} é o calor específico do anular A, T_A é a temperatura no anular A, T_t é a temperatura no tubo de produção, T_{form} é a temperatura da formação ou estrutura em seu entorno, r_{Ao} é o raio externo do anular A, r_{Ai} é o raio interno do anular, U_A é o coeficiente geral de transferência de calor do anular A e seu entorno, L_R é o parâmetro de relaxação, k_{form} é a condutividade térmica da formação, k_t é a condutividade térmica do fluido tubo produção, h_A é o coeficiente convectivo de transferência de calor no anular, h_t é o coeficiente convectivo de transferência de calor no tubo de produção, T_D é a temperatura adimensional dada por (HASAN, IZGEC e KABIR, 2010)

$$T_D = \frac{2\pi k_{form}}{Q_{Ao}} (T_t - T_{form}) \quad (2.22)$$

Ante às equações apresentadas, a Equação 2.16 pode ser escrita da seguinte forma:

$$Mc_{pA}(dT_A/dt) = (2\pi r_{Ao}) U_A (T_t - T_A) - L_{RA} (T_A - T_{form}) \quad (2.23)$$

Considerando-se que a temperatura do tubo não varia com o tempo, a equação diferencial de primeira ordem pode ser resolvida como função do tempo, que recai em

$$T_A = \left(\frac{A}{B}\right) - \left(\frac{A}{B} - T_{Ai}\right) e^{-Bt} \quad (2.24)$$

em que

$$A = \frac{(2\pi r_{Ao})U_A T_t + L_{RA} T_{form}}{M c_{pA}} \quad (2.25)$$

$$B = \frac{(2\pi r_{Ao})U_A T_t + L_{RA}}{M c_{pA}} - T_{Ai} \quad (2.26)$$

Nas Equações 2.24 e 2.26 o termo T_{Ai} é a temperatura inicial no anular mais próximo ao tubo de produção. Adota-se a mesma abordagem para efetuar o cálculo da temperatura nos subsequentes anulares.

2.5.2 Abordagem transiente

A abordagem transiente para a obtenção do cálculo da temperatura é encontrada resolvendo a equação de segunda ordem da difusividade, dada por

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = \alpha \frac{\partial T}{\partial t} \quad (2.27)$$

em que α representa o termo difusivo, dado por

$$\alpha = c_p \rho / k \quad (2.28)$$

em que c_p refere-se à capacidade térmica específica do fluido, ρ a densidade do fluido e k a condutividade térmica. Essa equação apresenta relação com o transporte de calor em vários meios, tais como o tubo de produção, fluidos, revestimentos, cimento e a formação.

Segundo Hasan, Izgec e Kabir (2010), a solução da equação da difusividade (Equação 2.20) pode ser escrita no seguinte formato:

$$\frac{\partial T_f}{\partial t} = \frac{w c_p L_R}{w c_p (1 + C_T)} (T_{form} - T_t) - \frac{w c_p}{w c_p (1 + C_T)} \left[\frac{\partial T_t}{\partial z} + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p} \right] \quad (2.29)$$

em que w é a taxa de fluxo de massa, C_T coeficiente térmico de armazenamento adimensional, z é a profundidade, g é a aceleração da gravidade e θ é a inclinação em graus do poço a partir da horizontal. Após de algumas manipulações algébricas, a Equação 2.29 pode ser simplificada para

$$T_f = T_{form} - \frac{1 - e^{aL_R t}}{L_R} + [1 - e^{(z-L)L_R}] \psi \quad (2.30)$$

em que T_f é a temperatura do fluido presente no anular, L é o comprimento do revestimento, e a , ψ , ϕ e L_R são apresentadas nas seguintes equações:

$$a = \frac{w c_p}{m c_p (1 + C_T)} \quad (2.31)$$

$$\psi = g_G \sin \theta \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p} \quad (2.32)$$

$$\phi = \frac{v}{c_p J g_c} \frac{dv}{dz} - C_J \frac{dp}{dz} \quad (2.33)$$

$$L_R = \frac{2\pi}{w c_p} \left[\frac{r_{to} U_{to} k_{form}}{k_{form} + r_{to} U_{to} T_D} \right] \quad (2.34)$$

nas quais r_{to} é o raio externo do tubo de produção, v é o momento de difusividade térmica, J é a radiosidade, g_c é um fator de conversão de unidades, C_J é o coeficiente de Joule-Thompson, T_D é a temperatura adimensional e U_{to} é o coeficiente de transferência térmica total entre o tubo de produção e a formação, considerando a análise para um anular, dada pela Equação 2.37 (HASAN, IZGEC e KABIR, 2010). Por sua vez a temperatura adimensional T_D é dada por

$$T_D = \ln \left[e^{(-0,2t_D)} + (1,5 - 0,3719e^{-t_D}) \right] \sqrt{t_D} \quad (2.35)$$

em que t_D , tempo adimensional, é dado por

$$t_D = k_{form} t / \rho_{form} c_{form} r_{wb}^2 \quad (2.36)$$

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{to} \ln(r_{to}/r_{Ai})}{k_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_{cas}} + \frac{r_{to} \ln(r_{form}/r_{co})}{k_{cem}} \quad (2.37)$$

nas quais c_{form} é a capacidade térmica da formação, ρ_{form} é a densidade da formação, r_{wb} é o raio do poço, h_c é o coeficiente de transferência de calor convectivo, h_r é o coeficiente de transferência de calor radiativo, r_{co} é o raio externo do cimento, r_{ci} é o raio interno do cimento, r_{form} é o raio interno até a formação, k_{cas} é a condutividade térmica do revestimento e k_{cem} é a condutividade térmica do cimento (HASAN, IZGEC e KABIR, 2010).

Pela análise da Equação 2.30, infere-se que o aumento da temperatura se dará de forma lenta e gradual, conforme espera-se que seja a transferência de calor.

Salienta-se que uma explicação mais detalhada sobre a transferência de calor em um poço de petróleo pode ser encontrada nos trabalhos de Hasan, Izgec e Kabir (2010) e Barcelos (2017), visto que uma explicação completa destes assuntos, além de ser extensa, foge ao escopo do presente trabalho.

2.6 Propriedade termofísica do fluido

Conforme já abordado, para que ocorra o APB, uma das condições necessárias é a existência de fluido confinado no espaço anular, que deve ser submetido a um incremento de temperatura em decorrência da produção ou circulação de um fluido aquecido no interior do poço de petróleo. A magnitude do acréscimo de pressão, irá variar com o incremento térmico associado às propriedades do fluido, principalmente a capacidade do fluido de se expandir ou comprimir devido à variação de temperatura e pressão.

Regularmente os fluidos utilizados na perfuração são composições complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e gases. Os fluidos de perfuração apresentam várias características importantes, entretanto apresentam o propósito principal de garantir que a operação de perfuração ocorra de forma rápida e segura, resumidamente.

A classificação usual dos fluidos de perfuração é feita em função de sua composição, cujo critério baseia-se no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste sentido,

os fluidos são classificados hodiernamente como fluidos base água, base óleo e base gás. No fluido base água, tem-se a água como fase contínua associada a sólidos dispersos no meio aquoso e produtos químicos. Os sólidos podem ser ativos ou inertes. Os ativos são sólidos argilosos com função de viscosificar o fluido e os inertes tem a função de adensamento do fluido. Entre os sólidos ativos e inertes, pode-se citar, respectivamente, a bentonita e a baritina, como os mais utilizados. Os produtos químicos adicionados ao fluido podem ser do tipo controladores de pH, dispersantes, redutores de filtrado, floculantes, viscosificantes, surfactantes, inibidores de formação ativa, bactericidas, etc. (THOMAS, 2004).

Nos fluidos base óleo, a fase contínua geralmente é composta por hidrocarbonetos líquidos, na fase contínua, na presença de sólidos coloidais, de natureza orgânica ou inorgânica, podendo também estar associado a presença de água, como fase descontínua. Já com os fluidos à base gás, termo genérico aplicado quando o ar ou um gás é utilizado como fluido circulante, é bastante comum a utilização de nitrogênio, embora existam técnicas como a névoa de água dispersa ou espuma, em que sua utilização depende das características encontradas nas formações (THOMAS, 2004).

Concernente ao comportamento do fluido, sabe-se que ele pode variar de acordo com a composição, ou seja, a fase contínua, sólidos e químicos. Em termos de compressibilidade e expansão térmica, os sólidos, em comparação aos fluidos, apresentam pequena mudança de volume ante o incremento de temperatura e pressão, favorecendo, portanto, que suas dimensões sejam consideradas praticamente invariantes (PETERS, CHENEVERT e ZHANG, 1990; ZAMORA et al., 2013). Contrariamente, o volume dos fluidos base água e óleo, termodinamicamente, podem ser expressos em função da pressão e temperatura, visto que chegam a ter consideráveis mudanças de volume. Considerando que a massa específica do fluido é calculada pela razão entre a massa e o volume, pode-se admitir que a mesma pode ser expressa em função da temperatura e pressão.

Com base nessa afirmação, devido a massa específica dos fluidos de perfuração ser dependente da compressibilidade e da expansão térmica dos seus constituintes (fluidos e sólidos), a posição em que o fluido ocupa no poço também pode trazer algumas variações dentro de um mesmo anular, visto que a temperatura e pressão variam com a profundidade. Partindo desse pressuposto, Zamora et al. (2013) trabalharam algumas correlações de pressão, volume e temperatura (PVT) para os fluidos de perfuração.

Zamora et al. (2013) conduziram seu estudo para medir o comportamento volumétrico, em condições de extrema temperatura e pressão, em uma ampla gama de fluidos base óleo e água usualmente utilizados na indústria do petróleo. Utilizou-se na maior parte dos testes

temperaturas entre 20 a 315,56°F (157,53°C), além da análise de pressões entre a atmosférica até 30.000 *psi* (206,84 MPa).

De acordo com os dados obtidos nos experimentos PVT, regressões foram realizadas com uma equação polinomial de segunda ordem para determinar a massa específica do fluido em função da pressão, volume e temperatura. De acordo com Zamora et al. (2013), a equação sugerida pela norma API (API 13D, 2010) para a obtenção da densidade para fluidos de base óleo ou água, apresenta boa correlação para uma elevada porcentagem de fluidos de perfuração. Essa equação polinomial de segunda ordem é dada por

$$\rho_{base} = (a_1 + b_1p + c_1p^2) + (a_2 + b_2p + c_2p^2)T \quad (2.38)$$

em que ρ_{base} corresponde a massa específica dada em *lb_m/gal* (libras por galão), a pressão (p) é expressa em *psi* e a temperatura (T) é definida em °F, unidades usuais na indústria do petróleo.

Alternativamente, quando não há dados sobre ensaios PVT para determinado composto, pode-se prever a massa específica do fluido de perfuração a partir da composição da lama e da densidade de seus constituintes, atualizados de acordo com as condições de temperatura e pressão finais. O modelo composicional, como é conhecido, é uma alternativa para prever a massa específica do fluido por meio de uma correlação estabelecida por balanço de materiais, utilizada para predizer acuradamente a densidade do fluido em função da temperatura, pressão e da fração constituinte do fluido (HOBEROCK, THOMAS e NICKENS, 1982; PETERS, CHENEVERT e ZHANG, 1990; ZAMORA et al., 2013). Esse modelo foi apresentado por Hoberock, Thomas e Nickens (1982) e é dado pela seguinte forma:

$$\rho(p_2, T_2) = \frac{\rho_{01}f_0 + \rho_{w1}f_w + \rho_{s1}f_s + \rho_{c1}f_c}{1 + f_0 \left(\frac{\rho_{01}}{\rho_{02}} - 1 \right) + f_w \left(\frac{\rho_{w1}}{\rho_{w2}} - 1 \right)} \quad (2.39)$$

em que a massa específica do composto $\rho(p_2, T_2)$ é dada pelas densidades do fluido base óleo (ρ_{02}) e de água salina (ρ_{w2}) na condição p_2 e T_2 e pelas massas específicas do óleo (ρ_{01}), de água salina (ρ_{w1}), dos sólidos (ρ_{s1}) e dos produtos químicos (ρ_{c1}) na condição p_1 e T_1 , que possuem as frações volumétricas f_0 , f_w , f_s e f_c referentes, respectivamente, ao óleo, a água, aos sólidos e aos químicos. Observa-se na Equação 2.39 que os sólidos são considerados incompressíveis e a variação volumétrica da fração química é ignorada. Conforme já abordado,

em termos de compressibilidade e expansão térmica, os sólidos, em comparação aos fluidos, apresentam pequena mudança de volume ante o incremento de temperatura e pressão, favorecendo, portanto, que suas dimensões sejam consideradas praticamente invariantes. Já a variação da densidade referente aos aditivos químicos é ignorada ante ao reduzido volume na composição do fluido.

O estudo conduzido por Zamora et al. (2013), permitiu adicionar à indústria do petróleo uma base de dados usada para prever as densidades e pressões hidrostáticas de diferentes fluidos de perfuração de acordo com a profundidade do poço, em variadas condições pressão e temperaturas, contemplando condições encontradas em poços de petróleo situados em ambientes de águas profundas, ou seja, condições de altas pressões e temperaturas, favorecendo, portanto, um melhor detalhamento e planejamento das operações ambientes variados.

2.7 Influência da rocha salina no APB

Conforme já abordado, durante a produção de hidrocarbonetos o calor transmitido para os anulares confinados pode trazer severas consequências para a integridade do poço. Nos poços do Pré-sal, além dessa preocupação, a influência das rochas evaporíticas associadas aos fenômenos do APB deve ser analisada com maior atenção, uma vez que, correlacionado às condições de alta pressão, se a temperatura da formação aumentar significativamente, haverá também a modificação da distribuição das tensões e das propriedades das rochas. Neste caso, considerando uma camada salina, poderá proporcionar o aumento do fenômeno de fluência, com a conseqüente alteração volumétrica no anular entre o revestimento e a camada de sal.

Por outro lado, mesmo o poço não estando em produção, pode ocorrer o crescimento da pressão no anular, devido à fluência do sal, resultando no APB do sal (PEREZ, 2015). Nessa situação, o aumento da pressão ocorre por conta da redução de volume na seção de poço aberto, em virtude do movimento da rocha salina no sentido rocha-revestimento, proporcionando uma compressão do fluido de perfuração neste anular. Essa compressão gera um aumento de pressão, permitindo que um novo equilíbrio no volume dos anulares seja alcançado, resultando no APB do sal (PEREZ, 2015).

Simulações numéricas quantificaram o APB do sal no anular. Perez (2015) apresentou que, devido à fluência do sal, houve um incremento de pressão significativo em suas simulações, sendo gradual até o momento em que ocorreu uma estabilização dinâmica nos anulares, chegando a apresentar, após decorridos 387 dias, uma pressão de 1.808 psi (12,47 MPa) no anular B, em uma simulação que abarcava três anulares.

O efeito térmico relacionado ao aumento da pressão em anulares na presença de rochas salinas também foi simulado por Perez (2015) e Almeida (2016). Como resultado, ambos chegaram à conclusão que, a depender da combinação de parâmetros do poço, como o tipo de evaporito, temperatura e estado de tensão, a rocha salina pode agir como aliviador da pressão, por meio do acréscimo do volume anular por fluência, no sentido do aumento do diâmetro do poço. A expansão térmica ocasiona um acréscimo de pressão suficiente para que a rocha salina, pela fluência, se desloque no sentido reverso, ou seja, de fechamento para abertura do diâmetro do poço, permitindo o aumento do volume anular, aliviando o incremento de pressão gerado pela expansão térmica (PEREZ, 2015; ALMEIDA, 2016).

Ante às simulações relatadas, infere-se que quando o projeto considera a formação como método de mitigação de APB, ou seja, como um ponto de alívio de pressão, deve ser levado em conta que existe a possibilidade de migração de fluido do anular para a formação. Quando essa situação ocorre com o evaporito, em virtude da particularidade do fenômeno da fluência, o alívio da pressão pode não causar dano à formação. Por outro lado, em formações como arenitos, por exemplo, pode ocorrer o influxo de fluidos para a formação. Entretanto casos mais críticos podem existir, sendo capazes de causar desde falhas dos revestimentos até a fratura da formação, inclusive com a probabilidade de migração de fluidos para o leito marinho.

Diante de tais fatos, conhecer as propriedades da formação no entorno do poço é bastante relevante para o cálculo do APB, visto que não considerar as características da formação pode levar a um dimensionamento inadequado dos revestimentos, equipamentos e acessórios do poço, além dos métodos de mitigação do APB.

Neste viés, pretende-se abordar sucintamente conhecimentos sobre as propriedades e o comportamento mecânico dos minerais e rochas evaporíticas

2.8 Evaporitos

Evaporitos são minerais e rochas que se formaram a partir da evaporação da água. O nome evaporito é formado pela aglutinação da palavra, de origem comum ao latim e ao grego, *evaporare*, cujo significado é evaporação, e o sufixo grego *litho*, que quer dizer pedra (MOHRIAK e SZATMARI, 2008). Os evaporitos são materiais diferentes de outras rochas por apresentarem características de rocha, líquido, de solubilidade na presença de meio aquoso ou umidade e considerados móveis, tanto quimicamente (solução aquosa) quanto fisicamente (fenômeno da fluência) (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

Sua origem, em maior parte, resulta da evaporação de grandes quantidades de água do mar ou lagos, com a conseqüente deposição de sais no solo, com origem dos minerais ainda frequentemente discutida por pesquisadores, embora admita-se que suas origens são relacionadas aos processos de vulcanismo, intemperismo de rochas ígneas e metamórficas, além de compostos presentes no ar atmosférico (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

Por ser uma rocha sedimentar praticamente impermeável e moldável, ante às condições de temperatura e pressão, para a indústria do petróleo o evaporito tem papel importante na acumulação de hidrocarbonetos, visto que, diante de sua diagênese e características, em associação camadas sobrepostas e sotopostas, favorecem a acumulação ou migração de fluidos, sendo considerado uma excelente rocha capeadora. Atualmente, devido às atividades exploratórias na região do Pré-sal e pesquisas crescentes em bacias sedimentares, em grande parte para a prospecção de petróleo, o interesse em suas propriedades químicas e físicas dos evaporitos tem se tornado crescente, com vistas a compreender seu comportamento.

2.8.1 Características químicas dos evaporitos

Os evaporitos podem mudar de forma em um período geologicamente curto, modificando a conformação física ou dissolvendo-se por completo. O entendimento do comportamento anômalo dos evaporitos está relacionado às suas propriedades iônicas, ou melhor, pela estrutura atômica dos elementos químicos e das ligações químicas entre os diferentes elementos (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

Os principais elementos que compõe o sal são o sódio (Na) e o cloro (Cl), formando o cloreto de sódio (NaCl) ou halita, um composto muito comum nos evaporitos, cujos íons apresentam respectivamente cargas +1 e -1, unidos por um tipo conexão química baseada na atração eletrostática de íons com cargas opostas, chamada de ligação iônica (MOHRIAK e SZATMARI, 2008). O cloreto de sódio, quando em solução aquosa, dissolve-se facilmente, permitindo que os íons se movimentem, se unindo em uma ligação não muito estável (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

O cloreto de sódio apresenta cada íon cercado por outros seis de carga oposta, formada por um padrão regular tridimensional de íons de sódio alternados com íons de cloro, estabelecendo um ângulo reto entre si, em um retículo cristalino de conformação cúbica, refletindo a mesma estrutura na formação dos cristais de halita, inclusive em grandes acumulações (MOHRIAK e SZATMARI, 2008). Outros minerais também apresentam o mesmo arranjo atômico que a halita, em virtude de suas propriedades químicas (formados por

metais alcalinos ou alcalinos terrosos), como exemplo a silvita, apresentando também comportamento químico semelhante (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

Características importantes nos evaporitos são relacionadas às propriedades químicas dos elementos em sua composição, a exemplo seu potencial iônico, energia necessária para retirar um elétron da última camada, associado com a força da ligação atômica. Os íons que formam os evaporitos possuem um potencial iônico muito baixo, grande raio atômico e carga elétrica pequena. Sua baixa força de ligação atômica proporciona maior mobilidade ou facilidade do sal se mover nos planos que constituem as faces do cubo do cristal, além de o tornar facilmente solúvel em água (MOHRIAK e SZATMARI, 2008). Esta grande facilidade de deslocamento entre as camadas faz com que a halita se torne uma rocha que pode apresentar características intermediárias de sólido e líquido, dependendo das condições de temperatura, umidade e pressão.

2.8.2 Deposição de minerais evaporíticos

A alta taxa de evaporação associada à baixa precipitação pluviométrica favorecem que mares, lagos ou, de forma geral, bacias de circulação restrita aumentem sua concentração salina, formando salmouras que favorecem a precipitação de sais e formação de depósitos evaporíticos, compostos por minerais diversos (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

Em uma bacia evaporítica, as sucessões litológicas podem ser indicativas da variação de salinidade da salmoura e sua sequência de deposição. O topo da sequência de um ciclo evaporítico normalmente é marcado pela deposição dos sais mais solúveis, seguindo uma sequência bem definida, de acordo com a solubilidade e a concentração dos diferentes minerais presentes na água. A sequência de deposição, segundo Mohriak e Szatmari (2008), é apresentada no Tabela 1.

Tabela 1 – Componentes genéticos das rochas de sal

Sequência de deposição	Zona	Mineral primário e formador da rocha	Minerais secundários e outros minerais associados (diagenéticos e epigenéticos)
1	Gipsita ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) Anidrita (CaSO_4)	Gipsita	Anidrita
2	Halita (NaCl)	Halita Gipsita	Anidrita Polihalita (nas partes mais superiores da zona)

3	Sulfato de Magnésio ($MgSO_4 \cdot 7H_2O$)	Epsomita Hexahidrita (sakita) Polihalita Halita	Kieserita Polihalita Bloedita
4	Silvita (KCl)	Silvita Sulfato de Magnésio Epsomita Polihalita Halita	Kainita Langbeinita Kieserita Polihalita Leonita
5	Carnalita ($KMgCl_3 \cdot 6H_2O$)	Carnalita Sulfato de Magnésio Kainita (em estágios incipientes do desenvolvimento da zona). Halita	Kieserita Langbeinita Kainita (nas partes inferiores da zona) Polihalita (nas partes mais inferior, junto da zona de silvita). Anidrita
6	Bischofita ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$)	Borato Eutônico Bischofita Sulfato de Magnésio Carnalita Halita Gipsita	Boracita Kieserita Anidrita

Fonte: adaptado de Mohriak e Szatmari (2008).

Conforme consta na Tabela 1, a gipsita é o primeiro mineral a se depositar em sequências evaporíticas. De acordo com o aumento da pressão e temperatura, esse mineral se transforma em anidrita, ocasionando a redução em cerca de 60% do seu volume, por conta da compactação da rocha. Após a gipsita, normalmente o próximo na sequência de deposição é a halita, mineral evaporítico mais abundante em depósitos salinos e na água do mar, sendo seguido pelos demais citados na Tabela 1 (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

2.8.3 Propriedades dos sais

Tomando por base o mineral mais comum em depósitos salinos e na água do mar, a halita possui como importantes propriedades a grande solubilidade, dureza relativamente baixa, densidade de baixa a moderada, alta condutividade térmica, baixa viscosidade, temperatura de fusão relativamente baixa e alta velocidade de penetração de ondas sísmicas, cujos valores típicos são apresentados no Tabela 2 (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

Tabela 2 – Propriedades físicas da halita

Propriedade	Valor típico	Variação
Densidade	2,20 g/cm ³	2,11-2,22
Viscosidade	10 ¹⁴ Pa·s	10 ¹⁴ – 10 ¹⁷ Pa·s
Condutividade térmica	4,50 W/m/°C	
Ponto de fusão	804°C	
Velocidade sísmica	4500 m/s	4500 – 5000 m/s
Suscetibilidade magnética	~ 0 cgs	
Módulo de corpo (K)	1,40·10 ¹⁰ Pa	
Módulo de cisalhamento (G)	2,60·10 ¹⁰ Pa	

Fonte: adaptado de Mohriak e Szatmari (2008).

A halita, segundo apresentado na Tabela 2, apresenta sua densidade média de 2,2 g/cm³, visto que sua concentração varia de acordo com a combinação com outros elementos. Um fato interessante quanto a massa específica, é que ela não muda com a profundidade, ao contrário de outras rochas sedimentares (MOHRIAK e SZATMARI, 2008). Tal fato ocorre porque durante a diagênese a rocha não se compacta, mesmo quando sotoposta por várias camadas de rocha, embora possa apresentar mobilidade quando soterrado em altas profundidades, sendo considerada quase um fluido quando submetida a esforços durante o tempo geológico (MOHRIAK e SZATMARI, 2008).

Em relação ao esforço compressional e extensional, o sal, de forma geral, apresenta um comportamento plástico ou dúctil quando a tensão excede 100 bar (10⁷ Pa) e apresenta comportamento rígido em tensões menores que essa. Com relação à condutividade térmica, a halita apresenta o coeficiente de condutividade térmica 3 vezes maior que outras rochas sedimentares, servindo como condutores de calor para as formações adjacentes ao seu acúmulo, como exemplo, citam-se sedimentos acima e ao lado de um diáprio salino, visto que a variação da temperatura acima e ao lado do sal são positivas e na base negativa (MOHRIAK e SZATMARI, 2008). Em termos de susceptibilidade magnética, consoante Tabela 2, praticamente o sal apresenta valores essencialmente nulos, ante à ausência de minerais magnéticos.

2.9 Rocha salina e sua relação com a indústria do petróleo

No processo de formação e acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar, após sua geração, é imperativa a existência de condições favoráveis para a migração do petróleo da rocha geradora até o reservatório de petróleo, possuidor de um arranjo geométrico que propicia o

acúmulo de volumes significativos de hidrocarbonetos. Para que isso ocorra, além das condições permo-porosas da rocha reservatório, é necessária também a existência de uma barreira impermeável (ou pouco permeável) que favoreça o aprisionamento de hidrocarbonetos dentro do reservatório. Tal estrutura é conhecida como rocha capeadora ou selante, que além de apresentar característica de ser impermeável, deve ser provida de plasticidade, visto que a capacita a manter a sua condição selante, mesmo submetida a esforços causadores de deformações (THOMAS, 2004). Em face dessa característica, os evaporitos são considerados excelentes selantes.

Do ponto de vista exploratório, a presença de evaporitos em prospectos de hidrocarbonetos, pode favorecer a formação de armadilhas ou trapas para a contenção de hidrocarbonetos, aumentando as possibilidades de sucesso em explorações (COSTA e POIATE JR, 2008). Por outro lado, considerando perfurações de poços de petróleo, as rochas salinas podem estar associadas a problemas decorrentes do fenômeno de fluência, no qual a rapidez de fechamento do poço é influenciada principalmente pela espessura da camada de sal, temperatura da formação, composição mineralógica, presença de água, impurezas e nível de tensão na acumulação salina (COSTA e POIATE JR, 2008).

Nesse sentido, quanto maior a profundidade e a temperatura da camada a ser perfurada, maior será a tensão desviatória e maior a taxa de fechamento do poço durante às operações de perfuração, acarretando consequências que vão desde restrições à passagem da coluna de perfuração até o fechamento do poço (COSTA e POIATE JR, 2008). Outros problemas podem surgir após a etapa de revestimento do poço, como o surgimento esforços adicionais que geram a ovalização, colapso do revestimento e o surgimento do APB do sal (COSTA e POIATE JR, 2008; PEREZ, 2015; ALMEIDA, 2016).

Nesse sentido, conhecer as propriedades litológicas de uma bacia sedimentar são essenciais para prever o comportamento da formação, principalmente quando se associa ensaios laboratoriais à mecânica computacional, com vistas a desenvolver uma modelagem numérica para a previsão do comportamento estrutural e reológico da formação, visando condições ou operações específicas. Diante de tais fatos, conhecer o modelo constitutivo é imperioso para inferir o comportamento do sal durante as operações de exploração e produção na indústria do petróleo.

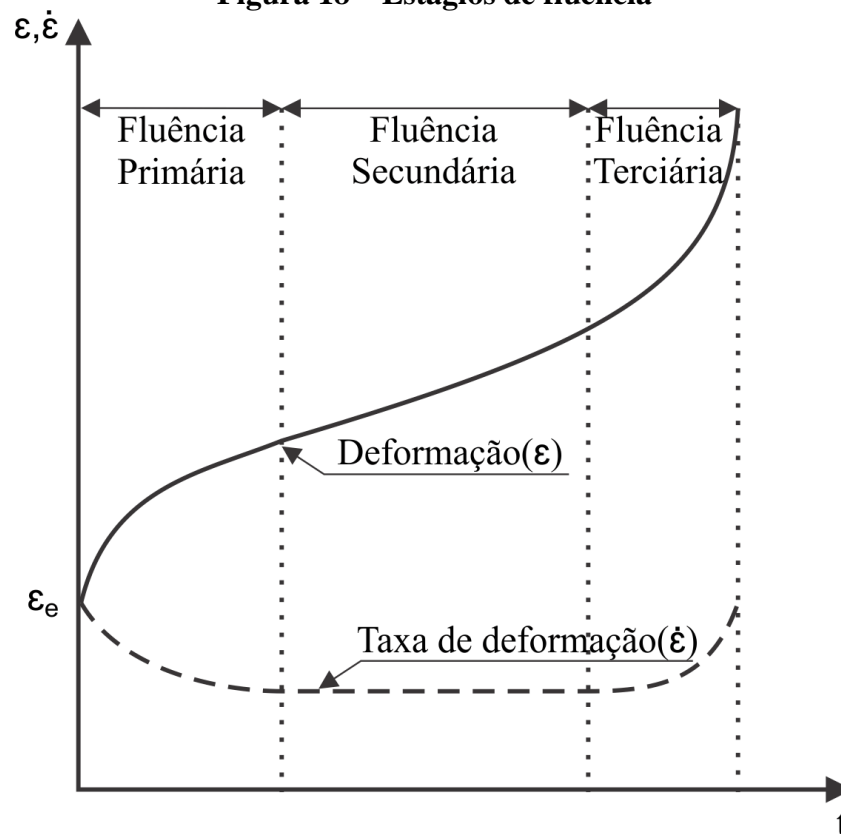
2.10 Relações constitutivas para os evaporitos

Em detrimento das características físico-químicas apresentadas pelos diferentes materiais e minerais, relações constitutivas podem ser utilizadas para descrever o comportamento de diversos materiais quando são submetidos a condições diversas. Portanto, a depender de uma circunstância definida, materiais diversos podem apresentar comportamentos ou características semelhantes e ter seu comportamento representado por modelos matemáticos definidos nas literaturas (ARAÚJO, 2012). Uma das principais características das rochas evaporíticas, por exemplo, é o fenômeno da fluência, conhecido também como *creep*, em que altas taxas de deformação podem ser apresentadas a depender da temperatura, condições de pressão ou carga e tempo, quando comparada às demais rochas (COSTA e POIATE JR, 2008).

A fluência é uma deformação dependente do tempo, desenvolvida quando um material ou amostra é submetida a uma tensão constante, podendo ser uma característica apresentada por qualquer material quando submetido a temperaturas elevadas e condições de tensão em um período de tempo (SHAMES e COZZARELLI, 1997; GONÇALVES, 2011; ARAÚJO, 2012). Como afirmado anteriormente, para o evaporito, além das condições de carga, temperatura e tempo, a fluência é sensivelmente influenciada pela espessura da camada de sal, composição mineralógica, presença de água, impurezas e nível de tensão na acumulação salina (COSTA e POIATE JR, 2008).

Em ensaios laboratoriais, três estágios de deformação relacionados à fluência são apresentados. Considerando um corpo submetido a um carregamento e em condições de temperaturas constantes, em intervalos muito curtos ao início do carregamento, ocorrerão deformações elásticas (ϵ_e), passando posteriormente a apresentar o comportamento exibido na Figura 18.

Figura 18 – Estágios de fluência



Fonte: adaptado de Gonçalves (2011).

Na Figura 18 nota-se que três estágios ou regiões de comportamento são apresentados. No primeiro estágio, conhecido como região primária ou transiente, a deformação (ϵ) é alta, embora sua taxa de deformação ($\dot{\epsilon}$) decresça continuamente até que seja atingido um valor constante (GRAVINA, 1997; SHAMES e COZZARELLI, 1997; ALMEIDA, 2016). Essa fase representa a redistribuição das tensões na estrutura cristalina do mineral (COSTA e POIATE JR, 2008). Nesse estágio, caso a tensão seja reduzida a zero, ocorrerá a restauração da configuração original do material, em que inicialmente há a recuperação elástica instantânea, seguida da paulatina regeneração da deformação por fluência (GRAVINA, 1997; SHAMES e COZZARELLI, 1997; ALMEIDA, 2016).

No segundo estágio, comumente denominado de fluência secundária ou estacionária, a taxa de deformação é essencialmente constante (GRAVINA, 1997). Caso a tensão seja retirada, haverá a recuperação elástica, mas permanecerá uma deformação residual (GRAVINA, 1997; SHAMES e COZZARELLI, 1997; ALMEIDA, 2016). O terceiro estágio de fluência é caracterizado por apresentar taxa de deformação crescente até a ruptura do material.

Em relação ao fenômeno da fluência, estudada pela viscoelasticidade e viscoplasticidade, modelos para finalidades práticas são representados por equações que retratam a

relação entre o estado de tensões e de deformações de um corpo, incluindo suas variações no tempo. Dentre os modelos elaborados, pode-se agrupá-los em três grupos ou leis, apresentados pelos modelos empíricos, reológicos e de deformação da matriz rochosa, conhecido também como modelos físicos.

2.10.1 Modelos Empíricos

Os modelos empíricos são funções matemáticas estabelecidas a partir do comportamento apresentado por materiais em ensaios laboratoriais, cujos dados observados apresentam curvas típicas de tensão e deformação (ARAÚJO, 2012; ALMEIDA, 2016). Tais modelos são denominados de acordo com o tipo de função matemática que representa o comportamento do material estudado. Nesta perspectiva, pode-se apresentar os modelos de Lomenick ou da potência, logarítmico, exponencial, de Cristescu, além de outros.

Estes modelos empíricos apresentam a característica de apenas ser válida para modelos de materiais que não apresentam superfície de escoamento, ou seja, em que as deformações ocorrem sob qualquer estado de tensões (ARAÚJO, 2012).

2.10.1.1 Modelos de Lomenick ou da potência

Adotada por Costa (1984), essa equação viscoelástica, cujo princípio inicial de sua idealização foi para representar a fluência primária dos metais e adequada para utilização em rochas, foi utilizada para estudar o comportamento de rochas salinas em uma mina de potássio a partir de valores numéricos encontrado em teste destinados a análise de escavações destinadas à mineração subterrânea.

Este modelo relaciona a deformação ocorrida durante a fluência primária com a tensão, temperatura e tempo, na forma

$$\varepsilon(t) = A\sigma^a T^b t^c \quad (2.40)$$

em que a , b e c são constantes definidas empiricamente, A é um parâmetro que depende das condições do ensaio e do sistema de unidades, ε é a deformação por fluência, σ é a tensão, T é a temperatura absoluta e t o tempo (GRAVINA, 1997). No caso de serem mantidas a temperatura e pressão constantes, a Equação 2.40 pode ser rerepresentada como

$$\varepsilon(t) = Bt^c \quad (2.41)$$

no qual B , apresenta-se como uma constante definida experimentalmente, em referência com a tensão e temperatura ($B = A\sigma^a T^b$).

Segundo Costa (1994), esta equação apresenta uma característica limitante, visto que o expoente de tempo, entre os valores de 0,3 e 0,5, apresenta taxa de deformação por fluência tendendo a zero com o decorrer do tempo (COSTA e POIATE JR, 2008). Isso proporciona que a velocidade de deformação se torne infinita quando a variável tempo (t) tende a zero; e quando t apresenta valor muito grande, a velocidade de deformação tende a zero entre esses valores (GRAVINA, 1997; ARAÚJO, 2012).

2.10.1.2 Modelo logarítmico

Oriundo, assim como a da potência, pela representação a fluência primária dos metais e posteriormente adequada para rochas. Esse modelo foi empregado em trabalhos geofísicos com bons ajustes envolvendo experimentos em calcários em períodos de até um ano e apresenta como representação matemática (GRAVINA, 1997)

$$\varepsilon(t) = A \ln(t) \quad (2.42)$$

Essa equação, assim como a de Lomenick, apresentou a desvantagem da velocidade de deformação se tornar infinita quando a variável de tempo tende a zero. Para evitar o inconveniente apresentado, pesquisadores apresentaram modificações, outros pesquisadores fizeram a modificação da equação original (COSTA e POIATE JR, 2008), conforme pode ser observado, respectivamente nas equações dadas por

$$\varepsilon(t) = A \ln(1 + \alpha t) \quad (2.43)$$

e

$$\varepsilon(t) = A \ln[(1 + \alpha t)^c - 1] \quad (2.44)$$

em que A , c e α são constantes obtidas experimentalmente, que dependem das condições apresentadas no ensaio e do sistema de unidades adotado (GRAVINA, 1997).

2.10.1.3 Modelo exponencial

Sobre este modelo, podem encontrar diversos tipos de leis exponenciais, nos quais a temperatura é apresentada como um parâmetro explícito (GIANCARLO, 1997; ARAÚJO, 2012). Um modelo que considera a temperatura constante, cujos valores das constantes empíricas apenas apresentam valores representativos para temperaturas muito próximas à temperatura dos ensaios (ARAÚJO, 2012), é dado por

$$\varepsilon(t) = Ae^{\frac{t_0-t}{\beta}} + Ce^{-np}\sigma^m \quad (2.45)$$

em que A , β , C , n e m são constantes definidas a partir de ensaios, t_0 é um tempo de referência e p é a pressão de confinamento. Os valores das constantes das equações são calibrados com base em ensaios uniaxiais e triaxiais, inclusive envolvendo ciclos de carregamento, descarregamento e recarregamento (ARAÚJO, 2012).

2.10.1.4 Modelo de Cristescu

Jin e Cristescu (1998) fizeram o estudo do modelo de fluência aplicado a rochas salinas, partindo de um modelo elasto-viscoplástico apresentado por Cristescu (1993), que considerava apenas a parcela transiente da fluência. Sua lei constitutiva é dependente da função de escoamento e do potencial visco elástico, determinado por procedimentos experimentais. Tal lei é definida como

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\dot{\sigma}}{2G} + \left(\frac{1}{3K} - \frac{1}{2G} \right) \dot{\sigma} \mathbf{1} + k_t \left\langle 1 - \frac{W(t)}{H(\sigma)} \right\rangle \frac{\partial F(\sigma)}{\partial \sigma} \quad (2.46)$$

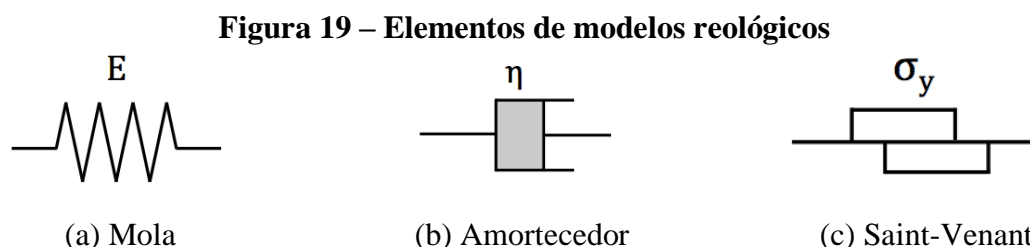
em que $\dot{\varepsilon}$ é o tensor da taxa de deformação, $\dot{\sigma}$ é o tensor da taxa de tensão, $\dot{\sigma}$ é a taxa de tensão média, G e K são respectivamente os módulos de elasticidade transversal (*shear*) e volumétrico (*bulk*), k_t é o coeficiente de viscosidade para o regime transiente, $\mathbf{1}$ é o tensor unitário de Kronecker, $W(t)$ é o trabalho irreversível da tensão por unidade de volume no tempo t , $H(\sigma)$

é a função de escoamento, $F(\sigma)$ é o potencial viscoso para o regime transiente e $\langle \cdot \rangle$ expressa a parte positiva da solução (ARAÚJO, 2012).

Segundo Araújo (2012), o modelo de Cristescu passou por alterações, entretanto os resultados obtidos pelas alterações demonstraram que, para grandes profundidades, se a deformação da rocha por fluência for considerada constante, as estimativas serão diferentes, quando comparado com a realidade ou de campo. Ressalta-se que os modelos empíricos viscoelásticos, por simular o comportamento dos materiais apenas nos ensaios de fluência, apresentam a desvantagem de não possuir resultados representativos para os ensaios de relaxação das tensões e ensaios de recuperação das deformações (GRAVINA, 1997). Portanto, necessita-se de outros modelos numéricos que contemplem a relaxação de tensões.

2.10.2 Modelos Reológicos

A reologia estuda o escoamento em geral, representando o comportamento do material de forma macroscópica, pela utilização de modelos fundamentais para expressar a relação entre tensão, deformação e tempo (COSTA, 1984). Com a utilização de elementos da Física, tais como a mola (modelo de Hooke), amortecedores (modelo de Newton) e ou modelo de Saint-Venant ou Coulomb (deslizante), conforme ilustração na Figura 19, os comportamentos básicos dos materiais podem ser representados (SHAMES e COZZARELLI, 1997). A composição desses três elementos pode criar modelos constitutivos de várias complexidades, a fim de criar ou adequar-se ao comportamento exibido por determinado material, sujeitos a condições diversas.



Fonte: Adaptado de Shames e Cozzarelli (1997).

A representante da deformação elástica é a mola (Figura 19), caracterizada por sua rigidez, cuja instantaneidade é independente do tempo. Quando este material é deformado instantaneamente por uma tensão e, posteriormente, descarregado, sua geometria volta à condição inicial, sendo sua curva de carga correspondente à de descarga (SHAMES e

COZZARELLI, 1997). Ante isso, pode-se afirmar que as forças atuantes são conservativas, ou seja, não há a dissipação de energia na carga e descarga.

O modelo de Hooke apresenta sua relação constitutiva na forma

$$\sigma = E\varepsilon \quad (2.47)$$

em que E é o módulo de elasticidade longitudinal do material (módulo de Young), que corresponde à constante da mola.

O amortecedor ou material newtoniano (Figura 19 (b)) também é conhecido por viscoso, por analogia ao comportamento de um fluido, visto que, quando sob tensão ao longo do tempo, se deforma gradualmente (SHAMES e COZZARELLI, 1997). Neste elemento quando a tensão é retirada, sua forma é restabelecida gradualmente, processando-se com a dissipação de energia. A recuperação da geometria, não acontece instantaneamente quando a carga é removida, sendo, portanto, determinada por uma função explícita do tempo (SHAMES e COZZARELLI, 1997; ARAÚJO, 2012).

A relação constitutiva apresentada pelo modelo de Newton é dada por

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\sigma}{\eta} \quad (2.48)$$

em que η é o coeficiente de viscosidade ou constante de amortecimento do material.

O comportamento plástico não reversível é representado pelo elemento deslizante ou modelo de Saint-Venant (Figura 19 (c)). Nesse elemento, para acontecer a deformação, é necessário que seja atingida a tensão de plastificação, ou seja, inicialmente existe uma retenção (endurecimento) da deformação até que seja atingida a tensão de plasticidade para que o material possa se deformar, caracterizando um comportamento rígido perfeitamente plástico (SHAMES e COZZARELLI, 1997).

O modelo de Saint-Venant possui a equação constitutiva

$$\dot{\varepsilon} = \begin{cases} 0, & \sigma \leq \sigma_Y \text{ ou } \dot{\sigma} < 0 \\ \Lambda f(\sigma), & \sigma > \sigma_Y \text{ ou } \dot{\sigma} = 0 \end{cases} \quad (2.49)$$

em que Y é a tensão de escoamento, $\dot{\sigma}$ é a taxa de carregamento, $f(\sigma)$ é uma função relacionada a tensão e Λ é um fator de proporcionalidade (SHAMES e COZZARELLI, 1997).

A associação ou combinação dos elementos citados anteriormente, em série ou paralelo, proporciona a criação de modelos reológicos com diferentes comportamentos. Dentre esses modelos, destacam-se os modelos de Kelvin, de Maxwell, de Sólido Padrão e de Burgers, além de outros modelos complexos (SHAMES e COZZARELLI, 1997).

2.10.2.1 Modelo de Maxwell

Nesse modelo existe uma associação em série entre dois elementos, uma mola e um amortecedor em série (Figura 20).

Figura 20 – Modelo de Maxwell



Fonte: adaptado de Shames e Cozzarelli (1997).

Nesse modelo constitutivo, os elementos estão submetidos a tensões iguais, ou seja,

$$\sigma = \sigma_M = \sigma_A \quad (2.50)$$

A deformação equivale à soma das deformações de cada um deles, como

$$\varepsilon = \varepsilon_M + \varepsilon_A \quad (2.51)$$

nos quais σ_M é a tensão da mola, σ_A é a tensão no amortecedor, ε_M é a deformação da mola e ε_A é a deformação no amortecedor.

Da relação existente entre a Equação 2.47, Equação 2.48, Equação 2.50 e a derivada da Equação 2.51, obtém-se a equação constitutiva para o modelo de Maxwell na forma

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\dot{\sigma}}{E} + \frac{\sigma}{\eta} \quad (2.52)$$

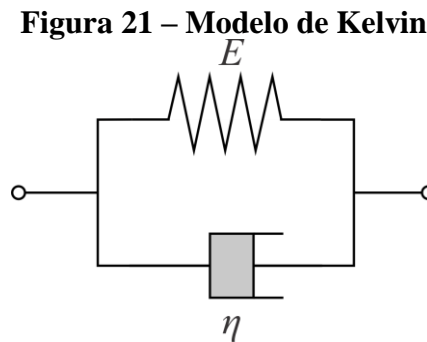
Ressalta-se que se o módulo de Young tender ao infinito ($E \rightarrow \infty$), o modelo apresentará o comportamento de um material viscoso e se o coeficiente de viscosidade tender ao infinito ($\eta \rightarrow \infty$), apresentará um desempenho elástico.

Para o teste de fluência, considerando que a tensão não varia com o tempo, ou seja, com tensão igual a inicial ($\sigma = \sigma_0$); e que a deformação inicial é dada por $\varepsilon(0) = \frac{\sigma_0}{E}$, obtém-se como resultado

$$\varepsilon(t) = \frac{\sigma_0}{E} + \frac{\sigma_0}{\eta} t \quad (2.53)$$

2.10.2.2 Modelos de Kelvin (ou Voigt)

Este modelo apresenta a particularidade de apresentar a associação entre os elementos em paralelo, segundo apresentado na Figura 21.



Fonte: adaptado de Shames e Cozzarelli (1997).

Nesta visão, a deformação do modelo é igual para os dois elementos ($\varepsilon = \varepsilon_M = \varepsilon_A$), já a tensão total é dada pelo somatório das tensões de cada ($\sigma = \sigma_M + \sigma_A$), o que resulta na equação constitutiva na forma

$$\sigma = E\varepsilon + \dot{\varepsilon}\eta \quad (2.54)$$

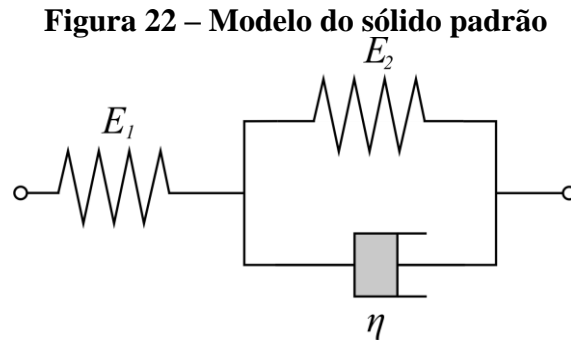
Observa-se da Equação 2.54 que se $E \rightarrow 0$ o material passará a ter o comportamento viscoso, entretanto se $\eta \rightarrow 0$ o modelo exibirá desempenho elástico.

Analisando a Equação 2.54 para o teste da fluência, com $\sigma = \sigma_0$ e condição inicial dada por $\varepsilon(0) = 0$, consegue-se

$$\varepsilon(t) = \frac{\sigma_0}{E} \left(1 - e^{-\frac{E}{\eta}t} \right) \quad (2.55)$$

2.10.2.3 Modelo de Sólido Padrão

O modelo de sólido padrão apresenta a associação em série de uma mola de Hooke e o modelo de Kelvin, conforme apresentado na Figura 22.



Fonte: adaptado de Shames e Cozzarelli (1997).

Nesse modelo a deformação total é dada pela soma entre o elemento de mola e a deformação do modelo de Kelvin (ε_K), dada por

$$\varepsilon = \varepsilon_M + \varepsilon_K \quad (2.56)$$

Já a tensão da mola 1 e do modelo de Kelvin (σ_K) são iguais, embora nesse a tensão seja resultante da soma dos elementos que o compõe, como

$$\sigma = \sigma_M = \sigma_K = E_2 \varepsilon_K + \dot{\varepsilon}_K \eta \quad (2.57)$$

Isolando-se ε_K na Equação 2.56, e aplicando na Equação 2.48, resulta-se em

$$(E_1 + E_2)\sigma + \dot{\sigma}\eta = E_1 E_2 \varepsilon + \dot{\varepsilon} E_1 \eta \quad (2.58)$$

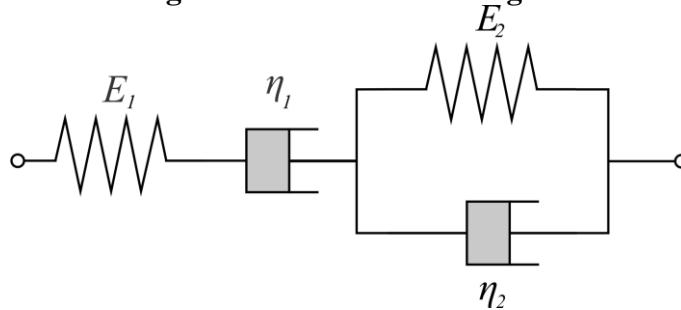
Resolvendo a Equação 2.58 para o teste da fluência, com $\sigma = \sigma_0$ e condição inicial definida por $\varepsilon(0) = 0$, obtém-se

$$\varepsilon(t) = \frac{\sigma_0}{E_1} + \frac{\sigma_0}{E_2} \left(1 - e^{-\frac{E_2 t}{\eta}} \right) \quad (2.59)$$

2.10.2.4 Modelo de Burgers

Esse modelo é composto pela associação em série dos modelos de Maxwell e Kelvin, conforme apresentado na Figura 23.

Figura 23 – Modelo de Burgers



Fonte: adaptado de Shames e Cozzarelli (1997).

A deformação total do sistema é igual ao somatório apresentado pelos modelos de Maxwell e Kelvin, já a tensão é igual para cada um dos dois modelos. Associando essa relação a Equação 2.53 e a Equação 2.54, obtém-se

$$\eta_2 \ddot{\varepsilon} + E_2 \dot{\varepsilon} = \left(\frac{\eta_2}{E_1} \right) \ddot{\sigma} + \frac{\sigma_0}{E_2} \left(1 + \frac{E_2}{E_1} + \frac{\eta_2}{\eta_1} \right) \dot{\sigma} + \left(\frac{E_2}{\eta_1} \right) \sigma \quad (2.60)$$

Para o teste de fluência, considera-se que não existe a variação da tensão ($\sigma = \sigma_0$), diante disto a Equação 2.60, fica reescrita para

$$\eta_2 \ddot{\varepsilon} + E_2 \dot{\varepsilon} = \left(\frac{E_2}{\eta_1} \right) \sigma \quad (2.61)$$

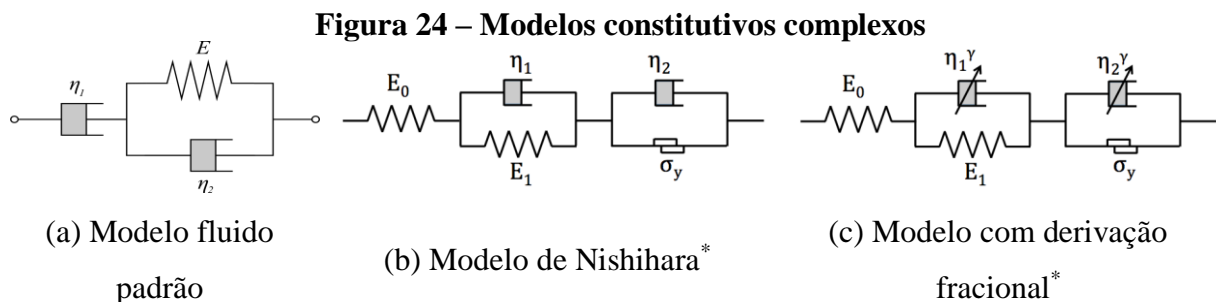
Considerando-se que $\varepsilon(0) = \frac{\sigma_0}{E_1}$ e que $\dot{\varepsilon}(0) = \sigma_0 \left(\frac{1}{\eta_1} + \frac{1}{\eta_2} \right)$, logo obtém-se como solução da equação diferencial

$$\varepsilon(t) = \frac{\sigma_0}{E_1} + \frac{\sigma_0}{E_2} \left(1 - e^{-\frac{E_2 t}{\eta_2}} \right) + \frac{\sigma_0}{\eta_1} t \quad (2.62)$$

Para Gravina (1997), entre os modelos reológicos apresentados, o modelo de Burgers responde às condições de fluência, relaxação e a recuperação das deformações, apresentando boa proximidade ao comportamento dos materiais viscosos, em condições de ensaio.

2.10.2.5 Outros modelos complexos

Em virtude de os modelos apresentados não representarem com acurácia o comportamento da maior parte dos materiais viscoelásticos, várias combinações podem ser feitas com os elementos ou modelos mencionados, formando outros mais complexos, que podem apresentar melhor representatividade a outros materiais viscoelásticos (GONÇALVES, 2011). Entre outros modelos, podem ser destacados o do fluido padrão (Figura 24 (a)), modelo de Nishihara (Figura 24 (b)), modelo com derivação fracional (Figura 24 (c)), além de outros que são a generalização das combinações dos modelos já mencionados nesta Seção (SHAMES e COZZARELLI, 1997; GONÇALVES, 2011; ARAÚJO, 2012).



Fonte: Adaptado de Shames e Cozzarelli (1997); *Araújo (2012).

Em relação aos modelos reológicos, Gravina (1997) ressalta um inconveniente entre eles, o fato de o efeito da temperatura não aparecer explicitamente nas equações constitutivas, embora apresentem certa praticidade e exibam relativa acurácia, quando os parâmetros são ensaiados em condições específicas (COSTA e POIATE JR, 2008). Devido a fluência ser sensivelmente influenciada pela temperatura, os modelos reológicos não apresentam equivalência com comportamento mecânico das rochas evaporíticas, visto que não considera explicitamente a temperatura ou estrutura intrínseca da rocha (GRAVINA, 1997; ARAÚJO, 2012).

2.10.3 Modelos Físicos

A rocha salina possui diferentes mecanismos físicos relacionados à sua estrutura cristalina interna, quando submetida às variáveis de estado. Na fluência os evaporitos se deformam pelo desenvolvimento de discordâncias atômicas em cadeia ao longo das imperfeições do retículo cristalino, chamadas de discordâncias (COSTA e POIATE JR, 2008). Essas imperfeições são zonas de fraqueza que controlam o mecanismo de deformação em defeitos cristalinos, criadas pela redistribuição dos átomos na sua estrutura, em busca do equilíbrio das forças interatômicas (COSTA e POIATE JR, 2008).

Quando submetidas a condições de pressão e temperatura, as rochas salinas, passam a concentrar forças interatômicas que se elevam ao ponto de romper a resistência interatômica, propagando a discordância em uma frente de deslocamento, ocorrendo inicialmente por meio de compensações atômicas planares por deslizamento, até alcançar um novo estado de imbricamento, com a consequente criação de novas interfaces subgranulares (COSTA e POIATE JR, 2008). Se a imbricação não for superada, há uma tendência de desaceleração da fluência, denominada de endurecimento (*hardening*), até a atenuação completa ao longo do tempo, entretanto se o imbricamento for suplantado, deformações contínuas poderão ocorrer. Esse processo de deformações contínuas ocorre durante a fluência primária, enquanto o endurecimento vai se desenvolvendo e provocando uma desaceleração da taxa de deformação, até que as deformações contínuas e o imbricamento entrem em equilíbrio, o que caracteriza a fluência secundária (COSTA e POIATE JR, 2008; ARAÚJO, 2012).

À medida que as deformações se propagam, microfraturamentos que causam novos planos de distorção nos cristais adjacentes vão surgindo, até que ocorra a fragilização da estrutura cristalina, causando um dano estrutural no esqueleto mineral da rocha salina. Tal fato caracteriza a fluência terciária (COSTA e POIATE JR, 2008).

Com base em tais fatos, leis físicas constitutivas de fluência baseadas no mecanismo de deformação acima expostos passaram a ser utilizados. Costa e Poiate Jr (2008) comentam que na década de 90 leis constitutivas de fluência passaram a ser recomendadas por representarem o comportamento dos materiais. Entre esses, o mecanismo duplo de deformação (MDD) tem sido utilizado na modelagem do comportamento do sal, sendo amplamente validada para problemas viscoelásticos (COSTA e POIATE JR, 2008; PEREZ, 2015). Esta formulação tem sua aplicação voltada para o intervalo de fluência estacionária, apresentando bons resultados quando comparados a respostas *in-situ* (COSTA e POIATE JR, 2008; ARAÚJO, 2012). A equação do mecanismo duplo de deformação é dada por

$$\dot{\varepsilon}(t) = \dot{\varepsilon}_0 \left(\frac{\sigma}{\sigma_0} \right)^n e^{\left[\frac{Q}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.63)$$

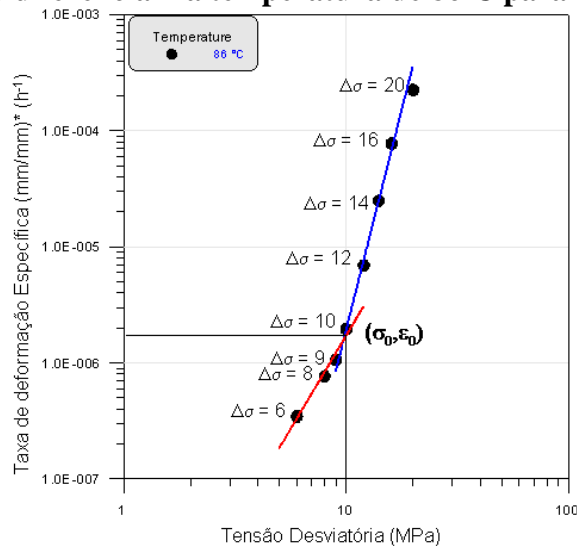
em que $\dot{\varepsilon}(t)$ é a taxa de deformação por fluência na condição de regime permanente, $\dot{\varepsilon}_0$ é a taxa de deformação por fluência na condição de regime permanente de referência, σ é a tensão efetiva de fluência, σ_0 é a tensão efetiva de referência, Q é a energia de ativação, R é a constante universal dos gases, T_0 é a temperatura de referência na qual o ensaio triaxial foi realizado, T é a temperatura da rocha e n é o coeficiente que depende no nível de tensão aplicada, dado por (COSTA e POIATE JR, 2008; ARAÚJO, 2012)

$$n = \begin{cases} n_1, & \sigma \leq \sigma_0 \\ n_2, & \sigma > \sigma_0 \end{cases} \quad (2.64)$$

Para o modelo de duplo mecanismo, a tensão desviatória ou efetiva de fluência, é determinada pela aplicação do critério de Von Mises (ALMEIDA, 2016). Com exceção da tensão efetiva, da temperatura e da constante universal dos gases, as demais variáveis da Equação 63 são constantes e dependem da litologia, cujos valores são obtidos em ensaios laboratoriais. As variáveis experimentais $\dot{\varepsilon}_0$, σ_0 , n_1 e n_2 são adquiridos em ensaios laboratoriais de fluência sob condições controladas de tensão diferencial (desviatória) e temperatura (COSTA e POIATE JR, 2008).

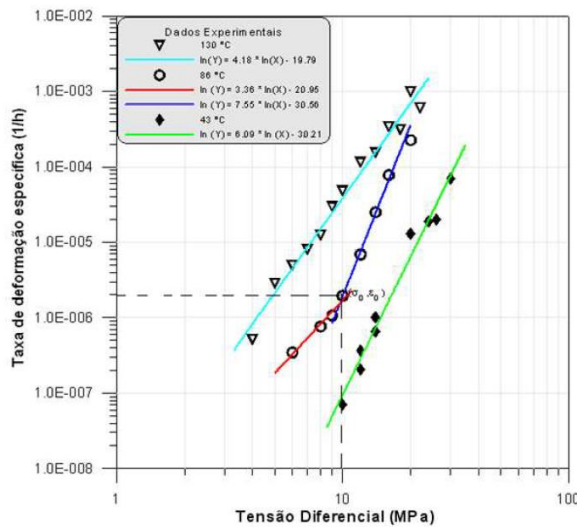
Os valores de σ_0 e de $\dot{\varepsilon}_0$ correspondem a intersecção de duas retas ajustadas no diagrama de representação de velocidades de deformação em regime permanente, em que ocorre a mudança do regime de deformação de acordo com o incremento da tensão desviatória, aplicada em escala log-log, conforme apresentado nas Figuras 25 e 26.

Figura 25 – Taxa de deformação por fluência em regime permanente em função da tensão diferencial na temperatura de 86°C para halita.



Fonte: Poiate Jr (2012).

Figura 26 – Taxa de deformação por fluência em regime permanente em função da tensão diferencial nas temperaturas 43, 86 e 130°C para halita.



Fonte: Poiate Jr (2012).

Em consideração ao mecanismo duplo, destaca-se a linha de pesquisa contemplada por Araújo (2009), que propôs um modelo axissimétrico simplificado baseado no Método dos Elementos Finitos (MEF) para fazer previsões da taxa de fechamento de poços verticais em rochas salinas. O modelo proposto por esse autor, baseado no mecanismo duplo, considerou uma camada isolada de rochas salinas, cujos elementos utilizados foram unidimensionais e de espessura unitária. Essa simplificação possibilitou abordar o problema de forma que as variáveis de estado só apresentavam apenas variações ao longo da direção radial. Deste modo,

a discretização do domínio por meio do Método dos Elementos Finitos pôde ser feita com elementos unidimensionais, o que tornou o tempo de processamento significativamente reduzido (Araújo, 2009).

Posteriormente, como a continuidade da pesquisa, Araújo (2012) buscou evoluir o modelo elementos finitos com funções de interpolação no formato da solução analítica do problema elástico simplificado, ainda utilizando a equação constitutiva de mecanismo duplo de deformação, visando buscar melhores resultados com um número reduzido de elementos finitos e diminuir, por consequência, o custo computacional.

Como estratégia de solução, Araújo (2012), utilizou a solução do problema do cilindro vazado submetido a pressões uniformes na parede interna e externa, proposta por Lamé (1852, apud TIMOSHENKO e GOODIER, 1951, p. 59), para representar as paredes de um poço e, em complemento, propôs o uso de um elemento finito quadrilateral de nove nós, com funções de forma (ou interpoladoras) selecionadas especificamente para a solução do problema em estudo.

Araújo (2012), apresentou como contribuição o uso de um elemento finito com o formato de interpolação radial dos deslocamentos igual à solução do problema simplificado do cilindro elástico vazado, encontrando uma estratégia específica para a integração em seu domínio e propondo uma estratégia própria para a discretização do domínio (ARAÚJO, 2012). Os resultados obtidos nesse modelo forneceram respostas iguais à analítica para problemas viscoelásticos, alcançando boas estimativas de deslocamentos em tempo reduzido.

Como complementação do modelo proposto por Araújo (2012), apresentar-se-á uma modelagem que abordará o problema do APB, por meio de um modelo axissimétrico, associado ao fenômeno de transferência de calor, por meio do fraco acoplamento termomecânico, utilizado quando apenas um dos fenômenos interfere significativamente no outro, e associado ao modelo viscoelástico de Araújo (2012) (neste caso com a temperatura influenciando significativamente no deslocamento da rocha), com vistas a obter o incremento de pressão nos anulares, baseado no deslocamento dos elementos estruturais existentes em um poço de petróleo. Complementarmente, também será proposto um modelo elástico linear para a representação dos elementos estruturais, como também a possibilidade de representar elasticamente a formação, de forma geral.

3 MODELO MATEMÁTICO

O modelo numérico aplicado neste estudo se trata de uma representação matemática computacional, que tem por objetivo a análise do fenômeno de APB na presença da formação salina, associando, portanto, o acoplamento dos efeitos associados à sua fluência. Ressalta-se que apenas será considerado que o aquecimento do poço é ocasionado pelo início da produção, por meio da prescrição de uma variação térmica. Portanto, destaca-se que, exceto para a análise viscoelástica da rocha salina, os fenômenos de transferência de calor entre os elementos presentes no poço e anulares não são contemplados nesta modelagem matemática, visto que uma explicação completa destes assuntos foge ao escopo do presente trabalho.

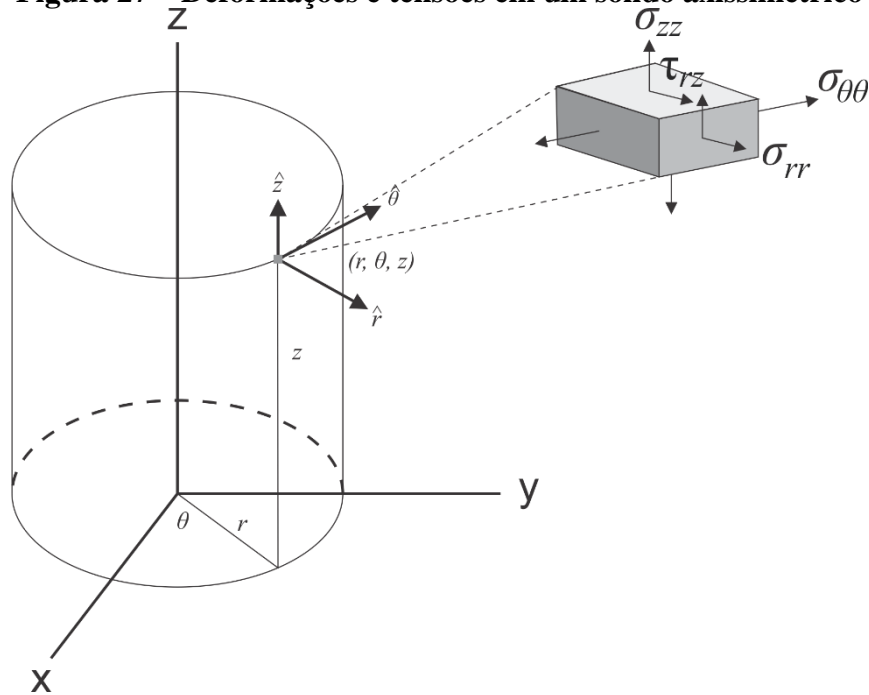
Dessa maneira, para a idealização e proposição da solução do comportamento termomecânico, considerar-se-á um o problema axissimétrico unidimensional na direção radial, e para analisar o fenômeno de crescimento de pressão em anulares confinados, apresentar-se-á uma geometria representativa de um poço fictício do Pré-sal, que servirá como base para diferentes implementações computacionais.

3.1 Sólido axissimétrico

Sólidos axissimétricos ou de revolução são aqueles que são gerados pela rotação completa de uma figura plana ou geratriz em torno de um eixo de simetria. Para Khennane (2013), um problema axissimétrico envolve um sólido tridimensional que pode ser explicado ou idealizado por meio de um modelo bidimensional, desde haja simetria de revolução tanto na geometria quanto nas propriedades do material e carregamento.

Um cilindro é uma típica idealização de um sólido axissimétrico, cujas representação espacial pode ser dada em coordenadas cilíndricas, ou seja, em função das direções r , z e θ . Diferente dos componentes do problema de estado plano, os problemas axissimétricos apresentam um quarto componente de deformação e tensão em sua equação de compatibilidade, que é a circunferencial (θ), conforme apresentado na Figura 27.

Figura 27 – Deformações e tensões em um sólido axissimétrico



Fonte: Autor (2019).

Portanto as equações de compatibilidade para um problema axissimétrico são dadas por

$$\varepsilon_{rr} = \frac{\partial u}{\partial r} \quad (3.1)$$

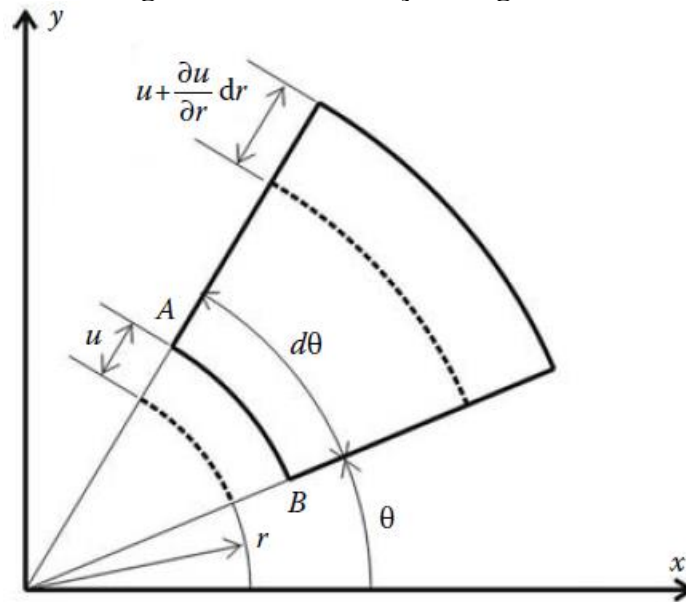
$$\varepsilon_{zz} = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (3.2)$$

$$\gamma_{rz} = \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial r} \quad (3.3)$$

$$\varepsilon_{\theta\theta} = \frac{u}{r} \quad (3.4)$$

nas quais ε_{rr} , ε_{zz} , γ_{rz} e $\varepsilon_{\theta\theta}$ são denominadas, respectivamente, como deformação específica radial, deformação específica vertical, distorção do plano rz e deformação específica circunferencial. Ressalta-se que a deformação específica circunferencial depende apenas do deslocamento radial, conforme apresentado na Figura 28. Além disso, em um problema de simetria axial, as deformações de cisalhamento $\gamma_{r\theta}$ e $\gamma_{z\theta}$ e as tensões de cisalhamento $\tau_{r\theta}$ e $\tau_{z\theta}$ desaparecem por causa da simetria radial (BORESI e SCHMIDT, 2003; KHENNANE, 2013).

Figura 28 – Deformação tangencial



Fonte: Khennane (2013).

Como o material do cilindro é considerado isotrópico e linearmente elástico, as relações entre tensão e deformação, ao considerar a ação da temperatura, possuem equações constitutivas relacionadas pela lei de Hooke, dadas por

$$\varepsilon_{rr} = \frac{1}{E} [\sigma_{rr} - \nu(\sigma_{\theta\theta} + \sigma_{zz})] + \alpha\Delta T \quad (3.5)$$

$$\varepsilon_{zz} = \frac{1}{E} [\sigma_{zz} - \nu(\sigma_{\theta\theta} + \sigma_{rr})] + \alpha\Delta T \quad (3.6)$$

$$\varepsilon_{\theta\theta} = \frac{1}{E} [\sigma_{\theta\theta} - \nu(\sigma_{zz} + \sigma_{rr})] + \alpha\Delta T = \text{constante} \quad (3.7)$$

$$\gamma_{rz} = \frac{\tau_{rz}}{G} = \frac{2(1 + \nu)}{E} \tau_{rz} \quad (3.8)$$

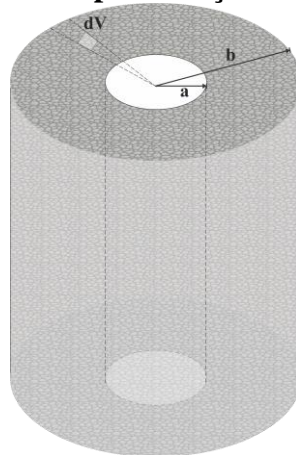
em que E , ν , σ_{rr} , σ_{zz} , τ_{rz} e $\sigma_{\theta\theta}$, α e ΔT são, respectivamente, módulo de elasticidade ou de Young, coeficiente de Poisson, a tensão normal radial, tensão normal vertical, tensão cisalhante rz , tensão normal circunferencial, coeficiente linear de expansão térmica e a mudança de temperatura medida em determinada unidade de temperatura de referência.

Observa-se que quando existe simetria de revolução na geometria, nas propriedades do material e carregamento, pode-se adotar outra simplificação quando se considera a análise de um problema axissimétrico, que é a adoção de uma dimensão unitária e deformação constante na direção longitudinal (direção z). Esta simplificação, proporciona que o problema axissimétrico seja analisado unidimensionalmente, na direção radial, conforme será adotado na Seção 3.3.

3.2 Idealização da solução do problema

Para efetuar a análise do fenômeno do crescimento da pressão em anulares confinados, idealiza-se uma seção de um poço, conforme ilustrado na Figura 29.

Figura 29 – Representação de um poço



Fonte: Autor (2019).

Pode-se notar na Figura 29 que se trata de um sólido de simetria radial, cuja solução elástica do tubo de paredes espessas, ao considerar o deslocamento radial, pode ser adequada para a idealização da solução do problema do APB. Observando a Figura 29, utilizando as coordenadas cilíndricas, ilustra-se o raio interno (a), raio externo (b) e o volume diferencial denominado por dV ($dV = dr(r d\theta)dz$).

Os componentes de tensão normal, além de serem funções da direção radial (r), são dependentes das equações de equilíbrio, relações de compatibilidade, relações entre tensão-deformação-temperatura, dados relacionados à constituição dos materiais (BORESI e SCHMIDT, 2003). As equações de equilíbrio para coordenadas cilíndricas são da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{r\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{rz}}{\partial z} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} + B_r &= 0 \\
\frac{\partial \sigma_{r\theta}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{\theta z}}{\partial z} + 2 \frac{\sigma_{r\theta}}{r} + B_\theta &= 0 \\
\frac{\partial \sigma_{rz}}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + \frac{\sigma_{rz}}{r} + B_z &= 0
\end{aligned}
\tag{3.9}$$

em que σ_{rr} , $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{zz} , $\sigma_{r\theta}$, σ_{rz} e $\sigma_{\theta z}$ retratam as componentes de tensão e B_r , B_θ , B_z as forças de corpo, representadas cada uma em suas respectivas coordenadas cilíndricas.

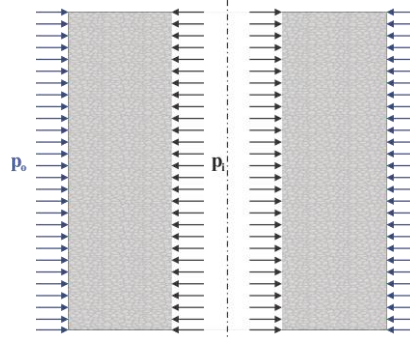
Negligenciando as forças de corpo e apenas considerando a equação de equilíbrio na direção radial, a Equação 3.9 pode ser simplificada para

$$\frac{d}{dr}(r\sigma_{rr}) = \sigma_{\theta\theta}
\tag{3.10}$$

Consegue-se simplificar a Equação 3.10, obtendo a condição de compatibilidade da deformação no cilindro de paredes espessas como

$$\varepsilon_{rr} = \frac{\partial}{\partial r}(r\varepsilon_{\theta\theta})
\tag{3.11}$$

Figura 30 – Ilustração de um cilindro com extremidade superior e inferior abertas



Fonte: Autor (2019).

A solução do problema do cilindro vazado, apresentado na Figura 30, submetido a pressões uniformes na parede interna (p_i) e na parede externa (p_e) uniformemente distribuídas, foi proposta por Lamé (1852, apud TIMOSHENKO e GOODIER, 1951, p. 59), conforme apresentado abaixo:

$$\sigma_{rr} = \frac{\left(\frac{b^2}{r^2} - 1\right)}{\left(\frac{b^2}{a^2} - 1\right)} p_i - \frac{\left(\frac{b^2}{a^2} - \frac{b^2}{r^2}\right)}{\left(\frac{b^2}{a^2} - 1\right)} p_e \quad (3.12)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\left(\frac{b^2}{r^2} - 1\right)}{\left(\frac{b^2}{a^2} - 1\right)} p_i - \frac{\left(\frac{b^2}{a^2} + \frac{b^2}{r^2}\right)}{\left(\frac{b^2}{a^2} - 1\right)} p_e \quad (3.13)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_0 \quad (3.14)$$

em que σ_0 é a tensão axial decorrente do revestimento, a é o raio interno e b é o raio externo do tubo de paredes espessas. Portanto, ao considerar a solução proposta por Lamé (1852, apud TIMOSHENKO e GOODIER, 1951, p. 59), associada a condição que o poço está submetido a carregamentos axiais e a variação da temperatura na direção radial ($\Delta T \neq 0$), o deslocamento radial pode ser representado por:

$$u_r = \frac{r}{E(b^2 - a^2)} \left[(1 - \nu)(p_i a^2 - p_e b^2) + \frac{(1 + \nu)a^2 b^2}{r^2} (p_i - p_e) \right] - \frac{\nu r}{E} \sigma_0 + \alpha r \Delta T \quad (3.15)$$

Este resultado é conhecido como solução elástica linear do deslocamento radial para um tubo de paredes espessas. Caso seja necessário desconsiderar os carregamentos axiais e a variação térmica, as últimas duas parcelas à direita da Equação 3.15 desaparecem, ficando da seguinte forma

$$u_r = \frac{r}{E(b^2 - a^2)} \left[(1 - \nu)(p_i a^2 - p_e b^2) + \frac{(1 + \nu)a^2 b^2}{r^2} (p_i - p_e) \right] \quad (3.16)$$

Uma vez obtida a solução apresentada pela Equação 3.15, pode-se adotar algumas particularidades quando se pretende estudar os deslocamentos em um tubo de paredes espessas com diâmetro externo infinito, representando, por analogia aos elementos presentes em um poço de petróleo, a formação que circunda o poço. Partindo dessa conjectura, supõe-se que a pressão externa, quando o raio b tende ao infinito, apresenta um valor nulo. Desprezando-se a tensão radial e a variação da temperatura na formação, a Equação 3.16 fica reescrita para

$$u_r = \frac{(1 + \nu)a^2}{r E} p_i \quad (3.17)$$

Partindo do pressuposto que o raio r varia de a até b , para o estudo do APB, infere-se que o deslocamento interno do raio do poço pode proporcionar o incremento ou decremento de pressão no anular. Portanto, tendo em vista o deslocamento na parede interna do tubo ($r = a$), obtém-se o correspondente resultado:

$$u_r = \frac{(1 + \nu) a}{E} p_i \quad (3.18)$$

Ao considerar que a pressão é dada pela razão entre força e a área, aplicada perpendicularmente sobre uma superfície, e adotando-se a largura de um radiano, a Equação 3.18 pode ser ajustada para

$$u_r = \frac{(1 + \nu)}{E} f_i \quad (3.19)$$

em que f_i representa a força interna atuante na face interna no tubo.

Ressalta-se que a Equação 3.19 pode ser utilizada, por analogia, para representar a formação que circunda um poço em que gradiente térmico não traga significativa influência no deslocamento, entretanto, salienta-se que essa similaridade conjectura que a formação apresenta um comportamento elástico linear, não sendo representativo para o modelo viscoelástico apresentado pela formação salina, conforme comentado na Seção 2.8.

3.3 Modelo unidimensional axissimétrico

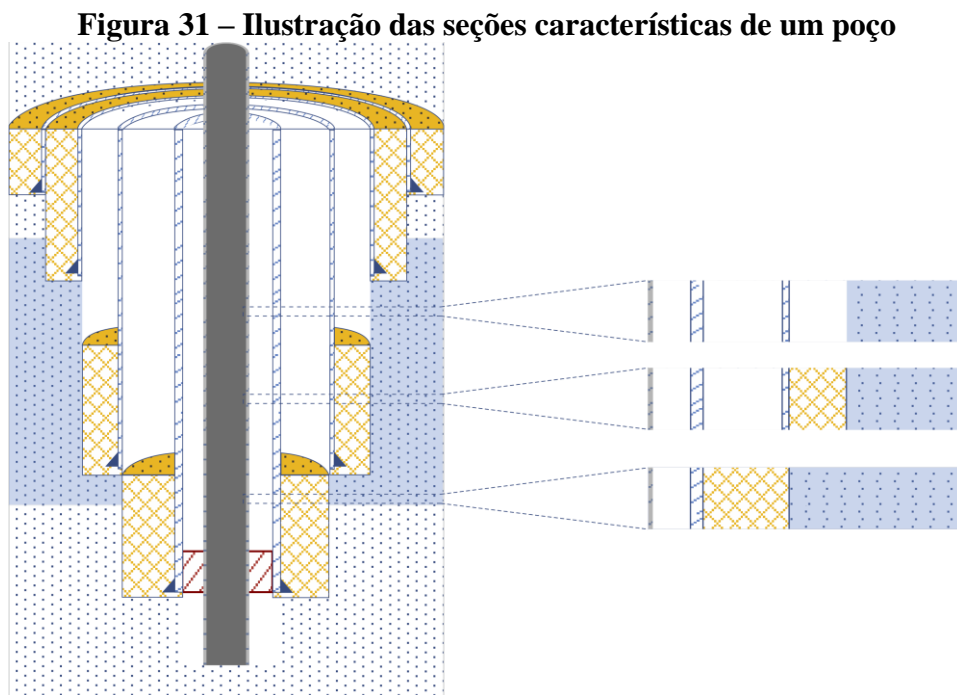
Os fluidos de perfuração confinados entre os revestimentos, topo do cimento e sistema de cabeça de poço, passam por um incremento de temperatura após a colocação do poço em produção, propiciando a expansão térmica do fluido e acréscimo da pressão em toda a região do fluido, favorecendo, portanto, esforços nos revestimentos, cimentação, sistema de cabeça de poço e na formação.

Para a obtenção dos deslocamentos dos elementos pertencentes à estrutura de um poço, deve-se associar os esforços atuantes nos elementos (fluidos e elementos sólidos) decorrente do incremento térmico. Partindo desse pressuposto, apresenta-se a modelagem unidimensional

axissimétrica, preliminarmente utilizada expressar os deslocamentos associados ao aumento de pressão em uma camada de espessura unitária, para posteriormente abordar a mesma modelagem, embora utilizando um método multicamadas.

3.3.1 Deslocamento radial dos elementos sólidos

Ao atentar a Figura 31, nota-se que um poço de petróleo pode apresentar seções com diversas configurações, apresentando regiões de contato entre revestimento-anular-formação, revestimento-anular-cimento-formação, além da intercalação dessas regiões quando existem mais de um anular.



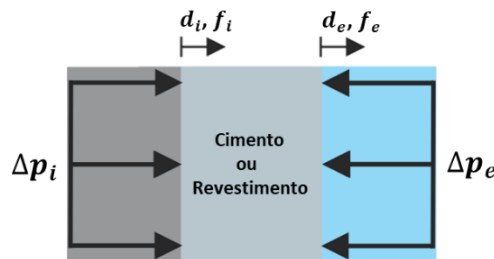
Fonte: Autor (2019).

Analisando-se a Figura 32, na qual se apresenta uma ilustração da ação do incremento de pressões, forças e deslocamentos interno e externo em um revestimento ou cimento, em associação com a solução elástica linear do deslocamento radial para um tubo de parede espessa apresentada na Equação 3.15, pode-se obter a equação de equilíbrio por radiano, dada por

$$\frac{E e}{(1 - \nu^2)(b^2 - a^2)} \begin{bmatrix} (1 + \nu)a^2 + (1 - \nu)b^2 & -2ab \\ -2ab & (1 - \nu)a^2 + (1 + \nu)b^2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} d_i \\ d_e \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} f_i \\ f_e \end{Bmatrix} \quad (3.20)$$

em que e representa a espessura da camada, d_i é associado ao deslocamento nodal interno do elemento sólido (revestimento, cimentação ou formação) quando, na Equação 3.15, o raio (r) assume o valor de a ; e d_e corresponde ao deslocamento nodal externo quando é atribuído ao raio o valor b ; Δp_i é o incremento de pressão na face interna; Δp_e é o incremento de pressão na face externa; f_i é a força nodal interna, decorrente do aumento de pressão; e f_e é a força nodal externa, proporcionada pela ação da pressão externa.

Figura 32 – Representação das ações das pressões, forças e deslocamentos interno e externo em um revestimento ou cimento



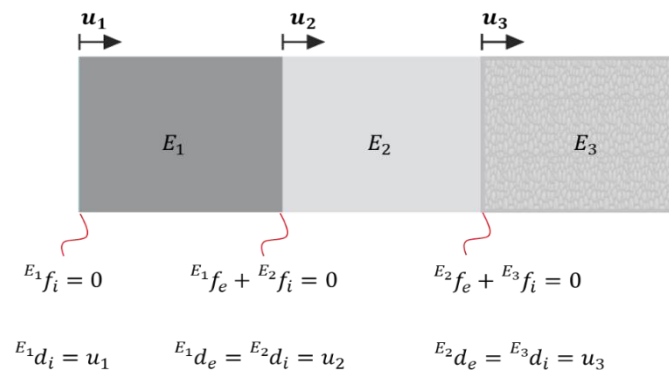
Fonte: Autor (2019).

Partindo desse pressuposto, pode-se considerar que para cada elemento de sólido existe uma matriz de rigidez que governa o comportamento interno da estrutura idealizada, assemelhando-se ao método dos deslocamentos. Essa matriz, segundo o teorema de Maxwell-Betti, apresenta a característica de ser simétrica, além de apresentar as condições de ligação em seus dois nós extremos, referentes ao grau de liberdade apresentado por cada nó, representados por d_i e d_e na Equação 3.20. Portanto, para cada elemento, considera-se que a matriz de rigidez do elemento ($k^{(E)}$) seja dada por

$$k_{2 \times 2}^{(E)} = \frac{E e}{(1 - \nu^2)(b^2 - a^2)} \begin{bmatrix} (1 + \nu)a^2 + (1 - \nu)b^2 & -2ab \\ -2ab & (1 - \nu)a^2 + (1 + \nu)b^2 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Quando existem vários elementos em um poço, como revestimentos, cimentações, entre outros, pode-se subdividir o domínio entre os elementos presentes, construindo funções associadas a cada elemento, desde que seja assegurada a continuidade dos elementos, expressando a aproximação em termos dos valores nodais. Então, partindo dessa premissa, ao considerar o domínio composto por três elementos, conforme representado na Figura 33, pode-se apresentar como matriz de rigidez global (K) a expressão apresentada na Equação 3.22.

Figura 33 – Domínio representado por mais de um elemento



Fonte: Autor (2019).

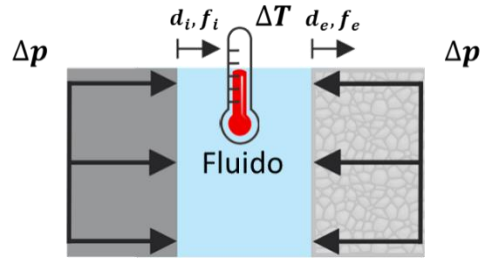
$$K_{4 \times 4} = \frac{E e}{(1 - \nu^2)(b^2 - a^2)} \begin{bmatrix} k_{11}^{(E1)} & k_{12}^{(E1)} & 0 & 0 \\ k_{21}^{(E1)} & k_{22}^{(E1)} + k_{11}^{(E2)} & k_{12}^{(E2)} & 0 \\ 0 & k_{12}^{(E2)} & k_{22}^{(E2)} + k_{11}^{(E3)} & k_{12}^{(E3)} \\ 0 & 0 & k_{21}^{(E3)} & k_{22}^{(E3)} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

em que $k_{m,n}^{(E_i)}$ representa os componentes da matriz de cada elemento, i refere-se ao elemento, m e n as linhas e colunas da matriz, respectivamente.

3.3.2 Deslocamentos associados à expansão do fluido

Ao considerar a expansão do fluido, decorrente do aumento térmico, ainda em conformidade com a solução elástica linear do deslocamento para um tubo de parede espessa, em consonância com a Equação 2.15, pode-se analisar as reações do tubo decorrente do incremento de pressão, conforme representado na Figura 34.

Figura 34 – Representação da ação da pressão decorrente do APB nos deslocamentos



Fonte: Autor (2019).

Como os revestimentos não são perfeitamente rígidos, a expansão do fluido pelo aumento térmico provoca o deslocamento radial de suas paredes. Ao adotar que os fluidos estão em uma camada com espessura definida, delimitados pelos revestimentos e que os mesmos se deslocam em decorrência dos esforços atuantes, por conseguinte, há a variação do volume do anular de forma acoplada entre o fluido e o espaço anular. Tendo em vista que o volume inicial do fluido presente no anular, para uma seção que apresenta espessura (e) e largura de um radiano, seja dado por $V = \frac{(b^2 - a^2) \cdot e}{2}$, a variação do volume, decorrente da ação da temperatura, é dada pela seguinte função: $\Delta V(d_i, d_e) = \frac{[(b + d_e)^2 - (a + d_i)^2] \cdot e}{2} - V$.

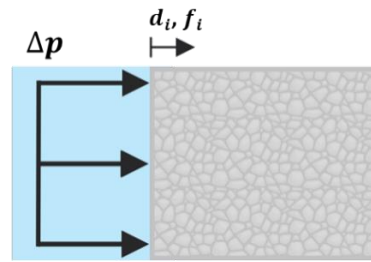
Tendo em vista que a pressão é dada pela razão da força, aplicada perpendicularmente sobre uma superfície, e que, quando se trata de um fluido, o incremento de pressão é distribuído igualmente em todas as faces do contorno que o contém, conforme apresentado na Figura 34, pode-se obter a seguinte expressão para a análise dos esforços atuantes no anular:

$$\begin{Bmatrix} f_i \\ f_e \end{Bmatrix} = \frac{\alpha \Delta T}{k} \begin{Bmatrix} a \\ -b \end{Bmatrix} - \frac{\Delta V(d_i, d_e)}{kV} \begin{Bmatrix} a \\ -b \end{Bmatrix} + \frac{1}{k_T V_l} \Delta V_l \begin{Bmatrix} a \\ -b \end{Bmatrix} \quad (3.23)$$

3.3.3 Deslocamento radial da formação por meio do modelo elástico linear

Ao adotar o contato da formação com o fluido, conforme ilustrado na Figura 35, observa-se que este, ao se expandir, proporciona atuação direta na formação, produzindo esforços que tendem a provocar o deslocamento radial na formação.

Figura 35 – Representação da ação da pressão, forças e deslocamento interno na formação



Fonte: Autor (2019).

Ao adotar que a formação apresenta um comportamento elástico linear, ao desconsiderar preliminarmente o seu comportamento viscoelástico, em consonância com a Equação 3.19, a expressão que caracteriza o deslocamento e os esforços na formação pode ser dada por

$$\frac{E}{1+\nu} e d_i = f_i \quad (3.24)$$

É importante observar que quando a formação está em contato com um sólido, a exemplo uma região cimentada, em relação a continuidade dos pontos nodais, o termo $\frac{E}{1+\nu}$ é adicionado ao último nó da matriz de rigidez dos elementos (Equação 22).

3.3.4 Deslocamento radial da formação por meio do modelo termomecânico aplicado ao modelo de Araújo (2012)

Tendo em vista o comportamento viscoelástico apresentado pelas rochas salinas, abordar-se-á o problema de condução térmica e acoplamento termomecânico, que se trata de um aperfeiçoamento do modelo mecânico axissimétrico unidimensional implementado modelo proposto por Araújo (2012), considerando, portanto, o acoplamento fraco do problema térmico juntamente com o problema mecânico, no qual apenas a atualização das variáveis do problema térmico se faz de maneira independente do problema mecânico.

O modelo proposto por Araújo (2012) utiliza um elemento finito axissimétrico desenvolvido para a simulação do comportamento viscoso de rochas salinas durante a perfuração de poços verticais, obtido a partir da equação constitutiva de mecanismo duplo de deformação em associação à solução do problema simplificado do cilindro elástico vazado. Trata-se de uma estratégia específica para a integração em seu domínio, utilizando um formato

de interpolação radial dos deslocamentos que propõe uma estratégia própria para a discretização do domínio, visando a otimização do tempo (ARAÚJO, 2012).

Portanto, para a utilização do modelo desenvolvido por Araújo (2012) e a realização do acoplamento termomecânico, deve-se ter o entendimento que os acontecimentos advindos da natureza não decorrem isoladamente dentro de sistemas bem definidos, posto que esses resultam da interação simultânea de diversos problemas. Por exemplo, ao considerar o problema termomecânico, o campo de temperatura de um corpo envolve deformações térmicas e mudanças nas propriedades mecânicas do material que, por sua vez, interfere no campo de deformações e de tensões. A variação do campo de tensões pode envolver uma geração interna de calor, associada a deformações plásticas, bem como o processo de deformação altera as propriedades térmicas do material.

No entanto, apesar da natureza acoplada dos fenômenos, é possível estudá-los como problemas isolados quando se identifica uma pequena contribuição que um determinado fenômeno sobre o outro.

Dadvand (2007) classifica o acoplamento em função do nível de interação entre os fenômenos, podendo ocorrer de forma fraca ou forte. O acoplamento fraco, também denominado de acoplamento em um único sentido, ocorre quando apenas um dos fenômenos interfere significativamente no outro. Já o acoplamento forte, esse acontece quando há uma interferência significativa dos fenômenos nos dois sentidos.

No problema termomecânico tratado neste estudo, considera-se que o problema térmico interfere diretamente no problema mecânico, quer seja na decomposição aditiva da deformação total dos pontos materiais em parcelas elástica, viscosa e térmica (LUBLINER, 2006), bem como na relação constitutiva viscosa do mecanismo duplo de deformação (COSTA; POIATE JUNIOR, 2008), na qual a temperatura no ponto material influencia na taxa de deformação viscosa corrente. No entanto, as interferências do problema mecânico sobre o problema térmico são consideradas desprezíveis.

Ao tratar o problema axissimétrico unidimensional, na direção radial, de condução térmica em um meio homogêneo e isotrópico. Para se chegar à equação governante de calor, impõe-se o balanço de energia (BERGMAN et al., 2011), ao adotar que a única forma de transferência de energia é por condução na direção radial em um pequeno volume de controle, que leva a

$$\begin{aligned}
q_r\left(r - \frac{\Delta r}{2}, t\right)\left(r - \frac{\Delta r}{2}\right)\Delta\theta\Delta z - q_r\left(r + \frac{\Delta r}{2}, t\right)\left(r + \frac{\Delta r}{2}\right)\Delta\theta\Delta z + \frac{\partial q(r, t)}{\partial t}r\Delta r\Delta\theta\Delta z \\
= \rho c_p \frac{\partial T(r, t)}{\partial t}r\Delta r\Delta\theta\Delta z
\end{aligned} \tag{3.25}$$

em que o componente radial da densidade de fluxo de calor q_r é considerado positivo quando entra no volume de controle. Na Equação 3.25 $\frac{\partial q}{\partial t}$ é a parcela prescrita da taxa de geração interna de energia térmica, a parcela à direita representa a mudança na energia térmica armazenada no volume de controle, ρ é a densidade de massa do material e c_p é a capacidade térmica específica do material.

Escrevendo-se o componente radial da densidade de fluxo de calor q_r nos limites $r \pm \frac{\Delta r}{2}$ em série de Taylor truncada no termo linear a partir das informações do ponto de referência em r , e substituindo-se na Equação 3.25, tem-se

$$\begin{aligned}
\left[q_r(r, t) - \frac{\partial q_r(r, t)}{\partial r} \frac{\Delta r}{2}\right]\left(r - \frac{\Delta r}{2}\right)\Delta\theta\Delta z - \left[q_r(r, t) + \frac{\partial q_r(r, t)}{\partial r} \frac{\Delta r}{2}\right]\left(r + \frac{\Delta r}{2}\right)\Delta\theta\Delta z \\
+ \frac{\partial q(r, t)}{\partial t}r\Delta r\Delta\theta\Delta z = \rho c_p \frac{\partial T(r, t)}{\partial t}r\Delta r\Delta\theta\Delta z
\end{aligned} \tag{3.26}$$

que simplificando pode ser escrita como

$$-\frac{q_r(r, t)}{r} - \frac{\partial q_r(r, t)}{\partial r} + \frac{\partial q(r, t)}{\partial t} = \rho c_p \frac{\partial T(r, t)}{\partial t} \tag{3.27}$$

Assumindo-se que o material um comportamento constitutivo que obedece a Lei de Fourier (BERGMAN et al., 2011), tem-se

$$q_r(r, t) = -k \frac{\partial T(r, t)}{\partial r} \tag{3.28}$$

em que k é a condutividade térmica do material homogêneo e isotrópico em pauta, parâmetro esse que mede a capacidade do material transferir energia térmica por condução.

Substituindo-se a Equação 3.28 na 3.27, chega-se à seguinte equação governante

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[k r \frac{\partial T(r, t)}{\partial r} \right] + \frac{\partial q}{\partial t}(r, t) = \rho c_p \frac{\partial T(r, t)}{\partial t} \quad (3.29)$$

que corresponde a uma equação diferencial parcial linear não homogênea com coeficientes variáveis, de segunda ordem na variável independente espacial r e de primeira ordem na variável independente temporal t . Conseqüentemente, para complementar essa equação governante, é necessário definir as condições de contorno e inicial do problema específico estudado.

Partindo do pressuposto que o problema de condução térmica axissimétrico unidimensional considerado é o de uma porção de altura unitária de um poço vertical, para a qual todo o fluxo ocorre exclusivamente na direção radial, que tem domínio inferior o raio interno R_i do poço e raio externo R_e , suficientemente grande para que se possa assumir fluxo radial zero.

Considera-se que todo o domínio se encontra inicialmente ($t = 0$) em uma temperatura uniforme \bar{T}_0 , ou seja,

$$T(r, 0) = \bar{T}_0 \quad (3.30)$$

a partir do qual se prescreve a temperatura na parede interna do poço por meio de uma função $\bar{T}(t)$ conhecida, ou seja,

$$T(R_i, t) = \bar{T}(t) \quad (3.31)$$

e que o componente radial da densidade do fluxo de calor é zero no limite externo do domínio ($r = R_e$), ou seja,

$$q_r(R_e, t) = -k \frac{\partial T(R_e, t)}{\partial r} = 0 \quad (3.32)$$

por ser considerado suficientemente afastado da parede interna do poço.

Com isso, têm-se caracterizadas as condições inicial e de contorno do problema. Neste problema de referência, considera-se ainda que não há nenhuma taxa prescrita de geração

interna de energia térmica, ou seja, $\frac{\partial q(r,t)}{\partial t} = 0$, fazendo-se com que a equação de calor passe a ser escrita como

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[k r \frac{\partial T(r,t)}{\partial r} \right] = \rho c_P \frac{\partial T(r,t)}{\partial t} \quad (3.33)$$

ou ainda

$$\rho c_P \frac{\partial T(r,t)}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[k r \frac{\partial T(r,t)}{\partial r} \right] = 0 \quad (3.34)$$

A Equação 3.34 de calor, juntamente com as condições inicial, expressa pela Equação 3.30 e de contorno, expressas pelas Equações 3.31 e 3.32, são resolvidas numericamente, considerando-se inicialmente a abordagem geral do método dos resíduos ponderados (FINLAYSON, 1972).

Uma vez que se admite aproximação para o campo de temperatura $T(r,t)$, em que as condições inicial e de contorno na parede interna do poço são atendidas, ponderam-se, em um instante qualquer t , os resíduos gerados pela equação governante de calor e pela condição de contorno no limite externo do domínio ($r = R_e$) na forma

$$\int_{R_i}^{R_e} \left\{ \rho c_P \frac{\partial T(r,t)}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[k r \frac{\partial T(r,t)}{\partial r} \right] \right\} W_i r dr + k R_e \frac{\partial T(R_e,t)}{\partial r} W_i(R_e) = 0 \quad (3.35)$$

ou

$$\int_{R_i}^{R_e} \left\{ r \rho c_P \frac{\partial T(r,t)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial r} \left[k r \frac{\partial T(r,t)}{\partial r} \right] \right\} W_i dr + k R_e \frac{\partial T(R_e,t)}{\partial r} W_i(R_e) = 0 \quad (3.36)$$

Integrando por partes a segunda parcela do integrando da Equação 3.36, assumindo-se que k é constante, resulta em

$$\int_{R_i}^{R_e} \left[r \rho c_p \frac{\partial T(r, t)}{\partial t} W_i + kr \frac{\partial T(r, t)}{\partial r} \frac{dW_i}{dr} \right] dr - kr \frac{\partial T(r, t)}{\partial r} W_i \Big|_{R_i}^{R_e} + kr \frac{\partial T(R_e, t)}{\partial r} W_i(R_e) = 0 \quad (3.37)$$

ou

$$\int_{R_i}^{R_e} \left[r \rho c_p \frac{\partial T(r, t)}{\partial t} W_i \right] dr + \int_{R_i}^{R_e} \left[kr \frac{\partial T(r, t)}{\partial r} \frac{dW_i}{dr} \right] dr + R_i q_r(R_i, t) W_i(R_i) = 0 \quad (3.38)$$

Admitindo-se a interpolação do campo de temperatura na forma

$$T(r, t) = \sum_j W_j(r) T_j(t) \quad (3.39)$$

na qual T_j são os graus de liberdade térmicos (temperaturas) do modelo, e substituindo na Equação 3.38, tem-se

$$\sum_j \left[\int_{R_i}^{R_e} (r \rho c_p W_j W_i) dr \right] \dot{T}_j(t) + \left[\int_{R_i}^{R_e} \left(kr \frac{\partial W_j}{\partial r} \frac{\partial W_i}{\partial r} \right) dr \right] T_j(t) + R_i q_r(R_i, t) W_i(R_i) = 0 \quad (3.40)$$

que, em notação matricial compacta, leva a

$$[C]\{\dot{T}\} + [H]\{T\} + \{f\} = \{0\} \quad (3.41)$$

na qual $[C]$ é a matriz de capacidade térmica e $[H]$ é a matriz de condutividade térmica.

As funções W_i de ponderação e de interpolação empregadas são as clássicas funções polinomiais do método dos elementos finitos (ZIENKIEWICZ; TAYLOR; ZHU, 2005).

Em particular, para esta formulação, as funções W_i escolhidas são aquelas associadas aos elementos quadráticos de três nós. Os nós da discretização empregada nesta formulação são numerados em ordem crescente da parede interna do poço ($r = R_i$), no qual se prescreve todo

o histórico de temperatura, indicado na Equação 3.31, em direção ao limite externo do domínio ($r = R_e$).

Para a integração temporal, considera-se a Equação 3.41 do sistema discreto, agora desmembrada em relação ao grau de liberdade térmico (temperatura) do nó da parede interna do poço e dos demais graus de liberdade térmicos do modelo, ou seja,

$$\begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} \\ C_{21} & C_{22} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \dot{T}_1 \\ \dot{T}_2 \end{Bmatrix} + \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} \\ H_{21} & H_{22} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} T_1 \\ T_2 \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} f_1 \\ f_2 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0 \\ 0 \end{Bmatrix} \quad (3.42)$$

que consiste em um sistema de equações diferenciais ordinárias lineares, que deverá ser integrado numericamente do instante inicial de observação ($t = 0$) até um tempo final de interesse, em um procedimento que apresenta amostras discretas do vetor dos graus de liberdade térmicos (temperaturas nodais) ao longo do domínio temporal.

Como o grau de liberdade térmico do nó da parede interna do poço tem todo o histórico prescrito, expresso na Equação 3.31, e como nos demais nós o fluxo é zero, o que leva a $\{f_2\} = \{0\}$, reduz-se o sistema anterior para o conjunto de graus de liberdade térmicos de fato desconhecidos $\{T_2\}$, chegando-se a

$$[C_{22}]\{\dot{T}_2\} + [H_{22}]\{T_2\} + \{C_{21}\}\dot{T}_1 + \{H_{21}\}T_1 = \{0\} \quad (3.43)$$

que é válida para qualquer instante de tempo.

Para geração da equação de recorrência do procedimento de integração numérica da Equação 5.43, inicialmente somam-se ponderações dessa equação nos instantes t e $t + \Delta t$ por $1 - \beta$ e β , respectivamente, levando-se a

$$\begin{aligned} [C_{22}] \left((1 - \beta)\{\dot{T}_2\}^t + \beta\{\dot{T}_2\}^{t+\Delta t} \right) + [H_{22}] \left((1 - \beta)\{T_2\}^t + \beta\{T_2\}^{t+\Delta t} \right) \\ + \{C_{21}\} \left((1 - \beta)\dot{T}_1^t + \beta\dot{T}_1^{t+\Delta t} \right) + \{H_{21}\} \left((1 - \beta)T_1^t + \beta T_1^{t+\Delta t} \right) \\ = \{0\} \end{aligned} \quad (3.44)$$

em que $0 \leq \beta \leq 1$, cuja escolha leva a diferentes algoritmos de integração (COOK et al., 2002). Nesta formulação, adota-se $\beta = 1/2$, que corresponde ao algoritmo de Crank-Nicolson, ou regra do trapézio, que é incondicionalmente estável e tem precisão de segunda ordem (CRANK;

NICOLSON, 1947). Ainda em relação à Equação 3.44, Δt é o incremento de tempo, a princípio definido pelo usuário, que controla as amostras discretas calculadas do vetor dos graus de liberdade térmicos (temperaturas nodais) ao longo do domínio temporal.

Em seguida, a soma ponderada das derivadas temporais $\{\dot{T}_2\}$ presentes na Equação 3.44 é admitida como o valor médio da derivada temporal no intervalo de tempo $[t, t + \Delta t]$, ou seja,

$$\frac{\{T_2\}^{t+\Delta t} - \{T_2\}^t}{\Delta t} = (1 - \beta)\{\dot{T}_2\}^t + \beta\{\dot{T}_2\}^{t+\Delta t} \quad (3.45)$$

Apesar do histórico de temperatura T_1 , bem como a correspondente taxa, ser prescrito no problema em pauta, ainda assim, assume-se a mesma aproximação anterior para a soma ponderada das derivadas temporais \dot{T}_1 presentes na Equação 3.44, ou seja,

$$\frac{T_1^{t+\Delta t} - T_1^t}{\Delta t} = (1 - \beta)\dot{T}_1^t + \beta\dot{T}_1^{t+\Delta t} \quad (3.46)$$

sendo necessário apenas prescrever o histórico da temperatura T_1 .

Aplicando-se essas aproximações na Equação 3.44, chega-se à equação de recorrência do algoritmo de integração numérica temporal desta formulação no formato

$$\begin{aligned} & ([C_{22}] + \Delta t\beta[H_{22}])\{T_2\}^{t+\Delta t} \\ & = (\{C_{21}\} - \Delta t(1 - \beta)\{H_{21}\})T_1^t - (\{C_{21}\} + \Delta t\beta\{H_{21}\})T_1^{t+\Delta t} \\ & + ([C_{22}] - \Delta t(1 - \beta)[H_{22}])\{T_2\}^t \end{aligned} \quad (3.47)$$

que permite evoluir de forma explícita com o vetor de incógnitas $\{T_2\}$ no instante de tempo $t + \Delta t$ a partir do conhecimento desse vetor no instante de tempo t , bem como da temperatura prescrita T_1 nos instantes de tempo t e $t + \Delta t$.

3.3.5 Atualização da densidade a partir dos incrementos de pressão e temperatura

Conforme já apresentado, sabe-se que Zamora et al. (2013) realizaram análises de regressão com dados obtidos dos ensaios de PVT com uma equação polinomial de segunda ordem para determinar a massa específica do fluido em função da pressão e temperatura. Partindo, primeiramente, que no estado inicial o perfil de temperatura é conhecido e que, após

definida a composição do fluido, pode-se conhecer o perfil de pressão hidrostática, utilizando como base a integração do peso específico dos fluidos compreendidos na região de interesse, dependente da densidade das bases que o compõem, da seguinte forma:

$$p_h = \int \gamma_l(p, T) dL \quad (3.48)$$

ou

$$\int dp_h = 0,1704 \int \rho_l(p, T) dL \quad (3.49)$$

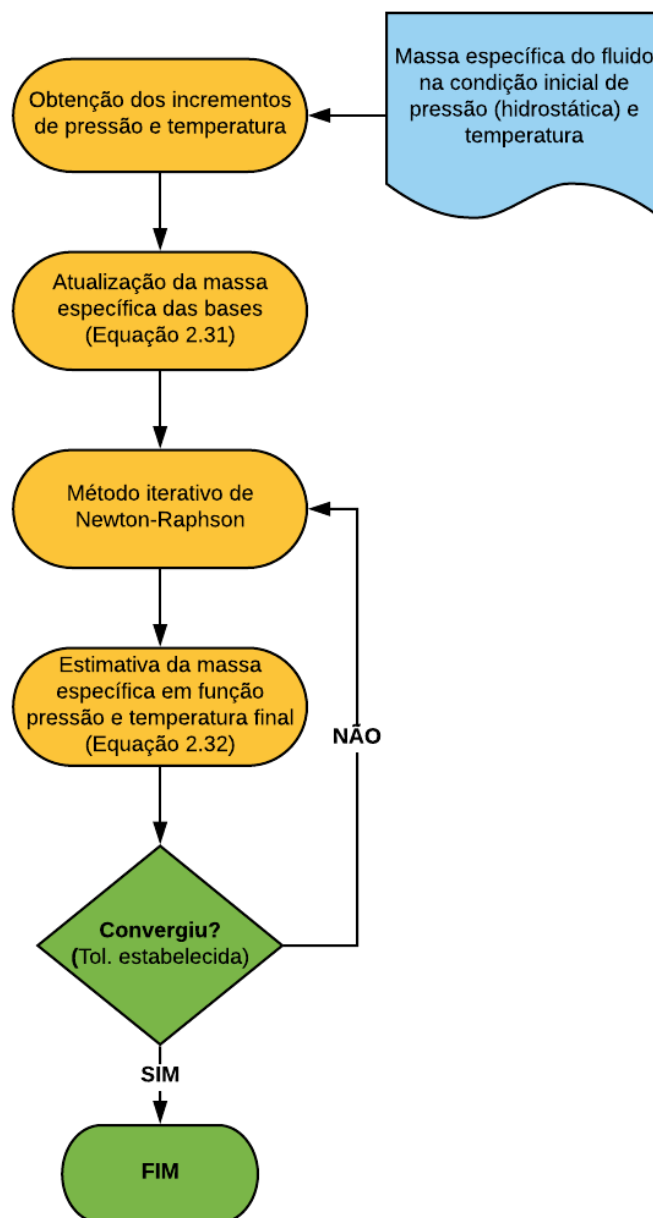
em que 0,1704 é um fator de conversão (para a pressão em *psi*, densidade em *lb/gal* e a profundidade em metros), p_h é a pressão hidrostática do fluido no anular em *psi*, ρ_l é a massa específica do fluido em *ppg(lb/gal)* e dL é a profundidade diferencial expressa em metros. Conhecendo-se a temperatura, o perfil de pressão, pode-se estimar a massa específica do fluido na condição inicial a partir de sua composição utilizando as Equações 2.38 e 2.39.

Do conhecimento da densidade, estimada inicialmente, do incremento térmico e da estimativa da pressão, pode-se atualizar a densidade das bases e posteriormente fazer a aplicação do método iterativo de Newton-Raphson para recalcular a massa específica até que ocorra a convergência para cada profundidade de influência em análise, dentro de uma tolerância estabelecida.

Observa-se que após o incremento térmico, considera-se que a pressão atingirá uma nova condição de equilíbrio (dada por $p_h + \Delta p$), portanto, a massa específica do fluido também atingirá um novo estado de equilíbrio, estimado a partir da condição inicial, portanto, utilizando-se um método iterativo associado às Equações 2.38 e 2.39 e aos valor das constantes resultantes do estudo de Zamora et al. (2013) para obter a nova configuração das densidades.

Destaca-se que o estudo de Perez (2015) traz uma explicação mais detalhada sobre a atualização das densidades e do método de Newton-Raphson aplicado ao estudo de Zamora et al. (2013), embora seja necessário atentar para algumas adequações às equações apresentadas. Apesar desse processo não seja pormenorizado nesta Seção, apresenta-se na Figura 36 um fluxograma que resume os procedimentos adotados na atualização da massa específica.

Figura 36 – Fluxograma de atualização da massa específica



Fonte: Autor (2019).

3.3.6 Atualização do coeficiente de expansão térmica e da compressibilidade

Embora alguns pesquisadores considerem o coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade isotérmica dos líquidos constantes, isto não está de acordo com a realidade, haja vista que estes parâmetros são dependentes das condições de temperatura e pressão, ainda que a temperatura apresente maior influência que a pressão (OUDEMAN E KEREM, 2004).

Ao considerar que o coeficiente de expansão térmica, assim como a compressibilidade isotérmica, é definido em função da densidade, conforme apresentado na Equação 2.8. Para um

fluido de perfuração constituído por apenas uma base, ao atentar a Equação 2.38, pode-se atualizar o coeficiente de expansão térmica de acordo com a pressão, temperatura e composição do fluido da seguinte forma:

$$\alpha \equiv -\frac{a_2 + b_2 p + c_2 p^2}{\rho_{base}} \quad (3.50)$$

Para um fluido composicional, constituído por frações de sólidos, químicos e bases diferentes, o coeficiente de expansão térmica, segundo Equação 2.39, pode ser obtido por

$$\alpha \equiv -\frac{1}{\rho(p, T)} \left\{ \frac{\rho_1}{\left(1 + f_0 \left(\frac{\rho_{o1}}{\rho_{o2}} - 1\right) + f_w \left(\frac{\rho_{w1}}{\rho_{w2}} - 1\right)\right)^2 \left[\frac{A_1}{A_2} + \frac{B_1}{B_2}\right]} \right\} \quad (3.51)$$

em que

$$A_1 = f_o \rho_{o1} \left(\frac{1}{\rho_{o2}^2} (a_{o2} + b_{o2} p + c_{o2} p^2) \right) \quad (3.52)$$

$$A_2 = [(a_{o1} + b_{o1} p + c_{o1} p^2) + (a_{o2} + b_{o2} p + c_{o2} p^2) T]^2 \quad (3.53)$$

$$B_1 = f_w \rho_{w1} \left(\frac{1}{\rho_{w2}^2} (a_{w2} + b_{w2} p + c_{w2} p^2) \right) \quad (3.54)$$

$$B_2 = [(a_{w1} + b_{w1} p + c_{w1} p^2) + (a_{w2} + b_{w2} p + c_{w2} p^2) T]^2 \quad (3.55)$$

Para um fluido constituído por apenas uma base, a compressibilidade, conforme as Equações 2.13 e 2.38 pode ser obtida por

$$k_T \equiv \frac{b_1 + 2c_1 p + (b_2 + 2c_2 p) T}{\rho_{base}} \quad (3.56)$$

De acordo com as Equações 2.12 e 2.39, a compressibilidade, para um fluido composicional, pode ser obtida por

$$k_T \equiv -\frac{1}{\rho(p, T)} \left\{ \frac{\rho_1}{\left(1 + f_0 \left(\frac{\rho_{o1}}{\rho_{o2}} - 1\right) + f_w \left(\frac{\rho_{w1}}{\rho_{w2}} - 1\right)\right)^2} \left[\frac{C_1}{C_2} + \frac{D}{D_2} \right] \right\} \quad (3.57)$$

em que

$$C_1 = f_o \rho_{o1} \left(\frac{1}{\rho_{o2}^2} b_{o1} + 2c_{o1}p + (b_{o2} + 2c_{o2}p)T \right) \quad (3.58)$$

$$C_2 = [(a_{o1} + b_{o1}p + c_{o1}p^2) + (a_{o2} + b_{o2}p + c_{o2}p^2)T]^2 \quad (3.59)$$

$$D_1 = f_w \rho_{w1} \left(\frac{1}{\rho_{w2}^2} b_{w1} + 2c_{w1}p + (b_{w2} + 2c_{w2}p)T \right) \quad (3.60)$$

$$D_2 = [(a_{w1} + b_{w1}p + c_{w1}p^2) + (a_{w2} + b_{w2}p + c_{w2}p^2)T]^2 \quad (3.61)$$

Levando em consideração que a densidade do fluido de perfuração varia de acordo com seus constituintes, pressão e temperatura, a atualização do coeficiente de expansão térmica e da compressibilidade, pode ser uma alternativa para obter resultados mais acurados dos incrementos/decrementos de pressão e volume, de acordo com as características dos fluidos confinados e do perfil de produção em um poço de petróleo.

3.4 Modelo axissimétrico multicamadas

Para essa abordagem, considera-se como multicamada o acoplamento de mais de uma camada do modelo axissimétrico com espessura da camada variável, que possuem suas estruturas contíguas e/ou fluidos que compartilham o mesmo anular, sujeitos a incrementos de temperaturas distintos em que, em razão de estarem confinados em uma estrutura em comum, permutam de volumes de fluido até que o equilíbrio seja atingido, de modo que o incremento

pressão em cada anular, independentemente da localização das camadas constituintes, sejam iguais.

Para essa abordagem, parte-se do pressuposto que um poço pode possuir diversas configurações, dispondo de revestimentos, cimentação, anulares e fluidos com diferentes propriedades, dimensões e profundidades. Diante dessa afirmativa, para que o acoplamento entre as camadas seja garantido, algumas condições devem ser atendidas. Ao adotar que duas camadas contíguas possuem um anular em comum, as seguintes condições devem ser atendidas:

$$\begin{cases} \Delta p_1 - \Delta p_2 = 0 \\ \Delta M_{l_1} + \Delta M_{l_2} = 0 \end{cases} \quad (3.62)$$

em que a diferença entre a pressão da primeira camada (Δp_1) e a segunda Δp_2 deve ser igual a zero, ou seja, não existe diferença entre as pressões entre camadas contíguas, além de a soma da variação entre as massas de fluidos permutadas da primeira camada (ΔM_{l_1}) e da segunda (ΔM_{l_2}) deve ser igual a zero. Partindo dessa premissa, compreendendo-se que o volume de líquido presente em um anular, no modelo axissimétrico, é igual ao que o contém e que massa do fluido é igual ao produto entre a sua massa específica e seu volume, pode-se adequar a Equação 2.15 da seguinte forma:

$$\Delta p = \frac{1}{k_T} \left(\alpha \Delta T - \frac{\Delta V}{V} + \frac{\Delta M_l}{\rho_l(p_2, T_2)V} \right) \quad (3.63)$$

Ao considerar que as condições estabelecidas na Equação 3.62 constituem um sistema linear, compreende-se que sua solução pode ser dada da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\rho_{l_1}(p_2, T_2)V_1} & \frac{1}{\rho_{l_2}(p_2, T_2)V_2} \\ 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \Delta M_{l_1} \\ \Delta M_{l_2} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \alpha \Delta T_1 - \alpha \Delta T_2 + \frac{\Delta V_2}{V_2} - \frac{\Delta V_1}{V_1} \\ 0 \end{Bmatrix} \quad (3.64)$$

em que $\rho_{l_1}(p_2, T_2)$ refere-se a massa específica da primeira camada e $\rho_{l_2}(p_2, T_2)$ relaciona-se com a segunda, já considerando a nova condição de pressão e temperatura, decorrente do incremento térmico.

Ao admitir o primeiro e terceiro termos da Equação 3.64 como Km_l e fm_l , respectivamente, pode-se simplificar esse sistema como

$$\begin{Bmatrix} \Delta M_{l_1} \\ \Delta M_{l_2} \end{Bmatrix} = [K m_l]^{-1} \{f m_l\} \quad (3.65)$$

Essa expressão pode ser generalizada da seguinte forma:

$$\begin{Bmatrix} \Delta M_{l_{ij}} \\ \Delta M_{l_{i+1,j}} \end{Bmatrix} = [K m_l]^{-1} \{f m_l\} \quad (3.66)$$

em que o subscrito i representa a camada e j representa o anular correspondente.

Observa-se que, em detrimento das permutações de massa, a pressão irá variar até atingir um estado em que as pressões nas camadas contíguas se equilibrarão. Portanto, para que isto ocorra, utiliza-se um método iterativo global para o equilíbrio das pressões, dentro de uma tolerância preestabelecida.

3.5 Equação global e o processo de solução

Observa-se que as equações envolvidas na solução desse modelo formam um sistema de equações não lineares no vetor de deslocamento, sendo uma função que relaciona os deslocamentos à temperatura prescrita, em um processo incremental no tempo, dado por $\{f(\{u\}, \{\rho_{fl}\}, \{\overline{\Delta T}\})\} = \{0\}$. Diante disso, como estratégia de solução, utiliza-se o método iterativo de Newton-Raphson para obtenção dos deslocamentos, por meio do sistema dado por

$$\{f(\{u\}, \{\rho_{fl}\}, \{\overline{\Delta T}\})\} = [K]\{u\} + \{f^{\overline{\Delta T}}\} + \{f^{\overline{\sigma}_a}\} + \{f^{\overline{p}_h}\} + \{f^{\overline{\alpha\Delta T}}\} + \{f^{\Delta V}(\{u\}, \{\rho_l\})\} \quad (3.67)$$

em que $[K]$ é a matriz global de rigidez das partes sólidas, referentes ao revestimento, cimentação e formação; $\{f^{\overline{\Delta T}}\}$ é o vetor global de forças internas de deformação térmica dos anulares; $\{f^{\overline{\sigma}_a}\}$ é vetor global de forças internas de tensões axiais nos revestimentos; $\{f^{\overline{p}_h}\}$ é vetor global de forças internas da pressão hidrostática dos fluidos; $\{f^{\overline{\alpha\Delta T}}\}$ é vetor global de forças internas da pressão hidrostática dos fluidos e da formação; e $\{f^{\Delta V}(\{u\}, \{\rho_l\})\}$ é o vetor global de forças internas da deformação volumétrica dos anulares (não linear em $\{u\}$). Convém ressaltar que métodos iterativos são aplicados em outras situações, inclusive, evidencia-se que a cada incremento de temperatura existem processos para a convergência relacionados à

densidade em função da profundidade, permutação entre fluidos de camadas adjacentes e entre pressões em um mesmo anular.

Para a solução do método iterativo é necessária, ante a não linearidade de $\{f^{\Delta V}(\{u\}, \{\rho_{fl}\})\}$, a atualização da matriz Jacobiana ($J(\{u\})$), apresentada por

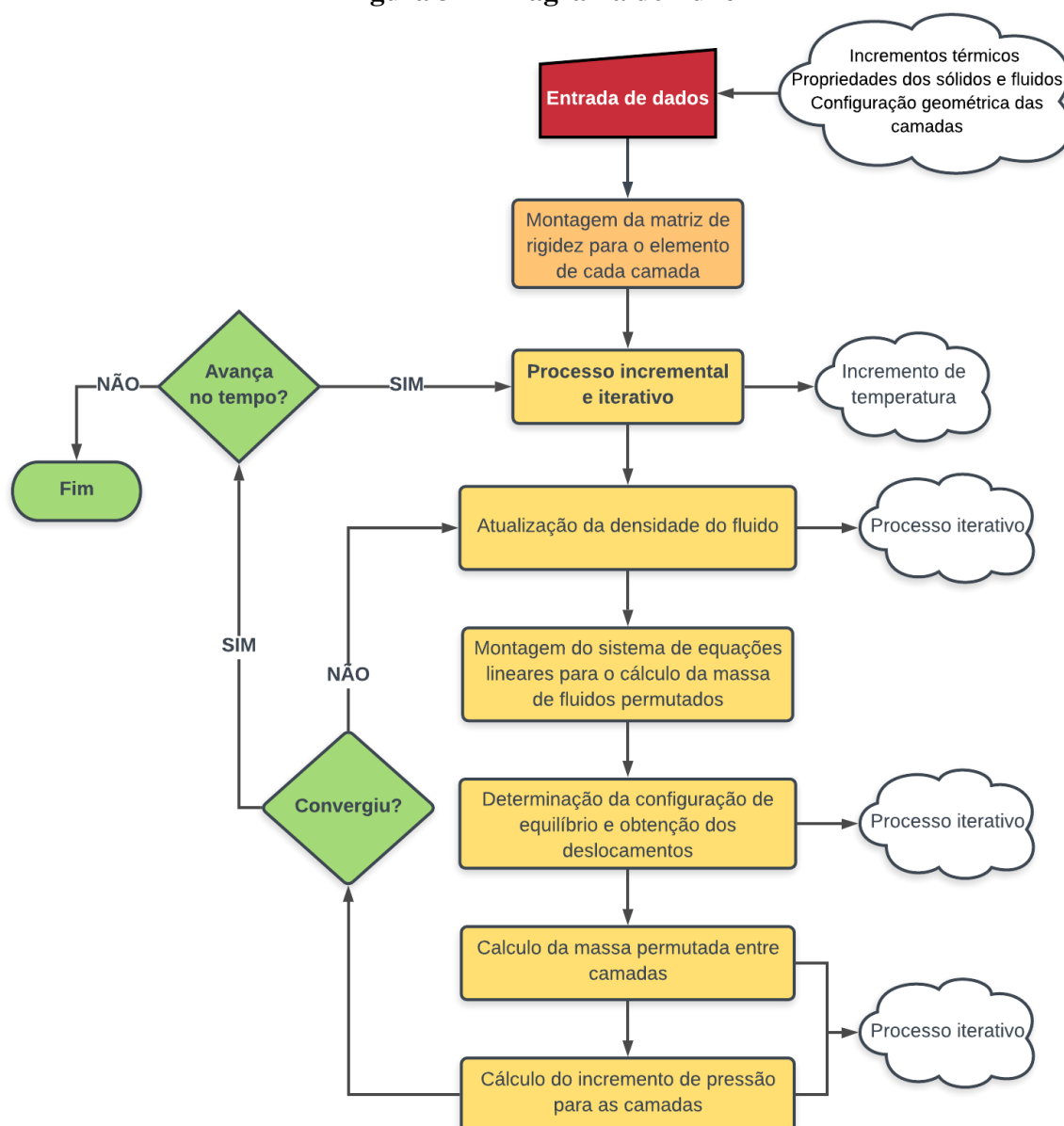
$$J(\{u\}) = \frac{\partial\{f(\{u\}, \{\rho_{fl}\}, \{\overline{\Delta T}\})\}}{\partial\{u\}} = [K] + \frac{\partial\{f^{\Delta V}(\{u\}, \{\rho_{fl}\})\}}{\partial\{u\}} \quad (3.68)$$

3.6 Diagrama de fluxo

A Figura 37 apresenta o fluxograma do modelo implementado para obtenção dos cálculos necessários para a convergência e obtenção da pressão, associada à prescrição do incremento de temperatura nos anulares do poço. Observa-se, na mesma figura, que os processos iterativos se encontram explicitados, em que são enfatizados, ao caso em tela, praticamente quatro processos iterativos, consoante apresentados abaixo:

- a) atualização da densidade do fluido;
- b) obtenção da condição de equilíbrio e cálculo dos deslocamentos;
- c) equilíbrio da pressão e fluidos permutados entre camadas; e
- d) processo incremental e iterativo, disparado pelo aumento térmico para um determinado passo de tempo.

Figura 37 – Diagrama de fluxo



Fonte: Autor (2019).

3.7 Modelagem computacional

Neste capítulo foram desenvolvidos métodos e equações envolvidas na simulação numérica para o estudo do fenômeno do APB, por meio de uma abordagem unidimensional axissimétrica multicamadas. Mediante de uma evolução sequencial, partiu-se de uma modelagem unidimensional a começar pelo estudo de uma seção com espessura unitária para o de acoplamento de várias camadas com espessura variável, permitindo, assim, que houvesse a redução da complexidade da discretização do domínio, fato que pode proporcionar a redução

no tempo de processamento das simulações numéricas e, por conseguinte, a obtenção vertiginosa dos resultados associados a análise do APB.

Salienta-se que o este estudo não contempla o processo de retirada de rocha, correspondente a etapa de perfuração de poços, pois parte-se do pressuposto que o poço já se encontra revestido e cimentado, preparado ou não para a produção, visto que o APB pode surgir pela circulação de fluidos aquecidos de camadas sotopostas ou pelo deslocamento da rocha salina, decorrente do fenômeno da fluência. Considera-se então, que o poço se encontra preenchido por fluidos de perfuração com propriedades diversificadas, podendo-se apresentar composição, propriedades e massas molares fixas ou baseadas nas composição do fluido, associadas às condições de temperatura e pressão a que o fluido está submetido, como por exemplo, o modelo composicional, em que é feita a utilização dos parâmetros associados ao estudo de Zamora et al. (2013).

Consoante com o que foi desenvolvido, permite-se que a formação rochosa seja regida por duas relações constitutivas, a elástica linear e do modelo físico do mecanismo duplo de deformação. Enfatiza-se que vários materiais ou elementos no interior do poço são regidos pelo modelo elástico linear, a exemplo a cimentação, revestimentos e alguns tipos de rochas, além disso algumas literaturas adotam esse modelo para o cálculo do incremento de pressão decorrente do aumento da temperatura em poços de petróleo (HALAL e MITCHELL, 1994; OUDEMAN e BACAREZZA, 1995; OUDEMAN e KEREM, 2004). O mecanismo duplo de deformação é utilizado em virtude da existência de diversas produções acadêmicas relacionadas ao comportamento viscoelástico do sal, as quais fazem uso da equação de fluência para o estudo de rochas salinas, principalmente associadas à indústria do petróleo, obtendo bons resultados quando comparados às respostas *in-situ* (COSTA e POIATE, 2008; ARAÚJO, 2012; ALMEIDA, 2016).

Em consideração ao comportamento viscoelástico apresentado pelas rochas salinas, utiliza-se para a geração dos deslocamentos no raio interno da rocha, o modelo mecânico axissimétrico unidimensional desenvolvido e implementado modelo por Araújo (2012), incluindo o problema de condução térmica com o acoplamento termomecânico, conforme já relatado.

Partindo do pressuposto, que o poço de petróleo pode possuir configurações diversas, tais como a inclusão de múltiplos anulares, configurações geométricas com intercalações de fluidos e elementos diferentes, profundidades, além de revestimentos com propriedades elásticas e térmicas distintas. Parte-se da ideia que é fundamental fornecer informações sobre os dados geométricos e esquemas dos elementos pertencentes ao poço, profundidades de

interesse, características litológicas e dos fluidos. Portanto, define-se ou subdivide-se o esquema geométrico em profundidades de influência para o fornecimento dos parâmetros relacionados a cada cota. Infere-se quanto melhor discretizado, melhor a qualidade do resultado.

Com base nessa afirmação, necessita-se fornecer, como dados de entrada, os seguintes detalhes: tolerância relacionada a convergência para os métodos iterativos; incremento e tempo total da simulação numérica; dados relacionados aos incrementos para a função de aumento da temperatura; parâmetros elásticos e térmicos sobre os elementos internos do poço; tipo de relação constitutiva e propriedades relacionadas às rochas; tipo de fluido a ser utilizado, optando-se por apresentar os valores de densidade, coeficiente de expansão térmica isobárica e a compressibilidade isotérmica, ou o cálculo desses parâmetros por meio do fornecimento de informações sobre o fluido composicional, segundo apresentado no estudo de Zamora et al. (2013), que por meio de dados dos fluidos, permite-se a inserção ou cálculo da massa específica do fluido na cota desejada, correspondente a profundidade de influência; detalhes sobre a configuração geométrica do poço, fornecendo metodicamente, em uma sequência lógica, os dados sobre os raios internos dos elementos do poço, além de tensões axiais aplicadas ao revestimento; profundidade das camadas de influência; tensão geostática; e profundidade efetiva da camada de influência.

Após realizada a simulação, obtém-se como dados de saída os seguintes resultados: temperatura, pressão, deslocamento nodal dos elementos sólidos, variação de volume, massa permutada entre camadas e opcionalmente a compressibilidade isotérmica, coeficiente de expansão térmica e massa específica do fluido, que são obtidos para cada incremento de tempo. Ressalta-se que, com exceção do deslocamento nodal dos elementos sólidos, o resultado é apresentado para cada anular, em cada instante de tempo.

4 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados da modelagem numérica, baseados em cenários distintos para a investigação do fenômeno do APB. Portanto, para analisar a qualidade e realizar a verificação ou validação dos resultados, recorre-se a três cenários, sendo dois obtidos por meio do estudo apresentado por Santos (2017), em que apresenta análise do APB em uma configuração básica de um poço de petróleo, embora seja com a modelagem axissimétrica multicamadas; e o outro cenário traz a comparação do resultado da modelagem simplificada de uma seção unidimensional axissimétrica de uma rocha, por meio de um modelo numérico construído no *software* ABAQUS, utilizando o método dos elementos finitos associado ao modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação, que é comparado ao resultado da modelagem termomecânica desenvolvida nesse estudo.

Os três cenários apresentados para a validação dos resultados, assim como os demais a serem desenvolvidos, são implementados na linguagem de programação C++, embora a ilustração gráfica seja gerada no *software* MATLAB. Salienta-se que as simulações numéricas foram executadas em uma máquina com sistema operacional Windows 10 64 bits, processador Intel Core i7-9750H, 2,60 GHz e memória RAM de 16 GB.

A solução dos cenários para validação, são comparadas com os resultados definidos pela literatura ou *softwares* referenciados, em que a erro percentual relativo percentual entre esses e a solução do modelo proposto por esse estudo, são dadas por

$$E(\%) = 100 \left(\frac{APB_{MP} - APB_{LS}}{APB_{LS}} \right) \quad (3.69)$$

em que $E(\%)$ se refere à diferença ou erro percentual relativo entre os resultados, APB_{MP} se trata do resultado obtido pelo modelo proposto por esse estudo e APB_{LS} os valores apresentados pela literatura ou *softwares* de referência.

Ressalta-se novamente que, por questões didáticas, a etapa de validação acontecerá de duas formas, uma constituída por dois cenários que abordam o modelo puramente elástico, de acordo com o estudo apresentado por Santos (2017), e a outra, baseado no modelo viscoelástico desenvolvido no *software* ABAQUS.

Após a etapa de verificação, apresentar-se-á um cenário paramétrico hipotético baseado em um esquema de poço convencional, em que serão simulados casos aplicados a um modelo termomecânico axissimétrico simplificado a partir de uma seção representativa de um

poço de petróleo. Neste cenário serão adotadas diferentes condições definidas em 10 casos, de acordo com o que pode ser desenvolvido com a modelagem matemática concebida nesse estudo. Tais condições envolvem a consideração da formação com comportamento pelo modelo elástico linear ou descrita pelo mecanismo duplo de deformação, como também é incluído o efeito da atualização da densidade e o cálculo do coeficiente de expansão térmica em conjunto com a compressibilidade isotérmica, obtidos de acordo com a pressão e temperatura a que o fluido estiver submetido. Ainda, em complemento, faz-se uma simulação envolvendo o APB do sal, condição em que poço, sem estar em produção, apresenta aumento da pressão por conta da redução de volume na seção de poço aberto, por decorrência do movimento de fluência da formação, sentido rocha-poço, proporcionando uma compressão do fluido confinado no anular.

Como evolução do cenário anterior, reproduz-se outros, já utilizando a modelagem de multicamadas por meio da definição do esquema básico do projeto e esquema de poço, em que constam os detalhes inerentes aos diâmetros de fases e revestimentos, topos de cimento nos anulares, cargas de projeto, fluido de perfuração, modelo de produção e outros fatores intrínsecos ao modelo adotado. Ressalta-se que as geometrias e características, assim como os resultados, serão apresentados para cada caso ou cenários.

Conforme discorrido em seções anteriores, o estudo e a análise da transferência de calor entre os elementos internos de um poço fogem ao escopo deste estudo, portanto é considerado, em alguns casos, que o aumento térmico não acontece de forma repentina nos anulares, portanto, adota-se uma função hiperbólica para o aumento gradativo da temperatura, com o objetivo de representar a troca de calor entre a coluna de produção e os espaços anulares do poço de petróleo. A função para o aumento da temperatura é uma adaptação da equação apresentada por Duncan e Chang (1970), cuja aplicação foi voltada para a análise de tensões e deformações em solos. Tal expressão é dada por

$$T(t) = \Delta T_{max} \frac{t - t_{ac}}{(t - t_{ac}) + t_{lim}} \quad (3.70)$$

em que $T(t)$ é a temperatura em função do tempo, t é o tempo, t_{lim} é um parâmetro que relaciona o tempo limite para o aumento da temperatura, t_{ac} é o tempo de acomodação utilizado para simular a acomodação dos elementos e da formação antes de iniciar a produção e ΔT_{max} é incremento final de temperatura a ser obtida no término dos passos de tempo. Esta função é adotada em todos os cenários de estudo, após a etapa de validação, cujos parâmetros serão explicitados em momento oportuno.

4.1 Verificação do modelo elástico

Baseado no estudo de Santos (2017), opta-se por apresentar as premissas adotadas para a aplicação dos modelos matemáticos empregados pelo autor, que foram o objeto do estudo proposto por ele. Os métodos foram baseados em dois métodos analíticos e um semianalítico, conforme será apresentado em seguida, exibindo-se o ordenamento das modelagens adotado pelo autor.

a) Modelagem analítica baseada no estudo de Oudeman e Kerem (2004)

Esse modelo foi proposto baseado nas equações e métodos adotados por Oudeman e Kerem (2004). Este modelo traz a modelagem baseada na Equação 2.15, que considera revestimentos indeformáveis quando cimentados, expansão fluido-anular e influxo/efluxo de fluidos, como já mencionado. Diante da dificuldade relacionada a quantificação do o influxo ou efluxo de fluidos por meio de simulações o terceiro termo da Equação 2.15 é desprezado, sendo apenas considerado o estudo de anulares completamente selados, conforme apresentado na Equação 2.14.

Neste modelo, as tubulações são consideradas fixas em suas extremidades, ou melhor, não permitindo que ocorra o alongamento longitudinal do tubo, entretanto é computada a dilatação térmica radial, por meio da utilização do coeficiente de expansão térmica linear do tubo/revestimento. Dessa forma permite que aconteça a variação do diâmetro da tubulação pelo aquecimento e, por consequência, a variação no volume do anular.

Para a solução elástica proposta nesse modelo, Oudeman e Kerem (2004) utilizaram a solução elástica linear do tubo de paredes delgadas, conhecida como equação de Barlow, para o cálculo dos deslocamentos na parede do poço por meio das propriedades elásticas dos elementos sólidos existentes no poço, exceto a cimentação que é considerada indeformável.

b) Modelagem analítica baseada no estudo de Oudeman e Bacarezza (1995)

A abordagem desenvolvida por Oudeman e Bacarezza (1995), considera premissas semelhantes às adotadas por Oudeman e Kerem (2004), considerando-se, inclusive, a Equação 2.14, o emprego da solução elástica do tubo de paredes delgadas para o deslocamento radial, condição indeformável da cimentação e dilatação térmica radial das paredes do tubo. Entretanto são apresenta como modificação em relação ao modelo de Oudeman e Kerem (2004), o cálculo

da dilatação térmica na direção longitudinal e ainda acrescenta a contribuição do coeficiente de Poisson na deformação térmica e elástica dos revestimentos existentes em um poço de petróleo.

c) Modelagem semianalítica baseada no estudo de Halal e Mitchell (1994)

Esse modelo semianalítico, considera a iteração entre sistemas múltiplos de anulares selados, ou seja, considera-se a iteração entre anulares adjacentes. Halal e Mitchell (1994) propuseram um modelo baseado na conservação da massa, de forma similar ao proposto na modelagem apresentada nesse estudo. Para o cálculo da variação do volume do fluido, utiliza-se a atualização da massa específica do fluido em função da pressão e temperatura, calculada por:

$$\Delta V_f = \int_0^z \Delta A \, dz = - \int_0^z \frac{A \Delta \rho}{(\rho_i + \Delta \rho)} \, dz \quad (3.71)$$

em que ΔV_f é a variação final do volume total, z representa a profundidade de análise, A é a área inicial do anular, ρ_i se refere a massa específica nas condições iniciais de pressão, volume e temperatura e $\Delta \rho$ a variação da densidade obtida nas condições PVT finais.

Para o cálculo do deslocamento da parede dos tubos/revestimentos, aplica-se a solução elástica do tubo de paredes espessas, expressa em função da temperatura, pressão e parâmetros geométricos dos elementos sólidos. Esse modelo considera que, assim como os tubos, revestimentos e tubulações, a cimentação também é deformável. Dessa forma os sólidos, de forma geral, se deformam em função das pressões a que estão submetidos, considerando-se as influências dos anulares adjacentes e as pressões nas faces sólido/sólido.

Esta modelagem difere do modelo proposto neste estudo, pela forma como é atualizada a densidade; pela dependência da atualização da densidade, de acordo com a temperatura e pressão; pelo cálculo da variação do volume ser dependente da densidade e não do deslocamento da estrutura; e por não considerar o comportamento viscoelástico para a rocha.

4.1.1 Cenários de estudo

Para os cenários criados por Santos (2017), considerou-se que a rocha não apresenta comportamento viscoelástico. Nessa perspectiva, o autor definiu para todos cenários os parâmetros elásticos apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Propriedades elásticas dos materiais

Revestimento	E (psi)	Poisson	Coefficiente de Expansão linear ($\cdot 10^{-5}^{\circ}\text{C}^{-1}$)
Coluna/revestimento	$3,00 \cdot 10^7$	0,3	1,24
Cimentação	$9,76 \cdot 10^5$	0,2	1,20
Formação	$63,00 \cdot 10^6$	0,3	-

Fonte: Santos (2017).

Assim como referido por Santos (2017), para os fluidos existentes nos anulares, utilizou-se os parâmetros relacionados a água pura, cujas propriedades físicas, como a densidade, coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade isotérmica são obtidas por meio das Tabelas NISTIR 5078. Neste sentido, para a obtenção do coeficiente de expansão térmica e da compressibilidade isotérmica, utilizam-se os dados das Tabelas NISTIR 5078, aplicando-se as condições de temperatura e pressão, após a alocação do fluido no interior do anular. Diante disso, utilizar-se-á as seguintes expressões para a obtenção desses parâmetros:

$$\alpha = \ln\left(\frac{\rho_0}{\rho}\right)/(T - T_0) \quad (3.72)$$

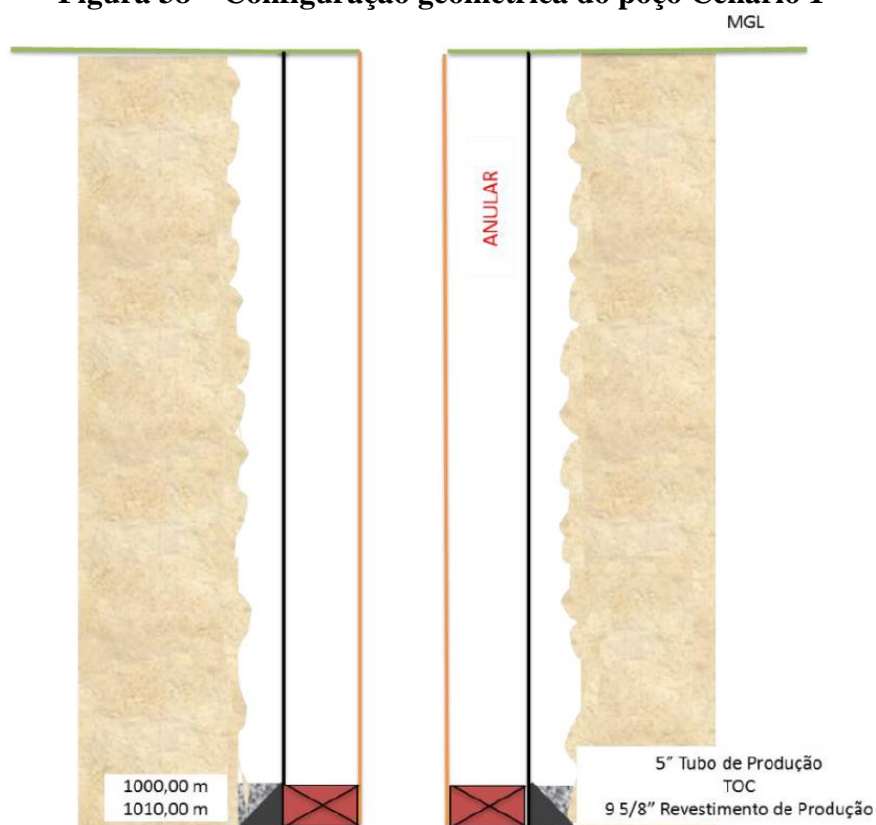
$$k_t = \ln\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)/(p - p_0) \quad (3.73)$$

Expressões obtidas a partir da Equação 2.2, associada a Equação 2.7, quando considerada condição de pressão constante e a variação da temperatura dada por $\partial T = T - T_0$, ou relacionada à Equação 2.12, quando se adota temperatura constante e variação da pressão dada por $\partial p = p - p_0$. Nota-se, pela Equação 3.72, que o cálculo do coeficiente de expansão térmica depende respectivamente da temperatura inicial e final do fluido. Ante ao fato que Santos (2017) não explicitou a temperatura inicial para o cálculo das propriedades do fluido em seu estudo, abordar-se-ão duas formas para o cálculo, uma utilizando o padrão normal adotado pela *National Institute of Standards and Technology* (NIST), na qual considera a temperatura a 20°C (293.15 K ou 68°F), utilizada como temperatura inicial; e outra em que se faz o uso de temperaturas contíguas, com a diferença de 1°C. Ressalta-se que, para a obtenção do coeficiente de expansão térmica isobárica e a compressibilidade isotérmica, a condição de pressão utilizada é a hidrostática, obtida por meio das profundidades e temperaturas nas camadas de influência, discretizadas a partir da configuração geométrica do poço.

4.1.1.1 Cenário 1

Conforme apresentado na Figura 38, para o primeiro cenário de poço, Santos (2017) desenvolveu um caso de simples modelagem, apresentando uma geometria que possui dois anulares, embora a análise do resultado não contemple o efeito de anulares adjacentes, cujo cálculo fica restrito ao trecho compreendido entre o tubo de produção e o revestimento de produção.

Figura 38 – Configuração geométrica do poço Cenário 1



Fonte: Santos (2017).

Os detalhes relacionados às características, configuração geométrica e os elementos utilizados na simulação computacional relacionados ao modelo estão apresentados na Tabela 4.

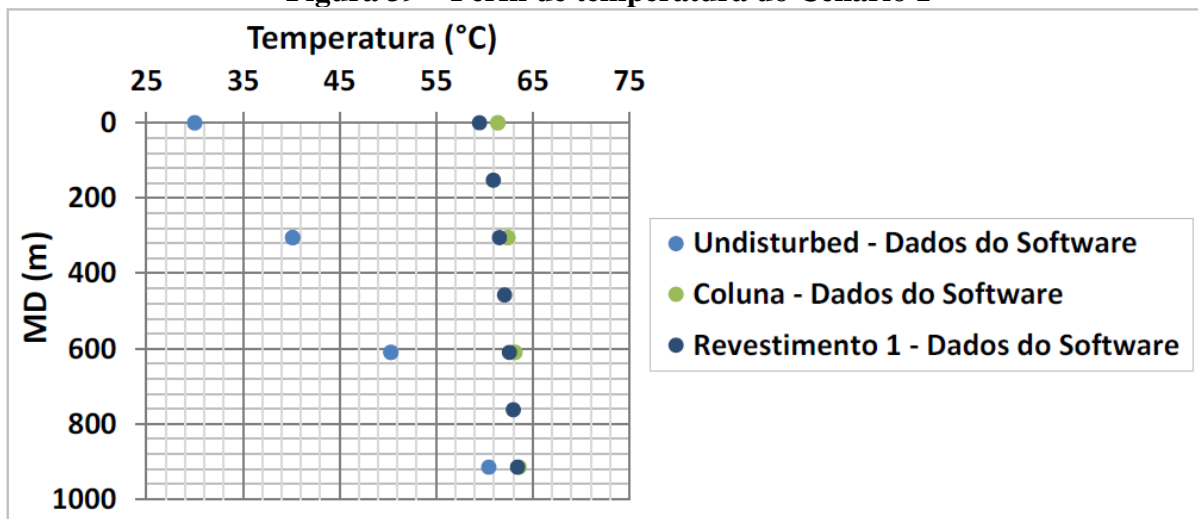
Tabela 4 – Características e configuração geométrica do poço

Revestimento	Diâmetro externo (in)	Diâmetro interno (in)	Diâmetro do poço (in)	Peso (<i>lb/ft</i>)	Profundidade do revestimento	
					Topo (m)	Base (m)
Revestimento de produção	9 5/8	8,681	12 1/4	47	0	1010
Coluna de produção	5	4,408	-	15	0	100

Fonte: Adaptado de Santos (2017).

De acordo com Santos (2017), os perfis de temperatura no poço foram determinados por um *software* comercial e utilizados como dado de entrada para o cálculo do APB, conforme apresentado na Figura 39. O poço apresenta no anular uma temperatura final média de 62°C, e está fechado com pressão na cabeça do poço de 1.500,00 *psi*, no anular referenciado na Figura 38.

Figura 39 – Perfil de temperatura do Cenário 1



Fonte: Santos (2017).

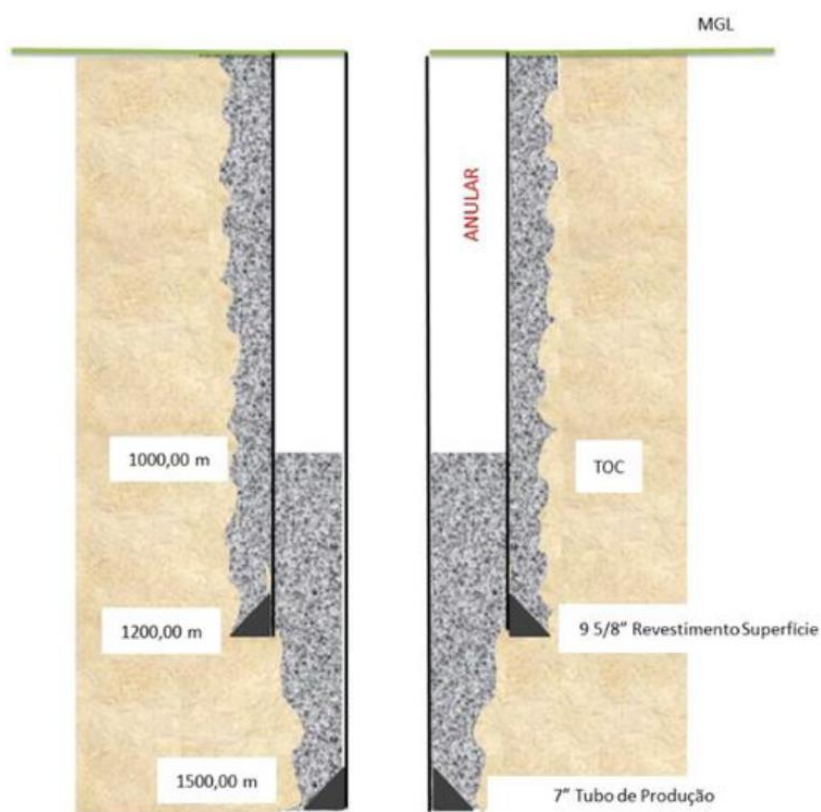
4.1.1.2 Cenário 2

No segundo cenário proposto, apresenta-se condições mais extremas de temperatura em relação ao Cenário 1. Apresenta-se também a variação na configuração geométrica do poço, em que são apresentadas fases correspondentes ao assentamento do revestimento de superfície e o de produção. Verifica-se por meio da Figura 40, que os trechos externos dos revestimentos se encontram parcialmente ou completamente cimentados. Embora, para fins de cálculo e análise

do fenômeno do crescimento de pressão no anular, seja considerada apenas a geometria localizada acima do topo do cimento exterior ao tubo de produção.

Na configuração apresentada, a cabeça do poço apresenta uma pressão de 500 *psi*. As dimensões, parâmetros elásticos e temperaturas estão em conformidade com o estudo apresentado por Santos (2017). Ante aos dados apresentados, expõe-se na Tabela 5 às características relacionadas às fases e os revestimentos utilizados na configuração geométrica desse cenário, conforme apresentado na Figura 40.

Figura 40 – Configuração geométrica do poço Cenário 2



Fonte: Santos (2017).

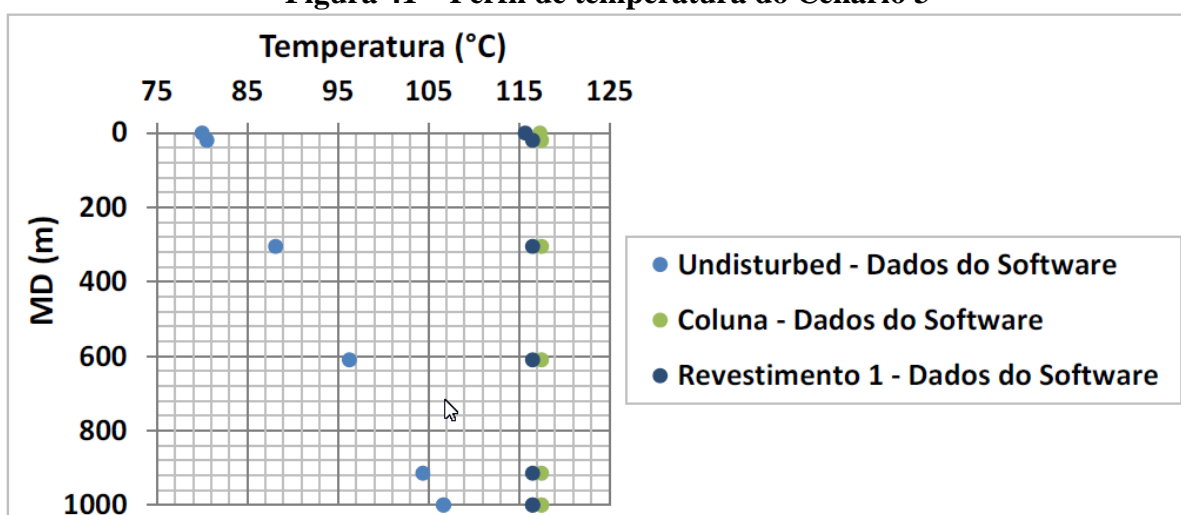
Tabela 5 – Características e configuração geométrica do poço

Revestimento	Diâmetro externo (in)	Diâmetro interno (in)	Diâmetro do poço (in)	Peso (<i>lb</i> / <i>ft</i>)	Profundidade do revestimento		
					Topo (m)	Topo do cimento (m)	Base (m)
Revestimento de superfície	9 5/8	8,681	12 1/4	47	0	1000	1500
Coluna de produção	7	4,408	-	15	0	1000	1200

Fonte: Adaptado de Santos (2017).

Assim como apresentado no Cenário 1, os perfis de temperatura no poço foram determinados por meio de um *software* comercial e utilizados como dado de entrada para o cálculo do APB (SANTOS, 2017). Consoante apresentado na Figura 41, são apresentados os perfis de temperatura iniciais e finais utilizados nesse cenário.

Figura 41 – Perfil de temperatura do Cenário 3



Fonte: Santos (2017).

Considerando-se todos os cenários apresentados por Santos (2017) para a validação, esse autor adotou a divisão da geometria dos poços em 100 camadas verticais igualmente espaçadas para a geração dos resultados. Portanto, de acordo com o método adotado nesse estudo, opta-se por dividir a geometria em 5 camadas verticais, cujas alturas de influência correspondentes ao centro da camada, estão posicionadas respectivamente a 100, 300, 500, 700 e 900 metros abaixo da conta zero, representada pelo topo da formação e cabeça do poço.

Ressalta-se que a simulação dos casos elásticos, aplicados para a validação ou verificação do modelo de cálculo adotado neste estudo, realizar-se-á sem a implementação da atualização da densidade, da compressibilidade isotérmica e do coeficiente de expansão térmica, consoante apresentado nas Seções 3.3.5 e 3.3.6, respectivamente.

4.1.2 Resultado dos Cenários de estudo

Segundo Santos (2017), para a comparação e validação dos resultados, utilizou-se um *software* comercial de grande utilização na indústria do petróleo, cujo nome não foi mencionado. Portanto, serão apresentados, para cada cenário, os resultados do *software* de referência e a reprodução dos valores obtidos por Santos (2017) para os modelos de Oudeman

e Kerem (2004), de Oudeman e Bacarezza (1995) e de Halal e Mitchell (1994). Também é apresentada a solução final obtida pelo modelo proposto neste estudo, apresentando, em complemento, os valores utilizando o padrão de temperatura normal adotado pela NIST e por Oudeman e Kerem (2004) para o cálculo do coeficiente de expansão térmica do fluido. Para cada resultado obtido nos modelos adotados, exibe-se as respectivas diferenças percentuais, utilizando como base comparativa a solução apresentada pelo *software* comercial utilizado por Santos (2017).

4.1.2.1 Cenário 1

Com base nos parâmetros e modelagem adotados, exibe-se na Tabela 6 os resultados apresentados por Santos (2017) e pela modelagem utilizada nesse estudo.

Tabela 6 – Resultados para o cálculo do aumento de pressão (APB) para o Cenário 1

Modelo	Fonte dos dados PVT do fluido	Resultado (psi)	Diferença
Santos (2017), <i>software</i> comercial	Desconhecido	1.741	-
Santos (2017), baseado em Oudeman e Kerem (2004)	Tabelas NISTIR 5078	1.783,59	2,44%
Santos (2017), baseado em Oudeman e Bacarezza (1995)	Tabelas NISTIR 5078	1.807,28	3,81%
Santos (2017), baseado em Halal e Mitchell (1994)	Tabelas NISTIR 5078	1.725,90	-0,87%
Neste trabalho (NIST)	Tabelas NISTIR 5078	1.711,03	-1,72%
Neste trabalho pela obtenção de α e k_t com diferença de temperatura de 1°C	Tabelas NISTIR 5078	2.073,47	19,10%

Fonte: Autor (2019).

Evidenciou-se, pelo resultado apresentado, que a modelagem adotada nesse estudo apresentou resultados relevantes para análise do APB. Conforme a Tabela 6, obteve-se, de acordo com os métodos de atualização do coeficiente de expansão térmica, os valores 1.711,03 psi e 2.073,47 psi, que corresponde a uma diferença percentual de -1,72% e 19,10% em relação ao *Software* comercial de referência.

Nota-se que, mesmo apresentando uma quantidade inferior de camadas quando comparado às utilizadas por Santos (2017), o resultado baseado na modelagem deste estudo, utilizando o padrão de temperatura NIST, foi semelhante ao apresentado pelo *software* comercial de referência, utilizado pelo autor para realizar a validação de seus resultados.

Destaca-se que o aumento na quantidade de camadas, na modelagem adotada nesse estudo, favorece a aproximação dos resultados em comparação ao *software* de referência. Neste entendimento, quando é feita a divisão do domínio em 10 camadas, o incremento de pressão obtido é de 1.725,43 psi, alcançando-se uma diferença de aproximadamente -0,89%.

Infere-se pelo resultado apresentado, que a correta determinação das propriedades térmicas dos fluidos influencia significativamente no cálculo do fenômeno do aumento da pressão em anulares confinados.

Salienta-se que a atualização das propriedades dos fluidos deve ser recomendada, visto que os resultados obtidos com base nesse estudo apresentaram uma diferença de aproximada de 21,18%, em relação ao menor e maior valor, pela utilização de dois métodos de cálculo para a obtenção das propriedades do fluido. Enfatiza-se que a modelagem inadequada do APB, sem a adoção de níveis de segurança adequados, proporciona um maior risco a atividade exploratória, culminando na maior probabilidade na ocorrência de falhas e acidentes, cuja gravidade pode proporcionar danos humanos, ambientais, e materiais, além dos prejuízos associados a isso.

4.1.2.2 Cenário 2

Fundamentado nos parâmetros apresentados para este cenário, expõem-se na Tabela 7 os resultados apresentados por Santos (2017) e pela modelagem adotada nesse estudo.

Tabela 7 – Resultados para o cálculo do aumento de pressão (APB) para o Cenário 2

Modelo	Fonte dos dados PVT do fluido	Resultado (psi)	Diferença
Santos (2017), <i>software</i> comercial	Desconhecido	3.605,00	-
Santos (2017), baseado em Oudeman e Kerem (2004)	Tabelas NISTIR 5078	3.752,14	3,922%
Santos (2017), baseado em Oudeman e Bacarezza (1995)	Tabelas NISTIR 5078	4.376,48	17,628%
Santos (2017), baseado em Halal e Mitchell (1994)	Tabelas NISTIR 5078	3.695,75	2,456%
Neste trabalho (NIST)	Tabelas NISTIR 5078	3.576,82	-0,78%
Neste trabalho pela obtenção de α e k_t com diferença de temperatura de 1°C	Tabelas NISTIR 5078	4.878,09	35,31%

Fonte: Autor (2019).

Com base nos resultados apresentados, observa-se que ante a imposição do incremento de temperatura e da restrição ou confinamento imposto ao fluido, obteve-se, conforme apresentado na Tabela 8, o incremento final de pressão de aproximadamente 3.576,82 *psi* e 4.878,09 *psi* no anular referenciado, o que proporcionou uma diferença percentual aproximada de -0,78% e 35,31% em relação ao *Software* comercial de referência.

Novamente destaca-se a necessidade de atualização das propriedades dos fluidos, porquanto que os resultados obtidos com base nesse estudo apresentaram uma diferença de aproximada de 36,38% entre o menor e o maior valor obtido. Infere-se também que quando o fluido está submetido a uma maior temperatura, verifica-se que maior o coeficiente de expansão térmica e sua influência no fluido. Fato que pode ser percebido pelos valores obtidos nas duas formas de cálculo das propriedades dos fluidos.

Com base nos resultados apresentados pela modelagem adotada nesse estudo, considerando o modelo elástico para representar a formação, percebe-se que o resultado apresentou um resultado condizente, quando comparado ao *software* comercial utilizado por Santos (2017), sendo, portanto, representativo analisar o fenômeno do crescimento de pressão em anulares confinados, embora seja ressalvada a necessidade da atualização das propriedades físicas dos fluidos para uma dada condição de temperatura e pressão, como objetivo de mitigar ou eliminar os efeitos do incremento de pressão nos poços de petróleo.

4.2 Verificação do modelo viscoelástico

Para a verificação do fenômeno do APB do sal, foi produzido um modelo termomecânico axissimétrico bidimensional simplificado e transiente, criado utilizando o método de elementos finitos utilizando o *software* comercial ABAQUS. Este *software* permite a criação de modelos e geometrias complexas, permitindo incorporar funções de fluência fornecidas pelo usuário, além das já predefinidas. Ressalta-se que o pré-processamento, incluindo a geometria e condições de contorno, a resolução do problema e o pós-processamento foi feito na plataforma computacional do ABAQUS.

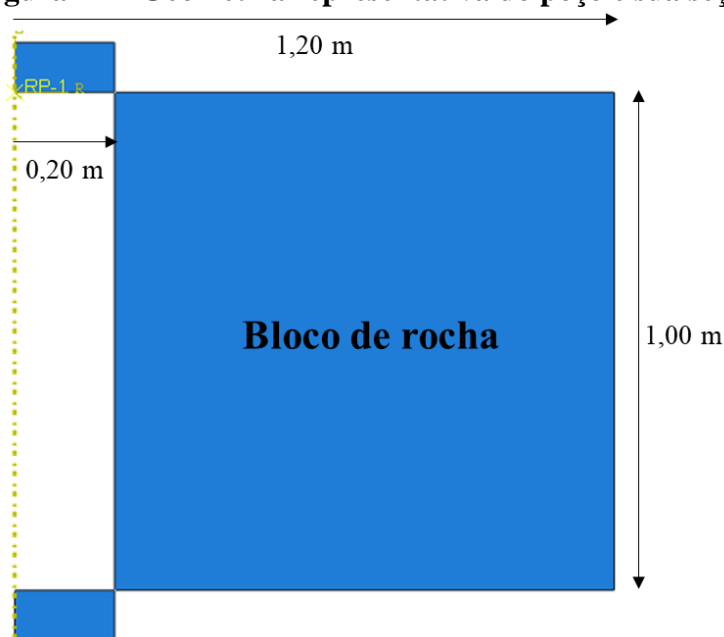
4.2.1 Detalhamento do cenário

O modelo simplificado, cuja geometria é apresentada Figura 42, foi gerado partindo da sequência encadeada, iniciando pela geração da geometria, seguindo-se da definição dos materiais, aplicação dos carregamentos, aplicação das condições de contorno e definição dos

parâmetros relacionado à malha de elementos finitos, isto por meio da definição do tipo de elemento e refinamento da malha.

A seção de poço apresentada na Figura 42, apresenta uma seção de poço aberto em contato com o anular. Cujos blocos, superior e inferior, possuem apenas a finalidade de restringir o deslocamento no interior da cavidade do anular, sem, portanto, causar interferência ao fenômeno da fluência no bloco de rocha destacado na Figura 42. Neste modelo simplificado, as bordas interna e externa possuem raio de 0,20 e 1,2 metro, respectivamente. Os parâmetros relacionados ao modelo de fluência do mecanismo duplo utilizado para representar a rocha se encontram apresentados na Tabela 8.

Figura 42 – Geometria representativa do poço e sua seção



Fonte: Autor (2019).

Tabela 8 – Constantes elásticas e do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação

E (GPa)	Poisson	ϵ_0 (s ⁻¹)	σ_0 (MPa)	T_0 (°C)	n_1	n_2
20,4	0,36	$5,22 \cdot 10^{-10}$	9,919	86,00	3,36	7,55

Fonte: Autor (2019).

Para o modelo utilizado foi adotada uma tensão de sobrecarga aplicada a rocha no valor de 70 MPa e pressão interna, correspondente a pressão hidrostática do fluido, na parede do poço no valor de 50 MPa, de forma a favorecer o deslocamento do bloco de rocha no sentido rocha-poço. A temperatura da rocha foi mantida constante, no valor de 100°C (375,15 K). Como

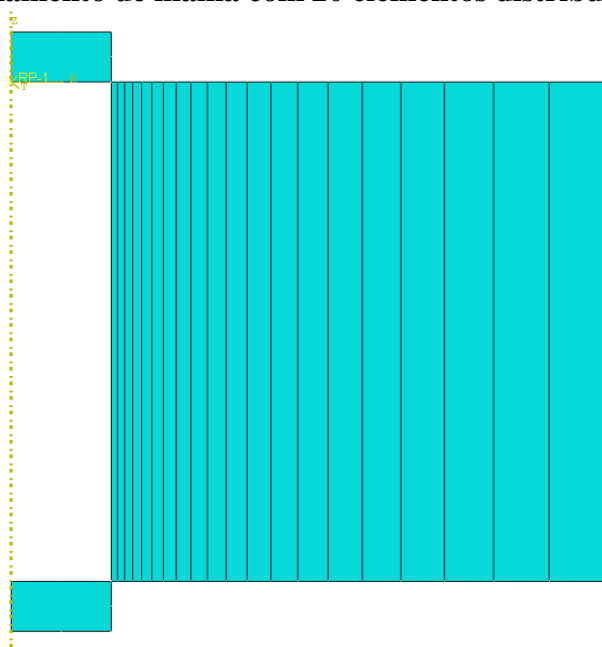
a simulação numérica adotada foi transiente, o tempo de simulação utilizado foi de 1 hora, o que corresponde a 3.600 segundos.

4.2.2 Malha de elementos finitos

A malha de elementos finitos utilizada na simulação numérica utiliza elementos da família *serendipity* de 8 nós, ou melhor, elementos quadrilaterais biquadráticos axissimétricos com 8 nós. A nomenclatura adotada para esse tipo de elemento é CAX8 no ABAQUS.

Para a geometria do bloco de rocha, foi desenvolvida uma malha em elementos finitos de forma que na direção radial, especificamente na região mais próxima da borda interna, houvesse maior refinamento da malha, segundo apresentado na Figura 43. Ou seja, é definida uma distribuição não uniforme de elementos ao longo da direção radial, por meio da definição de uma taxa de proporção para o refinamento de 10, com a intenção de tornar a malha mais densa, em termos de elementos, na região mais próxima ao raio interno da rocha. Salienta-se que o elemento não possui variação vertical do comprimento do elemento, ou melhor, o comprimento vertical do elemento possui valor fixo de um metro. Considerando-se que a distribuição de elementos na direção radial tem influência direta no deslocamento na borda interna da rocha, em caso de simulação numérica, faz-se uma análise da qualidade do resultado pela variação da quantidade de elementos posicionados na direção radial.

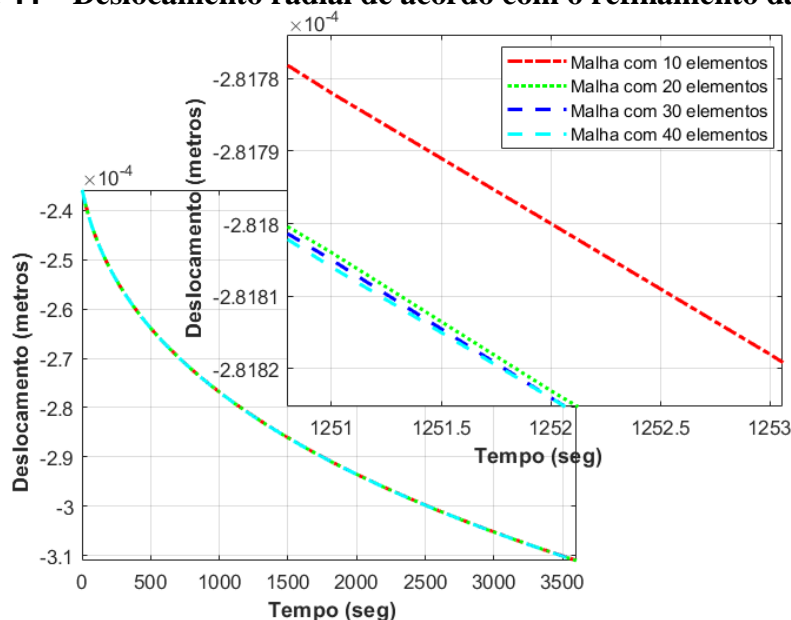
Figura 43 – Refinamento de malha com 20 elementos distribuídos verticalmente



Fonte: Autor (2019).

Para a verificação da qualidade da modelagem, foram criadas 4 malhas, dividindo-se a geometria do bloco de rocha em 10, 20, 30 e 40 elementos no sentido radial e utilizando a integração completa. Com base nos refinamentos adotados, apresenta-se na Figura 44, o deslocamento da borda interna da rocha para cada uma dessas malhas.

Figura 44 – Deslocamento radial de acordo com o refinamento da malha

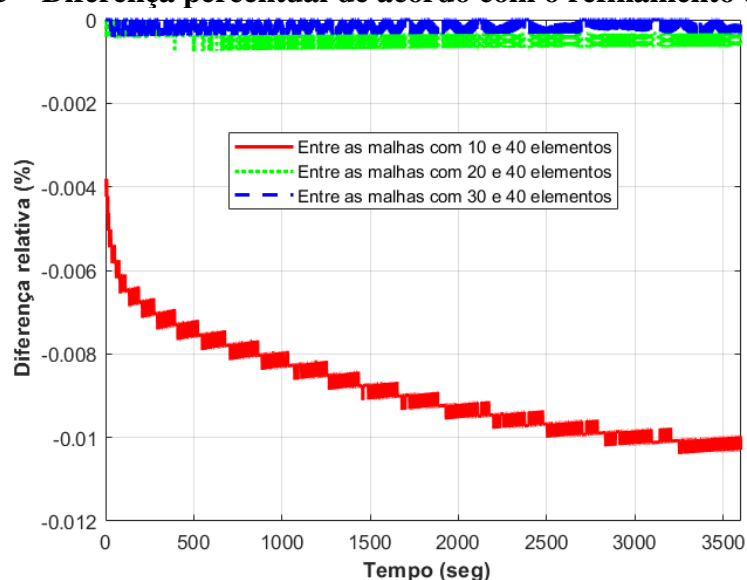


Fonte: Autor (2019).

Exibe-se na Figura 44, que a malha com 10 elementos distribuídos radialmente apresenta maior diferença entre as demais curvas, exibindo como resultado ao término da simulação numérica, o deslocamento na borda interna da rocha o valor de $-3,1102 \cdot 10^{-4}$ metros. Ressalta-se que a malha mais refinada exibe deslocamento final no valor de $-3,1105 \cdot 10^{-4}$ metros. Observa-se também, pela Figura 44, que as curvas referentes às malhas de 30 a 40 elementos, visualmente se encontram praticamente sobrepostas, sendo necessário melhorar a precisão da representação gráfica para verificar a diferenciação. Com o intuito de explicitar a distinção entre os resultados obtidos no refinamento da malha, exibe-se na Figura 45, a diferença relativa em relação a malha com 40 elementos distribuídos radialmente e as demais malhas.

Verifica-se pela Figura 45 que a malha com 10 elementos apresentou maior diferença relativa ao término da simulação numérica, expondo aproximadamente uma distinção de aproximadamente $-0,0104\%$, sendo seguida pelas malhas com 20 ($-7,689 \cdot 10^{-4}\%$) e 30 ($-4,182 \cdot 10^{-4}\%$) elementos distribuídos radialmente.

Figura 45 – Diferença percentual de acordo com o refinamento da malha



Fonte: Autor (2019).

Pela diferença percentual apresentada, verifica-se que, a partir da malha com 20 elementos distribuídos radialmente, o resultado já pode ser considerado satisfatório, quando comparado ao resultado retratado pela malha mais refinada. Partido dos resultados obtidos pelo *software* ABAQUS, apresenta-se na próxima seção o resultado do código desenvolvido a partir do modelo em elementos finitos desenvolvido por Araújo (2012) e aprimorado com a inclusão do acoplamento termomecânico fraco.

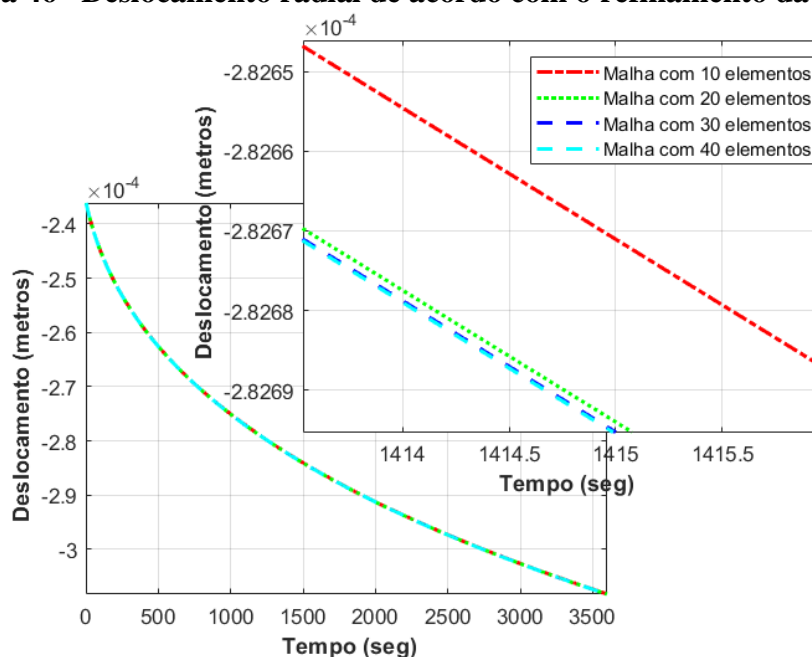
4.2.3 Resultados

Apresentam-se nessa seção os resultados obtidos mediante o código desenvolvido nesse estudo. Vale salientar que as mesmas condições de contorno desenvolvidas no *software* ABAQUS foram adotadas, com vistas a reproduzir a simulação numérica fidedignamente.

Com o intuito de apresentar os resultados de acordo com o refinamento da malha, assim como sugerido para a verificação da qualidade dos resultados no ABAQUS, implementa-se a simulação numérica por meio da subdivisão do bloco de rocha em 10, 20, 30 e 40 elementos distribuídos radialmente.

Em face dessas subdivisões, verifica-se na Figura 46 a representação gráfica dos resultados, de acordo com os refinamentos adotados.

Figura 46 –Deslocamento radial de acordo com o refinamento da malha



Fonte: Autor (2019).

Pela análise na Figura 46, nota-se, no detalhe, que duas curvas são visualmente perceptíveis, as que representam os resultados da malha com 10 e 20 elementos, enquanto as demais curvas são praticamente indistintas. Com base nos resultados obtidos, exibe-se na Tabela 9 a diferença percentual entre os resultados finais obtidos no ABAQUS e os obtidos pela modelagem desse estudo, considerando-se a mesma discretização.

Tabela 9 – Diferença percentual entre o resultado do ABAQUS os obtidos nesse estudo

Quantidade de elementos radialmente distribuídos	10	20	30	40
Diferença percentual (%)	-0,8927	-0,8927	-0,8928	-0,8927

Fonte: Autor (2019).

De acordo com os resultados apresentados, infere-se que o código implementado nesse estudo apresenta qualidade satisfatória, demonstrando, portanto, o cálculo do deslocamento radial com boa estimativa quando comparado às simulações numéricas realizadas no ABAQUS, cujos resultados apresentam acurácia de aproximadamente -0,89% de acordo com as discretizações implementadas.

4.2.4 Influência do raio externo da rocha no resultado

Com o propósito de verificar a influência do raio externo nos resultados do deslocamento radial, por intermédio da utilização do código desenvolvido, analisa-se a geometria exibida na Figura 42, variando-se o raio externo do bloco e utilizando os parâmetros do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação exibidos na Tabela 8. Com base nisso, opta-se por variar o raio externo do bloco em 200, 100, 50, 25 e 10 metros, alterando-se a discretização da malha para constatação da qualidade do resultado. De acordo com a discretização, impõe-se à geometria cinco tipos de refinamento, com 25, 50, 100, 200 e 300 elementos distribuídos radialmente.

Com o intuito de obter resultados mais precisos, define-se uma distribuição não uniforme de elementos ao longo da direção radial por meio da definição de uma taxa de proporção para o refinamento de 100. Considerando-se que se trata de uma análise transiente, adota-se o período correspondente a 1 hora (3600 segundos) para a simulação numérica.

Segundo as definições apresentadas, exhibe-se na Tabela 10 os deslocamentos finais da parede interna da geometria do bloco, de acordo com o raio externo e discretização adotada.

Tabela 10 – Deslocamento em metros de acordo com o raio externo e discretização adotada

Raio externo (m)	Deslocamento em metros de acordo com a discretização adotada ($\cdot 10^{-4}$)				
	25	50	100	200	300
10	-3,8731	-3,8732	-3,8732	-3,8732	-3,8732
25	-3,8847	-3,8856	-3,8857	-3,8857	-3,8857
50	-3,8794	-3,8868	-3,8874	-3,8874	-3,8874
100	-3,8208	-3,8806	-3,8873	-3,8878	-3,8879
200	-3,3049	-3,8130	-3,8809	-3,8875	-3,8879

Fonte: Autor (2019).

Consoante apresentado na Tabela 10, à medida que é melhorada a discretização da malha, tende-se a estabilizar o valor do deslocamento ao término da simulação. Verificou-se que as geometrias com menores raios externos, por exemplo as de raio inferiores a 100 metros, tendem a estabilizar os valores dos deslocamentos a partir da discretização de 100 elementos distribuídos radialmente, com pequena diferenciação, neste caso em bilionésimos.

Observa-se que as geometrias que possuem raio externo de 100 e 200 metros estabilizam o deslocamento no valor correspondente a $-3,8879 \cdot 10^{-4}$ metros. Verifica-se também que à medida que o raio externo aumenta, deve-se aumentar a quantidade de elementos distribuídos, visto que, comparando os resultados do deslocamento dos blocos com raio externo de 50 a 200

metros, com 25 elementos distribuídos radialmente, observa-se que quanto menor a quantidade de elementos empregadas, menor o deslocamento ou, por analogia, maior a rigidez da estrutura para o deslocamento. Verifica-se também que ao passo que se aumenta a discretização, melhor e mais estável o resultado.

Ante ao exposto e haja vista que se objetiva durante os estudos de caso tornar a simulação numérica mais célere e sem prejuízo na qualidade dos resultados, pode-se considerar uma diferença relativa de 0,05% nos resultados para a escolha do raio externo e discretização a serem utilizados nas simulações numéricas a serem desenvolvidas nesse estudo. Portanto, fundamentando-se nos resultados explicitados na Tabela 10, adotar-se-á a geometria de 50 metros de raio externo, com 50 elementos distribuídos radialmente, empregando uma taxa de proporção para o refinamento de 100, a fim de ser utilizada nas simulações numéricas que serão desenvolvidas nesse estudo, visto que, ante aos resultados exibidos na Tabela 10, a diferença ou erro relativo, em comparação à melhor discretização para o bloco com raio externo de 200 metros, foi de aproximadamente 0,028%.

4.3 Cenário paramétrico axissimétrico simplificado

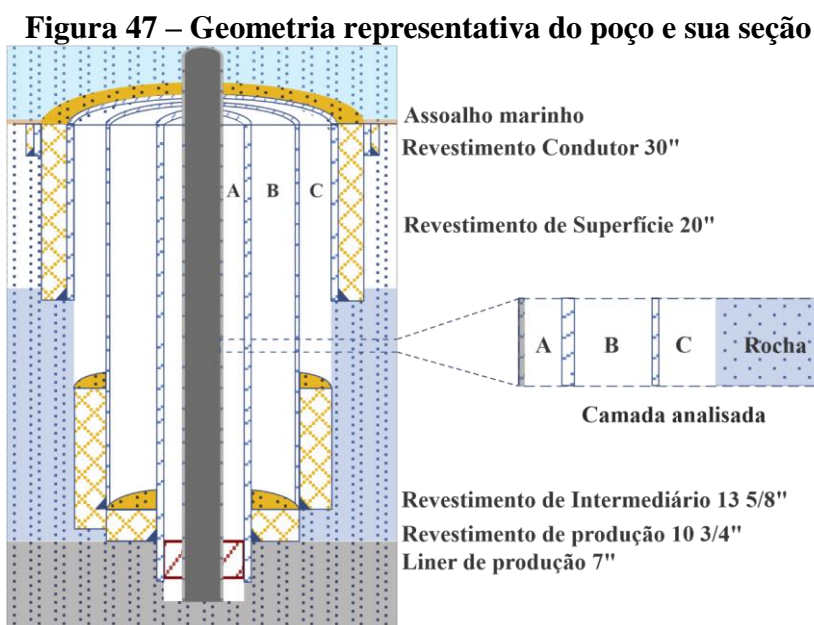
Para análise do desempenho da modelagem adotada, utiliza-se inicialmente um cenário simplificado e hipotético com geometria padrão equivalente a um poço do Pré-sal, possuindo-se revestimentos convencionais e uma seção de poço aberto, em contato com uma rocha, conforme ocorre em algumas regiões na Bacia de Santos (PEREZ, 2015).

4.3.1 Descrição das propriedades aplicadas ao cenário

Conforme apresentado na Figura 47, o cenário utilizado apresenta o esquema geométrico de um poço possuindo revestimentos convencionais, no qual contempla até a quarta fase, de produção, a partir do qual serão avaliados aspectos relevantes a realização da simulação computacional.

Adota-se que o poço em estudo apresenta características do Pré-sal, o qual possui um sal profundo, cujo início está situado próximo a sapata do revestimento de superfície e findando próximo a sapata do revestimento intermediário. É sabido que, ante à sua grande extensão, o revestimento intermediário normalmente não é cimentado em sua completude, sendo comumente cimentado em uma região inferior ou por trechos por motivos diversos. Verifica-se, de acordo com a Figura 47, que o cenário adotado apresenta três anulares, no qual um deles

apresenta contato com a formação, ou melhor, apresenta uma região de poço aberto na terceira fase, correspondente ao revestimento intermediário, local em que serão feitas análises a partir de uma seção característica.



Fonte: Autor (2019).

Uma vez definida a geometria do poço, definem-se as características geométricas e elásticas dos revestimentos utilizados, consoante exibido na Tabela 11. Salienta-se que nesse cenário é desconsiderada a dilatação térmica nos revestimentos, portanto, adota-se como valor nulo para o coeficiente de expansão térmica para o revestimento e formação aplicado a esta situação hipotética.

Tabela 11 – Configuração geométrica e elásticas dos materiais

Revestimento	Diâmetro externo (in)	Diâmetro interno (in)	Diâmetro do poço (in)	Peso (lb/ft)	E (MPa)	Poisson	Profundidade do revestimento	
							Topo (m)	Base (m)
Condutor	30	28	36	456,4	210	0,3	2.000	2.100
Superfície	20	18	26	203	210	0,3	2.000	3.000
Intermediário	13 3/8	12,375	17 1/2	88,2	210	0,3	2.000	4.800
Produção	10 3/4	9,156	12 1/4	85,3	210	0,3	2.000	5.400
Coluna de produção	6 5/8	5,791	-	32	210	0,3	2.000	5.500

Fonte: Autor (2019).

Para o cenário em tela, considerar-se-á que a rocha pode apresentar característica de um material elástico linear ou representada pelo mecanismo duplo de deformação, a depender da análise, portanto, apresenta-se na Tabela 12 as propriedades elásticas e do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação da rocha. Salienta-se que as constantes utilizadas apresentam valores semelhantes à da halita, escolhida por ser uma rocha predominante entre as salinas existentes no Pré-sal. Vale ressaltar que a rocha apresenta o raio interno coincidente com a metade do diâmetro da seção mais externa, nesse caso, igual raio da fase correspondente ao revestimento intermediário.

Tabela 12 – Constantes elásticas e do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação

E (GPa)	Poisson	ϵ_0 (h^{-1})	σ_0 (MPa)	T_0 (°C)	n_1	n_2
20,4	0,36	$1,8792 \cdot 10^{-6}$	9,919	86,00	3,36	7,55

Fonte: Autor (2019).

Ressalta-se que para a utilização do modelo de fluência mecanismo duplo, utiliza-se o método de elementos finitos para o cálculo do deslocamento radial da rocha salina. Neste entendimento, emprega-se uma adequação à formulação axissimétrica em elementos finitos desenvolvida por Araújo (2012). Complementando o estudo desenvolvido por Araújo (2012), associado aos elementos unidimensionais concebidos pelo autor, incorpora-se, em complementos, a implementação matemática desenvolvida na Seção 3.3.4, correspondente a modelagem termomecânica aplicada ao deslocamento radial da formação salina. Nesta perspectiva, dada a importância dos parâmetros para o comportamento viscoelástico do sal, retrata-se na Tabela 13 os parâmetros voltados a geração da malha e a tensão geostática adotada.

Tabela 13 – Incrementos e parâmetros relacionados ao modelo viscoelástico

Tensão Geostática (MPa)	Diâmetro externo da rocha (metros)	Número de elementos	Ordem de integração
70	50	50	3

Fonte: Autor (2019).

Convém em salientar que a razão entre a tensão horizontal e a tensão vertical foi considerada igual a 1, ou seja, essas o módulo das tensões é igual. De acordo com o gradiente de sobrecarga, a rocha tende a se deformar lateralmente. A presença de rochas adjacentes tende

a confinar o deslocamento, restringindo-o, fato que gera tensões horizontais locais nas rochas, conhecidas como tensões *in-situ*, as quais podem ser iguais às tensões verticais (tensão geostática) ou não, no cenário desenvolvido nesse estudo, considera-se a tensão horizontal igual a vertical.

Para a realização das análises, faz necessário definir o perfil térmico inicial do poço, os incrementos de temperatura e os parâmetros relacionados com a função para o aumento da temperatura, conforme apresentado na Equação 3.70. Nesta perspectiva, considera-se que a temperatura da água do mar varia entre 25 a 4°C, referente a temperatura na linha d'água até o assoalho marinho (2.000 metros), respectivamente. Para a obtenção da temperatura nesse trecho, utiliza-se a interpolação linear, calculada de acordo com a profundidade. O perfil de temperatura inicial, anterior ao início produtivo, abaixo da cota de 2.000 metros, abaixo da linha d'água, é definido por

$$T(k) = 103 \ln(d) - 778,9 \quad (3.74)$$

em que d corresponde a profundidade abaixo da linha d'água e $T(d)$ é o valor da temperatura em °C para uma dada profundidade d . Considerando-se o incremento e os parâmetros relacionados à temperatura, definem-se os valores apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Incrementos e parâmetros relacionados a temperatura

Anulares	Incremento de temperatura (°C)	t_{lim} (horas)
A	80	10
B	70	30
C	60	90

Fonte: Autor (2019).

A partir da definição dos parâmetros geométricos, dados elásticos e o perfil térmico associados às particularidades do poço, é necessário definir as características associadas ao fluido a ser utilizado, visto que é considerado um dos protagonistas do fenômeno do APB. Considerando que a modelagem desenvolvida permite a prévia definição ou cálculo da compressibilidade isotérmica e do coeficiente de expansão térmica, estabelece-se que os fluidos presentes nos anulares apresentam a mesma composição e possuem valores associados a esses parâmetros definidos na Tabela 15.

Tabela 15 – Coeficiente de expansão térmica e compressibilidade isotérmica

k_t (Pa^{-1})	α ($^{\circ}C^{-1}$)
$5,735 \cdot 10^{-10}$	$2,842 \cdot 10^{-4}$

Fonte: Autor (2019).

Para que seja possível efetuar ao cálculo da massa específica, compressibilidade e o coeficiente de expansão térmica é necessário definir a composição dos fluidos de perfuração que estarão confinados nos anulares do poço. Considerando-se que em um poço típico do Pré-sal são comuns massas específicas na ordem de 11 a 13 *lb/gal* para perfurar trechos com evaporitos e reservatórios com pressão moderada (PEREZ, 2015). Define-se então uma massa específica de fluido de aproximadamente 12 *lb/gal* para a realização da implementação computacional. Dentro dessa perspectiva, adota-se que os fluidos contidos nos anulares são composicionais e apresentam a mesma configuração e propriedades PVT, calculadas por meio dos parâmetros apresentados por Zamora et al. (2013) e definidos na Tabela 16.

Tabela 16 – Constantes do fluido composicional

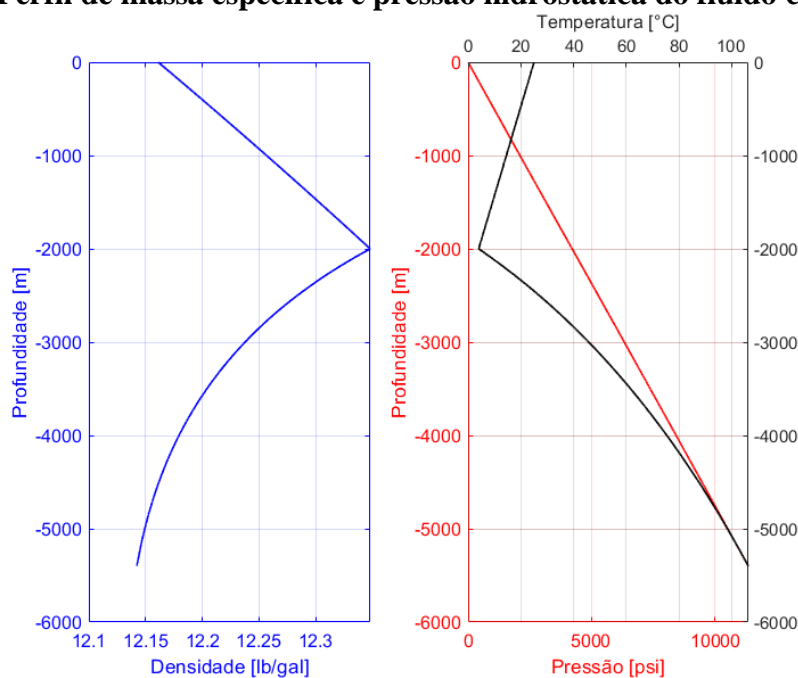
Coeficientes	Base sintética	Base salmoura
a_1	6,8467	9,8426
b_1	$3,05 \cdot 10^{-5}$	$1,95 \cdot 10^{-5}$
c_1	$-2,43 \cdot 10^{-11}$	$-1,01 \cdot 10^{-10}$
a_2	$-2,72 \cdot 10^{-3}$	$-3,14 \cdot 10^{-3}$
b_2	$5,35 \cdot 10^{-8}$	$2,31 \cdot 10^{-8}$
c_2	$-6,99 \cdot 10^{-13}$	$-8,74 \cdot 10^{-14}$

Fonte: Autor (2019).

Destaca-se que para realizar o cálculo do perfil de massa específica, necessita-se esclarecer as frações que compõe o fluido que será utilizado em cada fase do poço. A partir desse entendimento, com base no modelo composicional, definem-se as seguintes frações mássicas para o fluido: 62,2% de base orgânica, 20% de base salina, 16,8% de baritina (35,819 *lb/gal*) e 1% de químicos (9,5 *lb/gal*). Por meio da definição das características do fluido, consegue-se analisar os valores da massa específica e pressão hidrostática. Considerando que o fluido preenche a coluna de perfuração no trecho compreendido entre a linha d'água até

a sapata do revestimento de produção, de acordo com a profundidade, apresenta-se na Figura 48 o perfil da massa específica, temperatura e pressão hidrostática para o fluido já descrito.

Figura 48 – Perfil de massa específica e pressão hidrostática do fluido composicional



Fonte: Autor (2019).

De acordo com o perfil apresentado na Figura 48, nota-se a significativa variação da massa específica com a profundidade, temperatura e pressão. Chegando a manifestar como máxima e mínima densidade, respectivamente, 12,3482 e 12,1424 *lb/gal*, o que corresponde a uma diferença de 0,2058 *lb/gal*, entre o valor máximo, no assoalho marinho, e mínimo, na sapata do revestimento de produção, em que nessa apresentou pressão hidrostática na magnitude de 11.356,37 *psi*, equivalente a 78,299 *MPa*. Ainda de acordo com a Figura 48, verifica-se, com base na variação da densidade, que a temperatura exerce significativa influência, mesmo quando associada ao aumento de pressão por conta da profundidade. Isto ratifica a afirmação de Oudeman e Keren (2004), quando apresentam que a influência da temperatura, quando comparada a ação da pressão, pode acelerar o desenvolvimento do incremento de pressão e o conseqüente aumento de esforços no interior do poço. Oudeman e Keren (2004) ainda afirmam que a razão entre o coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade da água para a temperatura de 70°C é cerca de 7 vezes maior quando comparada à 10°C, evidenciando, portanto, a temperatura como um dos figurantes principais pelo acontecimento do APB.

Conforme já comentado, a composição do fluido de perfuração também exerce função de protagonista para a ocorrência do APB. Para corroborar essa afirmação, 3 fluidos composicionais definidos pelos parâmetros apresentados na Tabela 16, com mesma massa específica nas condições iniciais de pressão e temperatura ($12,1612 \text{ lb/gal}$), foram criados com diferentes frações de água, base sintética e sólidos, conforme apresentados na Tabela 17.

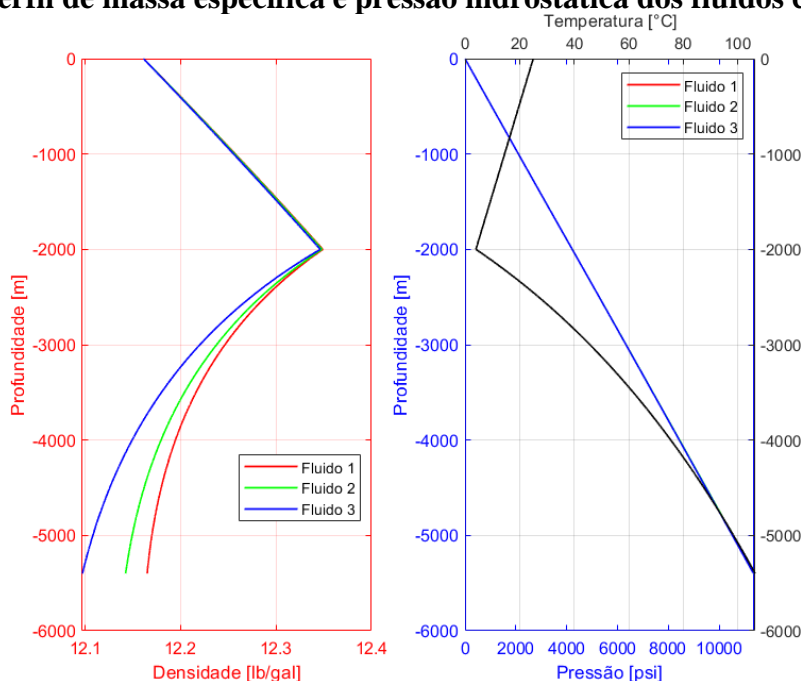
Tabela 17 – Fração dos fluidos composicionais

Fluidos	Fração de salmoura (%)	Fração base sintética (%)	Fração de sólidos (%)
Fluido 1	10	71,18	17,82
Fluido 2	20	62,20	16,80
Fluido 3	40	44,23	14,77

Fonte: Autor (2019).

Adotando-se que os diferentes fluidos de perfuração preenchem a coluna de perfuração no trecho compreendido entre a linha d'água até a sapata, apresenta-se na Figura 49 o perfil da massa específica, temperatura e pressão para os fluidos analisados de acordo com a profundidade da seção analisada.

Figura 49 – Perfil de massa específica e pressão hidrostática dos fluidos composicionais



Fonte: Autor (2019).

De acordo com a Figura 49, nota-se que mesmo apresentando densidades iniciais de mesmo valor, mesmo quando submetidos às mesmas variações de temperatura, verificou-se que

os perfis de massa específica para os 3 fluidos foram diferentes. Observa-se também que quanto maior a fração de salmoura, menor a densidade do fluido. De acordo com essa afirmação, infere-se que a diminuição da massa específica, provocada pela expansão volumétrica, evidencia a importância da seleção do fluido que será utilizado para a perfuração de poços, principalmente em poços de águas profundas e ultraprofundas, pois a escolha inadequada pode acelerar o desenvolvimento do incremento de pressão em decorrência do incremento térmico, acrescendo os esforços atuantes no interior do poço.

4.3.2 Descrição das análises paramétricas aplicadas ao cenário

A partir da descrição das propriedades aplicadas ao cenário em tela, define-se nesta Seção as condições impostas aos casos que podem ser analisados por meio da modelagem matemática desenvolvidas nesse estudo. Antes da definição dos casos, salienta-se a necessidade de explicitar a altura de influência a ser adotada para o cálculo da temperatura, pressão hidrostática e densidades iniciais do fluido. Portanto, define-se como altura de influência a profundidade de 4.600 metros abaixo da linha d'água, ou seja, 2.600 metros abaixo do assoalho marinho, região em que se localiza a cabeça do poço. A partir disso, define-se as condições iniciais de temperatura, pressão e densidade, conforme apresentado na Tabela 18.

Tabela 18 – Dados de entrada para simulação dos casos de 1 a 9

Fluido	Temperatura inicial (°C)	Pressão hidrostática (MPa)	Massa específica (lb/gal)	Espessura da camada (m)
Fluido 1	89,783	66,773	12,1589	2,00

Fonte: Autor (2019).

Serão apresentados 10 casos divididos em duas seções, uma envolvendo casos elásticos e outra viscoelásticos para a representação da formação rochosa. Em que os casos de 1 a 9, apresentam incrementos de temperatura baseados nos dados na Tabela 14.

Para a realização da simulação computacional dos casos apresentados, considerar-se-á tempo correspondente a 1 ano (8.760 horas). A partir dessa definição, os casos que envolvem incrementos de temperatura apresentarão o tempo de acomodação (t_{ac} em horas) nulo. O Caso 10, referente ao APB do sal, não apresentará incrementos de temperatura ($\Delta T_{max} = 0^\circ\text{C}$ e $t_{lim} = 0$), embora o tempo de acomodação considerado seja igual ao tempo total de simulação. Com base no exposto, apresentam-se em seguida os casos a serem analisados.

4.3.2.1 Casos elásticos

Considerando que na simulação numérica será utilizada a seção de poço apresentada na Figura 47, exibe-se na Figura 50 a diferença entre os 5 casos que utilizam o modelo elástico linear para representar a formação rochosa no cálculo do APB. Ressalta-se que o coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade isotérmica são calculados pelas Equações 3.51 e 3.57, respectivamente, e a atualização da densidade é feita com a utilização do método iterativo de Newton-Raphson associado às Equações 2.38 e 2.39 e aos valor das constantes resultantes do estudo de Zamora et al. (2013), apresentados na Tabela 16.

Figura 50 – Ilustração das condições adotadas para cada caso elástico



Fonte: Autor (2019).

Segundo apresentado na Figura 50, a partir do primeiro caso, parte-se de uma modelagem que considera as paredes dos elementos e formação rígidos, logo após os considera apresentando comportamento elástico linear, cujas constantes elásticas referentes aos revestimentos e a formação, estão definidos na Tabela 11 e na Tabela 12, respectivamente. Considerando que está sendo feita uma análise paramétrica, as características relacionadas à densidade, compressibilidade isotérmica e o coeficiente de expansão térmica vão sendo acrescidos ao modelo. Destaca-se que a densidade inicial do fluido está apresentada na Tabela

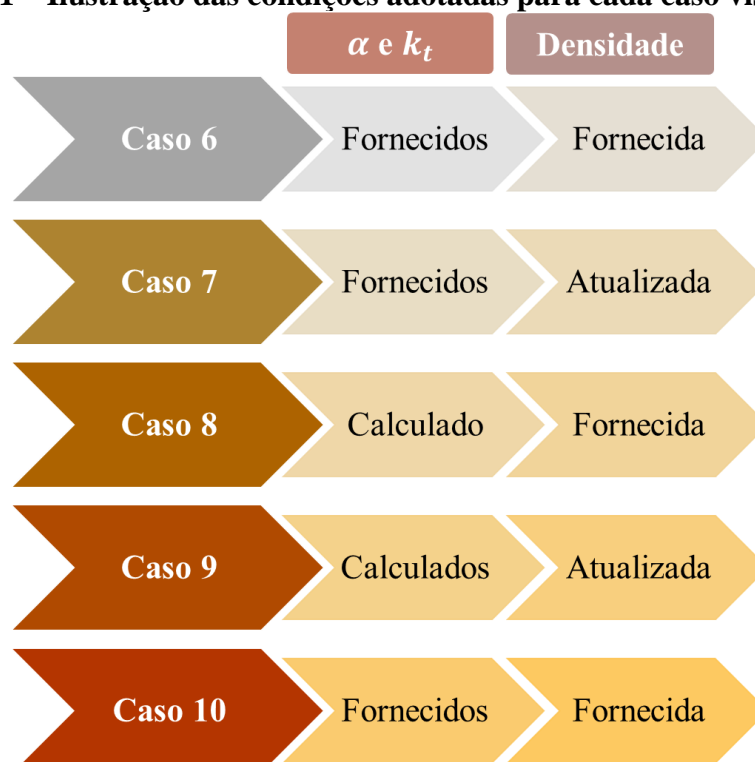
18, a compressibilidade e o coeficiente de expansão térmica estão explicitados na Tabela 15 e os parâmetros correspondentes ao fluido composicional estão manifestados na Tabela 16.

4.3.2.2 Casos viscoelásticos

Assim como apresentado nos casos elásticos, para a análise paramétrica, utiliza-se a seção do poço com revestimentos em regime elástico linear, cujos parâmetros elásticos estão definidos na Tabela 11. A formação é definida pelo mecanismo duplo de deformação, com constantes exibidas na Tabela 12.

Consoante exibido na Figura 51, parte-se de uma modelagem em que a formação já regida pelo mecanismo duplo de deformação. Sequencialmente se intercalam a atualização da densidade, compressibilidade isotérmica e o coeficiente de expansão térmica isobárica, segundo os parâmetros já estabelecidos para o fluido composicional apresentados na Tabela 16.

Figura 51 – Ilustração das condições adotadas para cada caso viscoelástico



Fonte: Autor (2019).

Ressalta-se que no caso 10, faz-se a simulação numérica sem o incremento de temperatura nos anulares, embora sejam utilizados os demais parâmetros apresentados na Tabela 18, visto que é pretendido realizar a simulação referente ao APB do sal para o tempo de 8.760 horas (1 ano).

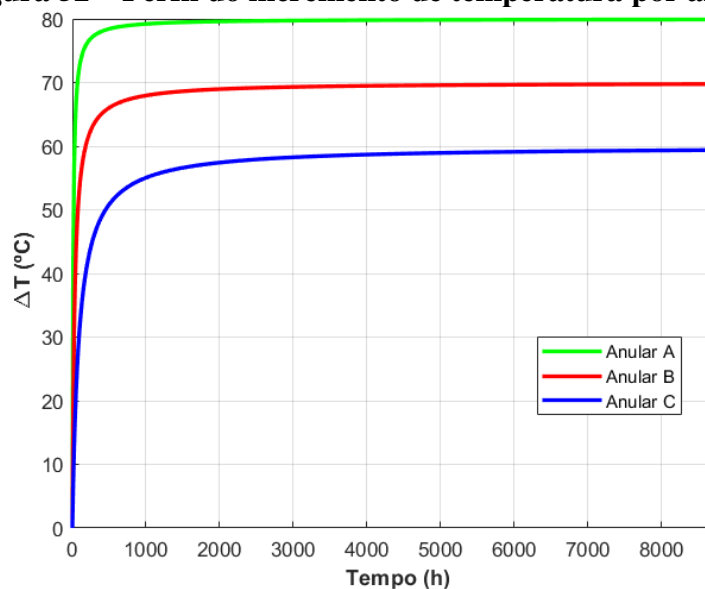
Diante da exposição das características relacionadas ao cenário proposto, apresentam-se na próxima seção os resultados de cada caso.

4.3.3 Resultados das análises paramétricas

Diante das considerações adotadas, serão apresentados os resultados dos casos referentes ao Cenário paramétrico axissimétrico simplificado.

Ante a imposição dos dados sobre o incremento de temperatura para os casos de 1 a 9, apresenta-se na Figura 52 o perfil do incremento de temperatura resultante para cada anular, retratando, por conseguinte, o hipotético aquecimento do fluido confinado em cada espaço anular.

Figura 52 – Perfil do incremento de temperatura por anular



Fonte: Autor (2019).

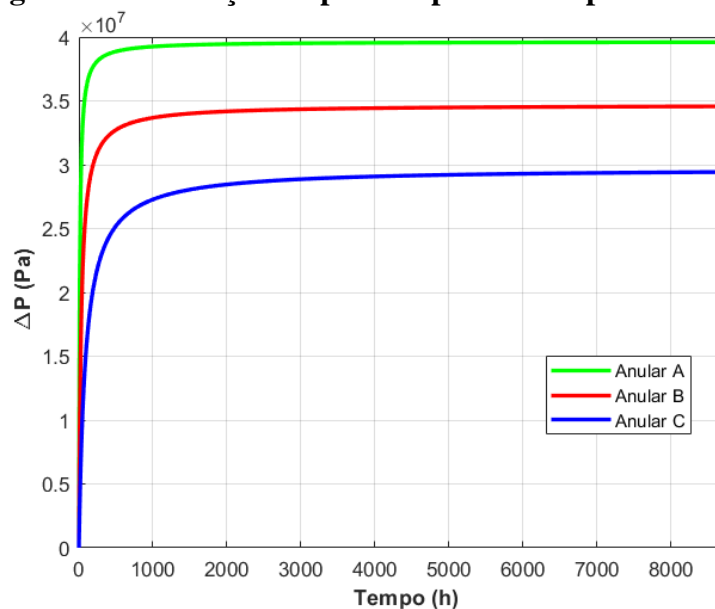
Diante da imposição do incremento de temperatura e da restrição ou confinamento imposto aos fluidos, exibe-se em seguida os resultados dos casos idealizados.

4.3.3.1 Casos elásticos

4.3.3.1.1 Caso 1

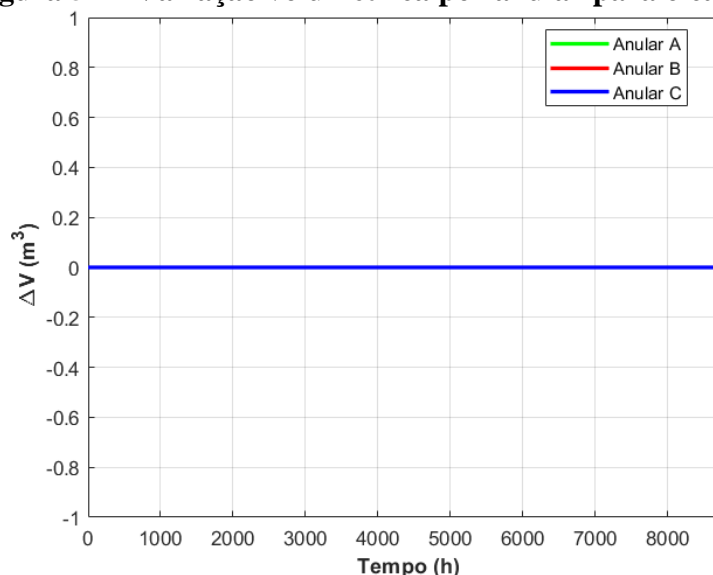
Diante da imposição do incremento de temperatura e da restrição no deslocamento nas paredes dos revestimentos e da formação, a Figura 53 exibe o resultado do incremento de pressão em cada anular.

Figura 53 – Variação da pressão por anular para o caso 1



Fonte: Autor (2019).

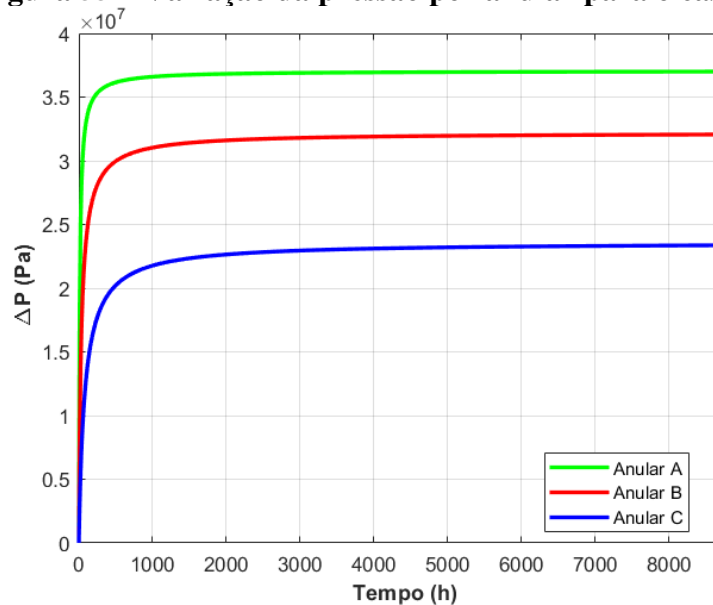
Verifica-se pela Figura 53, que ao tempo final da simulação numérica o valor dos incrementos de pressão foram de 37,60 MPa no anular A, de 34,57 MPa no anular B e de 29,43 MPa no anular C. Ao atingir a temperatura final, as pressões obtidas foram aproximadamente 39,64 MPa no anular A, de 34,69 MPa no anular B e de 29,73 MPa no anular C. Ressalta-se que nesse casos os revestimentos foram considerado indeformáveis, fato que pode ser constatado pela ausência de variação volumétrica, conforme apresentado na Figura 54.

Figura 54 – Variação volumétrica por anular para o caso 1

Fonte: Autor (2019).

4.3.3.1.2 Caso 2

Este caso apresenta distinção do anterior em razão da menor rigidez atribuída aos revestimentos e à rocha. Salienta-se que foi adotado que esses materiais estão em regime elástico linear, cujos parâmetros, módulo de elasticidade linear e coeficiente de Poisson, estão apresentados na Tabela 11 e 12 para os revestimentos e rochas, respectivamente. Destarte, apresenta-se na Figura 45 o perfil de pressão resultante.

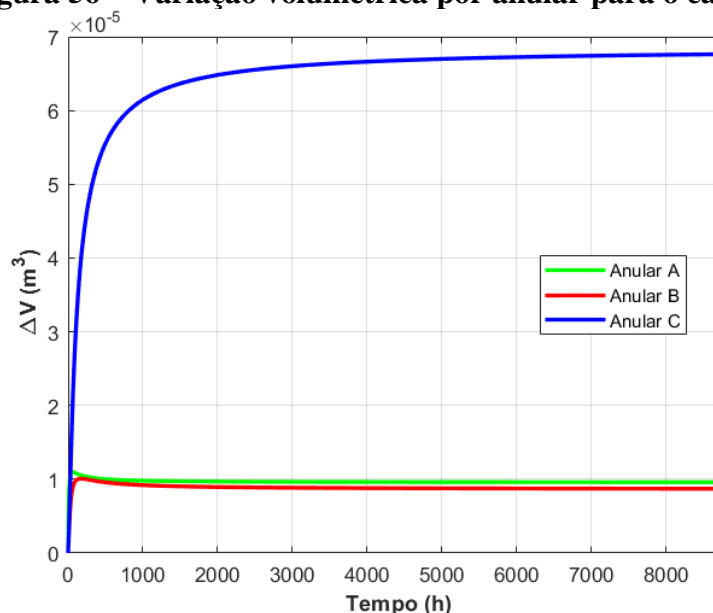
Figura 55 – Variação da pressão por anular para o caso 2

Fonte: Autor (2019).

Conforme observado na Figura 55, o comportamento da curva relacionada aos de pressão nos anulares, já apresentam diferenciação ao caso anterior. Nota-se que a iteração entre anulares, ocasionada pelo deslocamento dos revestimentos adjacentes, favoreceu o aumento da pressão nos anulares A e B, embora o C tenha apresentado uma redução significativa, quando comparado ao caso anterior. Os incrementos finais de pressão obtidos ao término da simulação foram na ordem de $37,00 \text{ MPa}$ no anular A, de $32,06 \text{ MPa}$ no anular B e de $23,34 \text{ MPa}$ no anular C, entretanto ao atingir a temperatura final, os valores obtidos foram aproximadamente $37,05 \text{ MPa}$ no anular A, $32,20 \text{ MPa}$ no anular B e $23,59 \text{ MPa}$ no anular C.

Verificou-se também que a presença de uma formação mais flexível, em relação aos revestimentos, contribui significativamente para o aumento do volume no Anular C, conforme apresentado na Figura 56, favorecendo que a pressão final fosse nesse anular fosse inferior às dos demais anulares.

Figura 56 – Variação volumétrica por anular para o caso 2



Fonte: Autor (2019).

4.3.3.1.3 Caso 3

Consoante já apresentado, verifica-se nesse caso a influência da atualização da densidade, decorrente do aumento da temperatura e pressão.

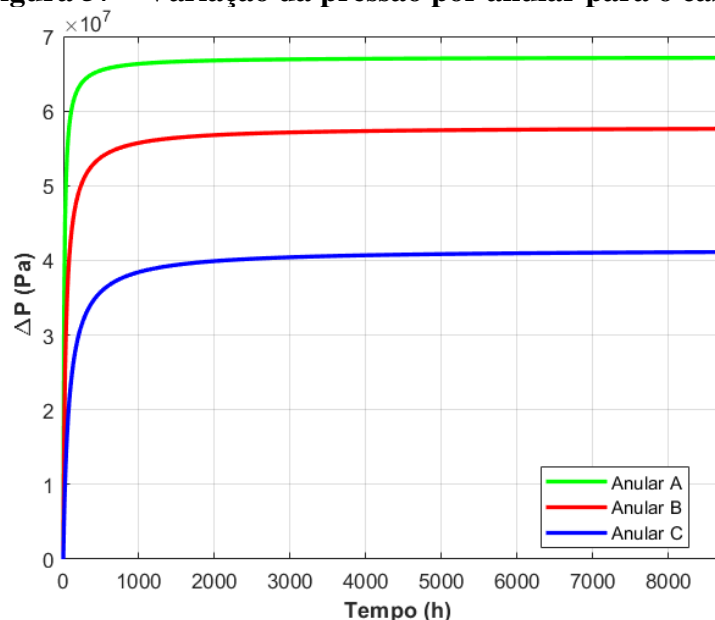
Diante da semelhança de resultados entre esse caso e o anterior, em que os incrementos de pressão obtidos, apresentaram singela distinção em milésimos, opta-se por dispensar a apresentação gráfica do incremento de pressão e de variação volumétrica, por conta da

semelhança com as Figura 55 e 56, não sendo evidente a distinção. Mesmo a diferença a pequena diferença apresentada, a distinção em pressão é favorável a segurança, visto que, mesmo possuindo valores aproximados ao do caso 2, os valores finais de pressão foram superiores. Com esse entendimento, recomenda-se a atualização da densidade para simulações numéricas, preceituando-se tornar o dimensionamento estrutural mais seguro.

4.3.3.1.4 Caso 4

Por conta da modelagem desenvolvida na Seção 3.3.6 permitir o cálculo da compressibilidade isotérmica e do coeficiente de expansão térmica isobárica, verifica-se por meio da Figura 57, que a variação desses parâmetros a cada passo de tempo resultou na modificação do perfil do incremento de pressão em relação aos resultados já apresentados.

Figura 57 – Variação da pressão por anular para o caso 4

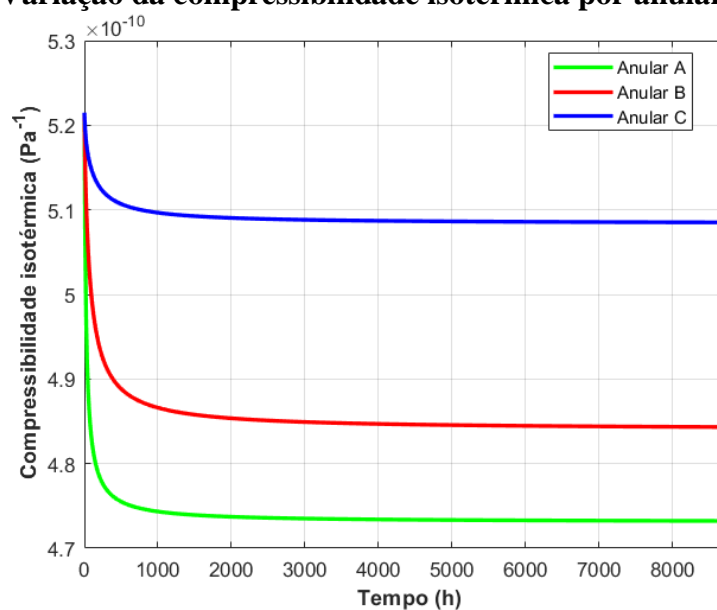


Fonte: Autor (2019).

Por meio da Figura 57, notou-se um grande aumento no perfil de pressão, proporcionado pelo cálculo da compressibilidade e do coeficiente de expansão térmica sem a atualização da densidade. Nota-se que ao término da simulação, os incrementos finais de pressão obtidos foram de aproximadamente de 67,12 MPa no anular A, de 57,62 MPa no anular B e de 41,11 MPa no anular C. Esses valores correspondem, em relação ao caso 3, a uma diferença percentual superior ao caso 3 de 81,14% no anular A, 78,93% no anular B e 74,30% no anular C.

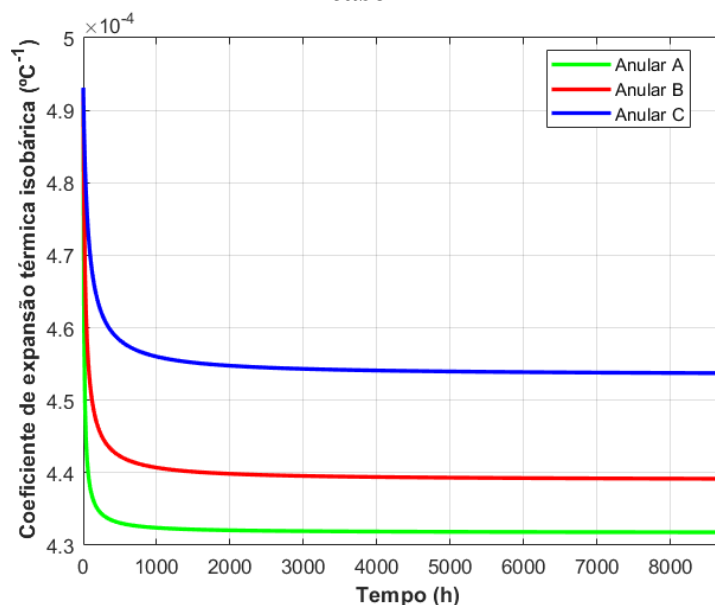
Ressalta-se que a diferença nos valores apresentados foi proporcionada pela distinção e variação dos valores correspondentes à compressibilidade isotérmica, Figura 58, e do coeficiente de expansão térmica isobárica, Figura 59, favorecidos por condições de pressão e temperatura desiguais a cada incremento de tempo. Conforme observado na Figura 58, a compressibilidade isotérmica apresentou nos anulares variação entre $4,73 \cdot 10^{10}$ a $5,2149 \cdot 10^{-10} Pa^{-1}$, apresentando maiores valores nos incrementos de tempo iniciais e menor no final, para em cada anular. Destaca-se que o anular que apresentou menor valor de compressibilidade foi o anular A, em virtude de possuir maior incremento pressão e, por consequência, maior pressão absoluta.

Figura 58 – Variação da compressibilidade isotérmica por anular para o caso 4



Fonte: Autor (2019).

Figura 59 – Variação do coeficiente de expansão térmica isobárica por anular para o caso 4

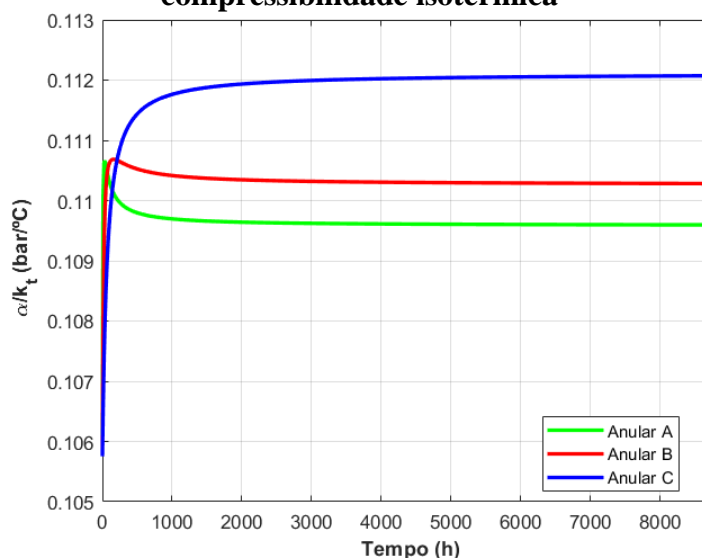


Fonte: Autor (2019).

O coeficiente de expansão térmica apresentou variação entre $4,537 \cdot 10^{-4}$ e $4,931 \cdot 10^{-4} \text{°C}^{-1}$, possuindo maiores valores no início dos incrementos e menor no final. Observa-se que maiores pressões confinantes, impossibilitam a expansão do fluido, conforme pode ser observado pela Figura 59.

De certa forma, os resultados relacionados à compressibilidade e o coeficiente de expansão térmica, apresentam divergência aos resultados expostos por Oudeman e Keren (2004). Quando esses autores afirmam o aumento da razão entre o coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade para a água, utilizam a pressão a 1,00 *bar*, sem considerar a variação da pressão confinante ao fluido e sem considerar composições diferentes à água no fluido de perfuração. Enfatiza-se que o fluido utilizado nesta simulação é o composicional, constituído de frações químicas, sintéticas, água salgada e sólidos. Com vistas a verificar o comportamento do fluido, expõe-se na Figura 60 o perfil gráfico da razão entre o coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade, com base nos incrementos térmicos.

Figura 60 – Variação da razão entre coeficiente de expansão térmica e compressibilidade isotérmica

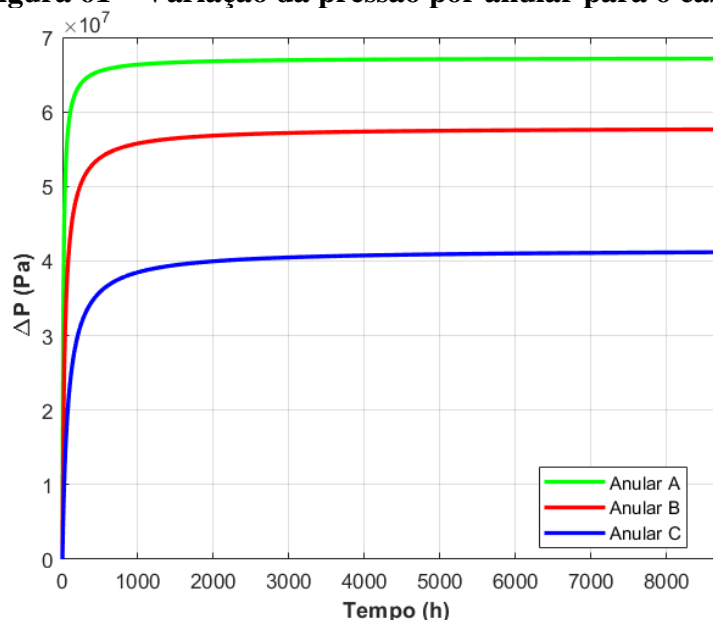


Fonte: Autor (2019).

Decorre da Figura 60, que, em pressões confinantes relativamente menores, o aumento da razão entre o coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade é nítido, entretanto, quanto maior a pressão confinante, menor tende a ser essa razão, conforme corrobora os resultados para o anular A e B.

4.3.3.1.5 Caso 5

Neste caso é apresentada a situação que envolve a atualização da densidade e o cálculo da compressibilidade isotérmica e do coeficiente de expansão térmica isobárica. Resultou-se, dessa implementação o perfil apresentado na Figura 61.

Figura 61 – Variação da pressão por anular para o caso 5

Fonte: Autor (2019).

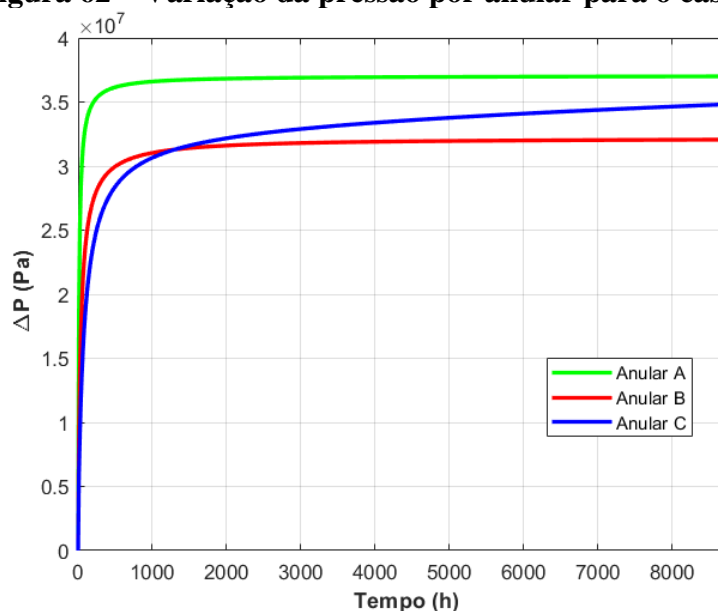
Observa-se que o perfil de pressão apresenta semelhança ao do caso 4, obtendo-se ao término da simulação incrementos finais de pressão de aproximadamente de $67,14 \text{ MPa}$ no anular A, de $57,65 \text{ MPa}$ no anular B e de $41,12 \text{ MPa}$ no anular C, embora para a temperatura final estabelecida tenha valores de $67,25 \text{ MPa}$ no anular A, de $57,91 \text{ MPa}$ no anular B e de $41,56 \text{ MPa}$ no anular C. Embora a semelhança no incremento de pressão, verificou-se que com a atualização da massa específica neste caso, obteve-se resultados com maior magnitude, quando comparado a modelagem que possui apenas a obtenção automatizada da compressibilidade e do coeficiente de expansão térmica, sendo, portanto, mais confiável em termos de projetos para a engenharia de poços.

4.3.3.2 Casos viscoelásticos

4.3.3.2.1 Caso 6

Exibe-se para este caso o resultado da simulação numérica para uma modelagem simplificada, em que a formação possui comportamento baseado no modelo constitutivo de fluência do mecanismo duplo de deformação. Portanto, resulta-se dessa modelagem o perfil de pressões apresentado na Figura 62.

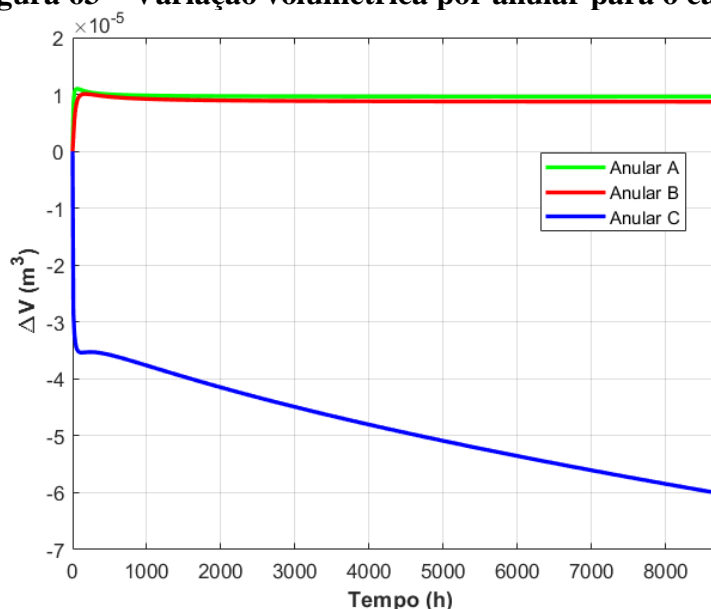
Figura 62 – Variação da pressão por anular para o caso 6



Fonte: Autor (2019).

Diante do resultado apresentado na Figura 62, em comparação ao caso 2, nota-se que o deslocamento do sal favorece o aumento de pressão no interior do anular. Sabe-se que a pressão geostática, inicialmente, possui maior magnitude que a hidrostática na altura de influência adotada, proporcionando à rocha o deslocamento sentido rocha-poço, o que resulta na compressão no anular C.

Decorre do aumento de temperatura que, ao término da simulação numérica, os incrementos finais de pressão foram de aproximadamente $37,00 \text{ MPa}$ no anular A, de $32,06 \text{ MPa}$ no anular B e de $34,83 \text{ MPa}$ no anular C. Este resultado apresenta singela semelhança ao caso 2, quando se compara o resultado obtido no anular A e B. A exceção é apresentada no anular C, que diante da fluência apresentada pelo sal foi exibido maior incremento de pressão, decorrente da redução do volume no anular, conforme demonstrado na Figura 63.

Figura 63 – Variação volumétrica por anular para o caso 6

Fonte: Autor (2019).

Verifica-se pela Figura 63 que, em decorrência da deformação elástica inicial do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação, houve nos instantes de tempo iniciais a redução do volume no anular C, refletindo a sua ação nos demais anulares, fato que proporcionou a redução dos demais anulares e aumento momentâneo do volume interno do anular C. Por conta da prescrição do incremento térmico e do crescimento acelerado da temperatura no anular A, em relação aos demais, o volume dos anulares A e B aumentaram significativamente, enquanto a redução do volume do anular C apresentou crescente redução, decorrente fenômeno da fluência apresentada pela rocha.

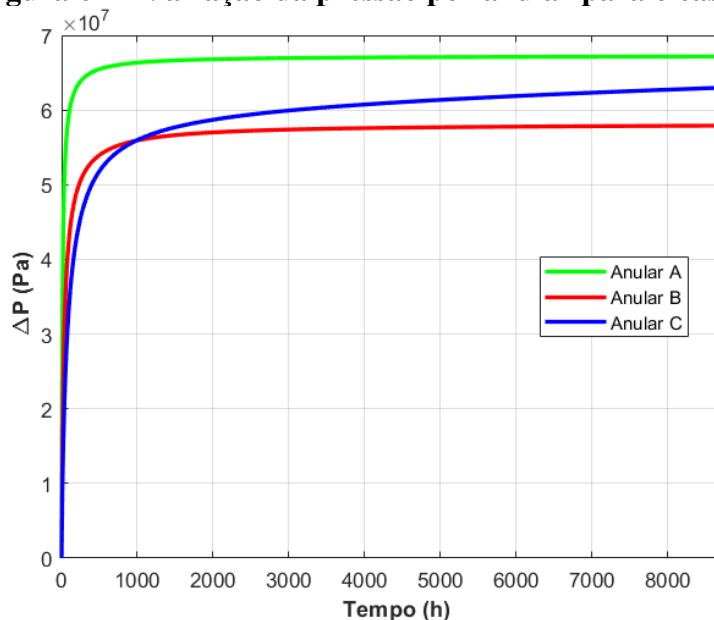
4.3.3.2.2 Caso 7

Salienta-se que esse caso apresenta pequena diferença em relação ao anterior. Tal distinção ocorre pela inserção da atualização da massa específica correspondente aos fluidos existentes nos anulares confinados. Resultou-se disso, que, com o aumento de temperatura ao término da simulação numérica, os incrementos de pressão foram bastante semelhantes ao caso anterior, apresentando distinção apenas em milionésimos. Nesse contexto, suprime-se a apresentação dos resultados e a ilustração gráfica do incremento de pressão e de variação volumétrica.

4.3.3.2.3 Caso 8

Diante do incremento de temperatura, associado ao cálculo da compressibilidade e do coeficiente de expansão térmica, resultou-se da simulação numérica computacional o perfil de pressão apresentado na Figura 64.

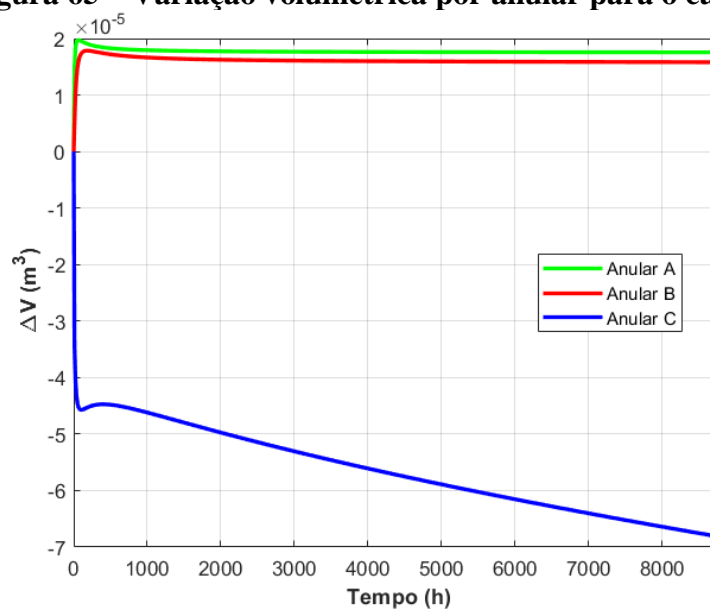
Figura 64 – Variação da pressão por anular para o caso 8



Fonte: Autor (2019).

Nota-se que ao término da simulação, incrementos finais de pressão obtidos foram de aproximadamente de 67,16 MPa no anular A, de 57,91 MPa no anular B e de 63,01 MPa no anular C. Tais valores correspondem, em relação ao caso 4, a uma diferença percentual de aproximadamente 0,062% no anular A, 0,50% no anular B e 53,23% no anular C.

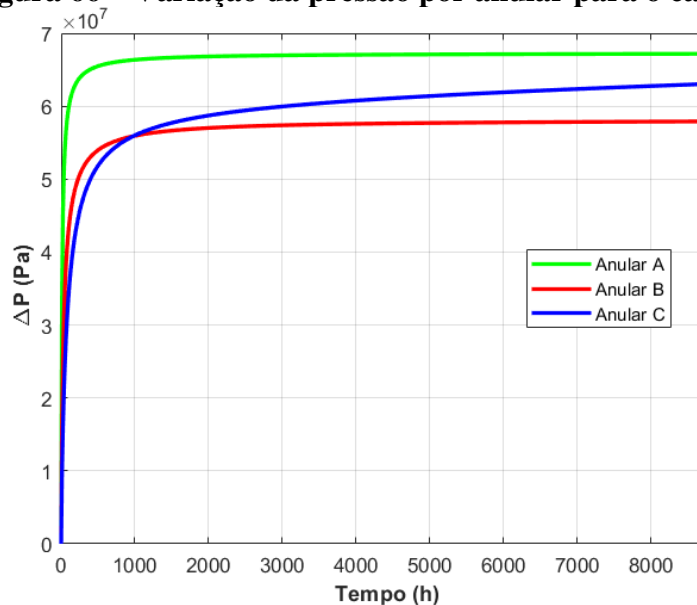
Segundo apresentado na Figura 65, verifica-se que o aumento brusco de temperatura no anular A e B favoreceu a expansão volumétrica por meio do deslocamento dos revestimentos, enquanto a redução do volume no anular C progredia durante o avanço do tempo. Observa-se também que à medida que a temperatura e a pressão nos anulares A e B foram estabilizando, os volumes internos nos anulares apresentaram uma pequena redução, enquanto a redução do volume no anular C passou a refrear singelamente de acordo com o transcorrer dos incrementos de tempo.

Figura 65 – Variação volumétrica por anular para o caso 8

Fonte: Autor (2019).

4.3.3.2.4 Caso 9

Considerando que este caso apresenta a particularidade de associar ao modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação à atualização da densidade do fluido composicional e ao cálculo da compressibilidade juntamente ao do coeficiente de expansão térmica. Apresenta-se, em consequência, na Figura 66 o perfil de pressão obtidos no tempo de simulação adotado.

Figura 66 – Variação da pressão por anular para o caso 9

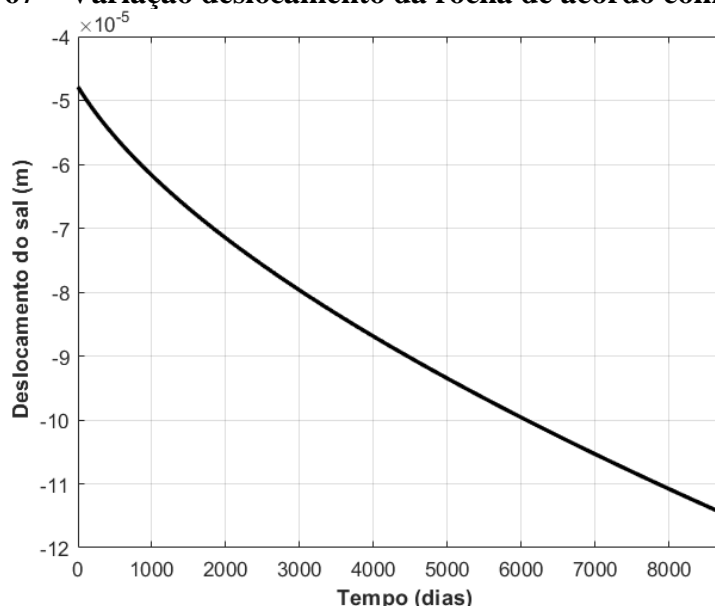
Fonte: Autor (2019).

Segundo a Figura 66, verifica-se que o incremento final de pressão nos anulares é semelhante ao apresentado na Figura 64 do caso anterior, havendo pouca diferença nos valores finais. Com base nesta afirmação, ao término da simulação numérica, os incrementos finais de pressão foram de aproximadamente de $67,18 \text{ MPa}$ no anular A, de $57,91 \text{ MPa}$ no anular B e de $63,05 \text{ MPa}$ no anular C. Com isso, verifica-se que os incrementos de tempo no anular A e C apresentam maiores valores que o caso anteriormente apresentado.

4.3.3.2.5 Caso 10

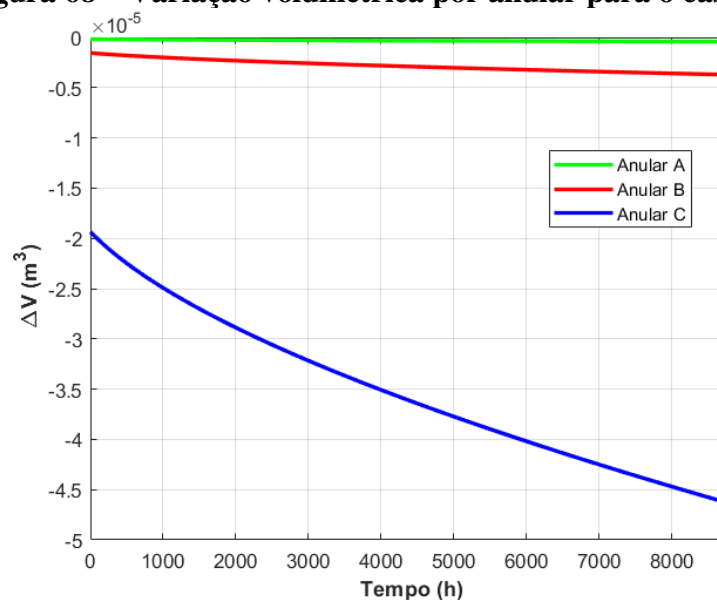
Nesse caso, analisa-se o resultado do aumento da pressão gerado pela redução de volume na seção de poço aberto proporcionado pelo deslocamento da rocha no sentido rocha-poço, propiciando a compressão do fluido de perfuração neste anular. Conforme apresentado na Figura 67, a rocha, pelo mecanismo da fluência aplicado às condições de contorno admitidas, tende a se movimentar no sentido de fechamento do poço. Para o caso em tela, o fechamento do poço atingiu o limiar de $-1,145 \cdot 10^{-4} \text{ m}$, no tempo final de simulação.

Figura 67 – Variação deslocamento da rocha de acordo com o tempo



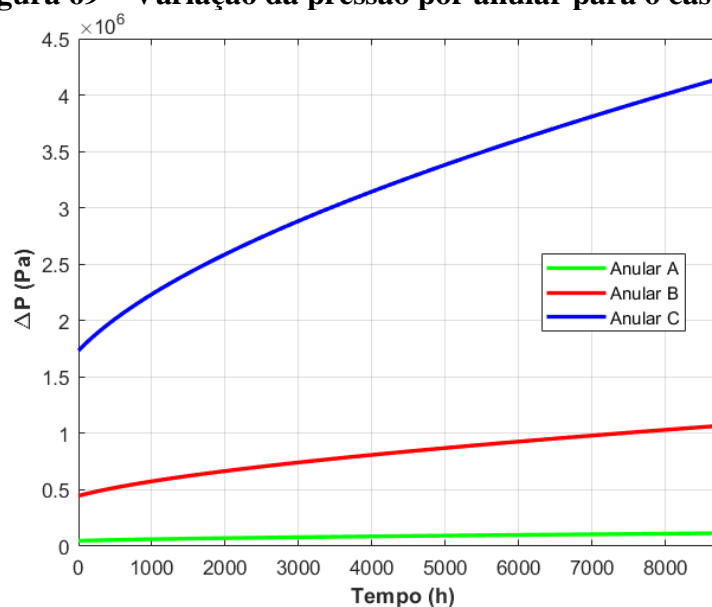
Fonte: Autor (2019).

O deslocamento no raio interno da rocha confere ao fluido compressão e redução do volume da seção de poço aberto, conforme evidenciado na Figura 68, gerando tensões em revestimentos e anulares contíguos, até que seja alcançada uma nova condição de equilíbrio no volume dos anulares, e uma nova pressão final.

Figura 68 – Variação volumétrica por anular para o caso 10

Fonte: Autor (2019).

Verifica-se que o deslocamento no sal nos instantes iniciais da simulação numérica, devido à deformação elástica inicial, gerou a redução no volume do anular C, provocando a compressão dos demais anulares. Isto proporcionou a redução do volume anular A e B nos instantes iniciais. No decorrer da simulação, atingiu-se uma condição em que a redução gradativa do deslocamento manteve o volume do Anular A praticamente invariável e o Anular B com um exíguo aumento do volume, evidenciado na Figura 68. O deslocamento da rocha de acordo com o tempo, gerou o perfil de pressões apresentado na Figura 69.

Figura 69 – Variação da pressão por anular para o caso 10

Fonte: Autor (2019).

Decorre que ao término da simulação numérica, os incrementos finais de pressão no valor de 0,115 MPa no anular A, de 1,069 MPa no anular B e de 4,151 MPa no anular C, evidenciando a interferência e a importância de analisar o fenômeno da fluência acoplado ao estudo do APB.

4.4 Cenário de estudo multicamada envolvendo evaporitos

Analisa-se nesta Seção a simulação numérica envolvendo o acoplamento de várias camadas de espessura variável, que possuem suas estruturas contíguas e fluidos que compartilham o mesmo anular. Salienta-se que cada camada possui uma profundidade de influência localizada em sua altura média. Nessa região são calculados todos os parâmetros necessários ao cálculo do APB, incluindo os incrementos de temperaturas, informações relacionadas ao fluido e à formação rochosa, servindo, por conseguinte, como local de referência para o cálculo dos fenômenos térmicos e mecânicos associados às estruturas existentes no interior do poço.

Para a análise do modelo multicamadas, analisar-se-ão dois cenários baseados no estudo proposto por de Peres (2015) e por Almeida (2016), embora seja feita a análise termomecânica com o acoplamento do modelo do mecanismo duplo de deformação para simular o fenômeno da fluência com três tipos de rocha salinas.

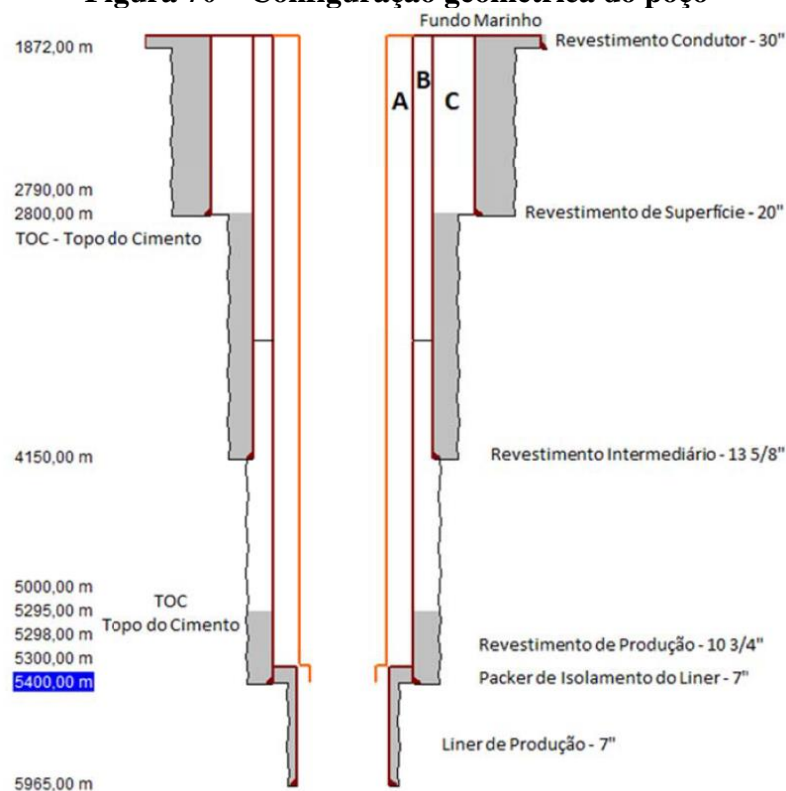
Nesse contexto, considerar-se-á para Perez (2015) constantes de fluência semelhantes ao apresentado para a rocha halita no programa EPsal, um *software* utilizado pela Petrobras e desenvolvido em parceria com a UFAL (Universidade Federal de Alagoas).

Já para a reprodução dos cenários apresentados Almeida (2016), dois casos serão reproduzidos utilizando, portanto, dois tipos de rocha descritos pelo autor.

4.4.1 Descrição do cenário de Perez (2015)

Para a avaliação do desempenho e verificação da coerência do modelo proposto, reproduz-se o estudo de caso desenvolvido por Perez (2015), escolhido como um poço com características do Pré-sal, possuindo, portanto, revestimentos convencionais e um sal profundo, segundo pode ocorrer nas regiões na Bacia de Santos (PEREZ, 2015).

O esquema do poço adotado por Perez (2015), com as cotas relacionadas aos elementos internos, traz uma seção de poço aberto e não cimentado de aproximadamente 850 metros em contato com o fluido confinado no anular B, conforme apresentado na Figura 70.

Figura 70 – Configuração geométrica do poço

Fonte: Perez (2015).

Esse cenário foi desenvolvido por Perez (2018) para analisar, em momentos após a conclusão do poço, o crescimento de pressão no anular resultante da fluência da rocha salina, considerando-se que após a perfuração e conclusão o poço ficaria 56 dias sem fluxo. Após esse período, o poço seria colocado em produção por 480 dias, período em que seria analisado o incremento de pressão final.

Perez (2015) definiu, para o esquema geométrico do poço os parâmetros apresentados na Tabela 19, enquanto que as propriedades elásticas dos elementos pertencentes a estrutura do poço e da rocha que está em contato com as regiões cimentadas, a qual possui comportamento elástico linear, estão apresentadas na Tabela 20.

Tabela 19 – Características e configuração geométrica do poço

Revestimento	Diâmetro externo (in)	Diâmetro interno (in)	Diâmetro do poço (in)	Peso (lb/ft)	Profundidade do revestimento	
					Topo (m)	Base (m)
Conductor	30	28	36	456,4	1.800	1.872
Superfície	20	18	26	203	1.800	2.800
Intermediário	13 3/8	12,347	17 1/2	88,2	1.800	4.150
Produção	10 3/4	9,156	14 3/4	85,3	1.800	5.400

Fonte: Adaptado de Perez (2015).

Tabela 20 – Propriedades elásticas dos materiais

Revestimento	Módulo de Young (GPa)	Poisson	Coefficiente de dilatação térmica linear (°C ⁻¹)
Cimentação	10,9	0,36	0
Folhelho	10,9	0,36	0
Revestimentos	210	0,30	$1,4 \cdot 10^{-5}$
Rocha	10,9	0,36	0

Fonte: Adaptado de Perez (2015).

Perez (2015) define para a composição dos fluidos de perfuração a massa específica de aproximadamente 12 *lb/gal*. Destaca-se que para realizar o cálculo do perfil de massa específica, necessita-se informar a composição do fluido que será utilizado em cada fase do poço. Nessa perspectiva, adotou-se o modelo composicional para os fluidos de perfuração formado pelas seguintes frações mássicas: 62,5% de base orgânica, 20% de base salina, 16,5% de baritina (35,819 *lb/gal*) e 1% de químicos (9,5 *lb/gal*) (PEREZ, 2015). Também foram definidas as propriedades composicionais dos fluidos por meio dos coeficientes apresentados por Zamora et al. (2013), conforme exibido na Tabela 21. Os perfis térmicos utilizado para o cálculo da densidade, são obtidos por meio das Equações 3.75, 3.76, 3.77, 3.78 e 3.79, geradas a partir da simulação térmica realizada no programa Wellcat (PEREZ, 2015).

Tabela 21 – Tabela com constantes dos fluidos utilizados na simulação de APB, conforme Zamora et al. (2013)

Coeficientes	Base orgânica (Sintética)	Base óleo (Óleo mineral)
a_1	6,8467	6,8701
b_1	$3,05 \cdot 10^{-5}$	$3,13 \cdot 10^{-5}$
c_1	$-2,43 \cdot 10^{-11}$	$-2,22 \cdot 10^{-10}$
a_2	$-2,72 \cdot 10^{-3}$	$-2,82 \cdot 10^{-3}$
b_2	$5,35 \cdot 10^{-8}$	$6,11 \cdot 10^{-8}$
c_2	$-6,99 \cdot 10^{-13}$	$-9,47 \cdot 10^{-13}$

Fonte: Adaptado de Perez (2015).

$$T_w = -2,67 \cdot \ln(d) + 20 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (3.75)$$

$$T_{Geo} = 103,22 \cdot \ln(d) - 769,09 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (3.76)$$

$$T_A = 27,825 \cdot \ln(d) - 115,12 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (3.77)$$

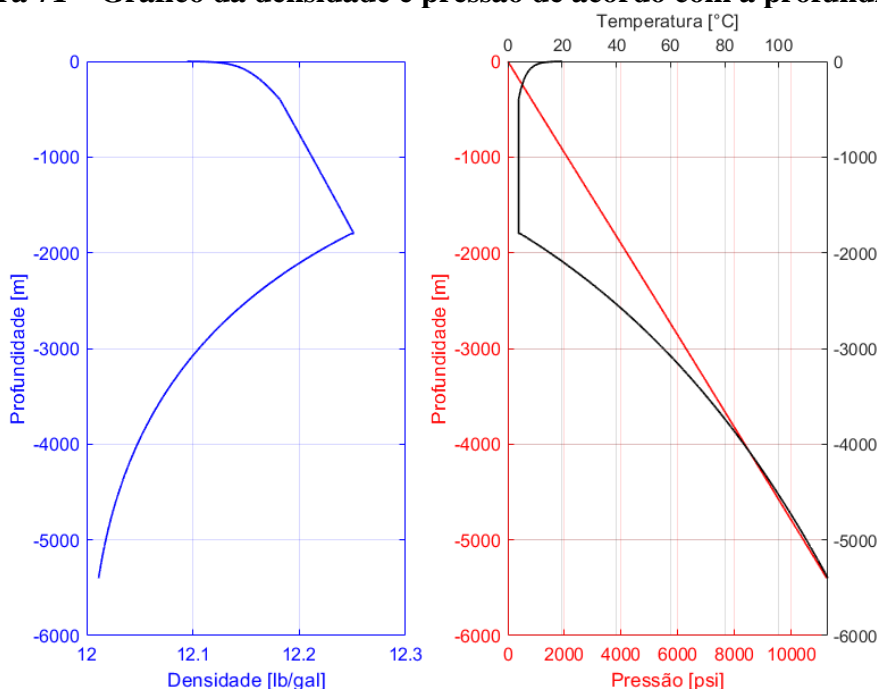
$$T_B = 39,016 \cdot \ln(d) - 212,18 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (3.78)$$

$$T_C = 53,008 \cdot \ln(d) - 329,65 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (3.79)$$

em que T_w corresponde ao perfil de temperatura do mar até 400 metros de profundidade após a lâmina d'água, T_{Geo} é a temperatura geotérmica (de acordo com a profundidade d) em graus Celsius utilizado como temperatura inicial da formação e elementos presentes internamente ao poço, T_A é a temperatura para o estado de equilíbrio (temperatura final) no anular A, T_B é a temperatura para o estado de equilíbrio no anular B e T_C é a temperatura para o estado de equilíbrio no anular C. Convém observar que Perez (2015) adota temperatura na linha d'água de 20°C e após 400 metros utiliza a temperatura de 4°C até a profundidade do assoalho marinho, a 1.800 metros.

A partir dos parâmetros geométricos, dados elásticos, composição dos fluidos presentes nos anulares e do perfil térmico dado como entrada para o cálculo do APB, calcula-se a densidade dos fluidos de acordo com a profundidade, temperatura e pressões iniciais. A Figura 71 exibe a representação gráfica da variação da densidade do fluido de acordo com a profundidade, pressão e temperatura, também apresentados na referida figura.

Figura 71 – Gráfico da densidade e pressão de acordo com a profundidade

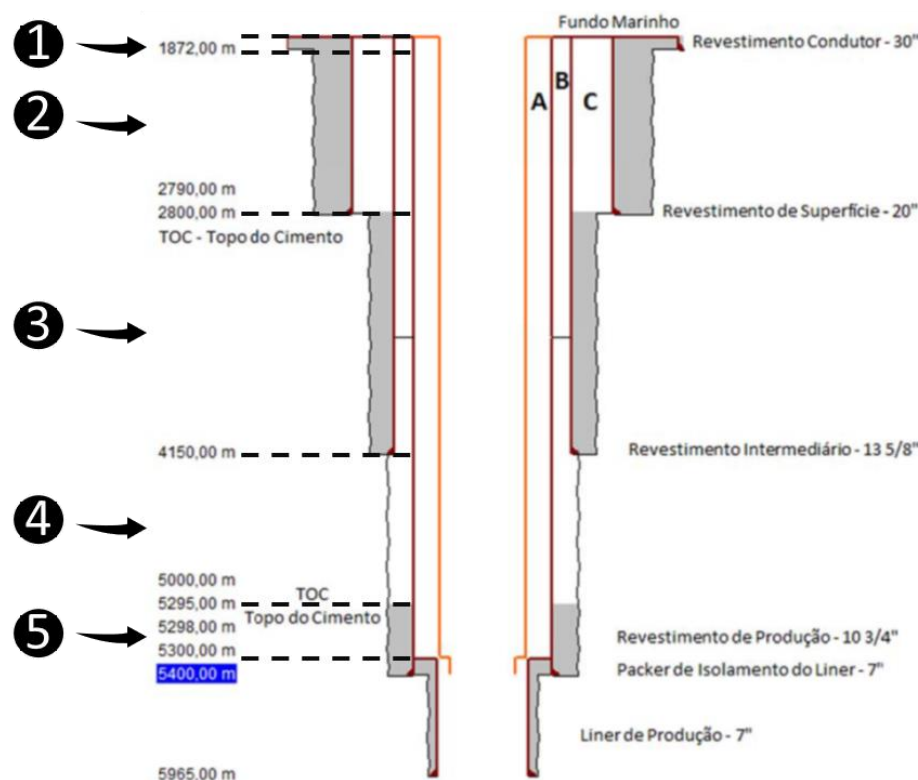


Fonte: Autor (2019).

Nota-se, a partir da Figura 71, que o fluido utilizado por Perez (2015) apresenta significativa variação da densidade com a profundidade, temperatura e pressão. Chegando a manifestar como máxima e mínima densidades, respectivamente, 12,2512 e 12,0113 *lb/gal*, o que corresponde a uma diferença de 0,2399 *lb/gal* entre a densidade máxima, no assoalho, marinho e a mínima na sapata do revestimento de produção, cuja pressão hidrostática apresentou uma magnitude de 11.262,489 *psi*, aproximadamente 77,652 *MPa*.

Para a simulação numérica desse cenário, considerou-se subdividir o domínio em alturas de influência, como estratégia de reduzir o esforço computacional. Perez (2015), fez sua simulação dividindo o esquema do poço metro-a-metro, visando calcular e atualizar a densidade a cada trecho de acordo com as condições de temperatura e pressão, pretendendo com isso calcular a variação do volume com maior precisão. Neste estudo, fez-se a divisão do domínio em camadas, considerando uma profundidade de influência (centro de cada camada) como ponto de captação dos dados de densidade, temperatura, pressão e demais propriedades. De acordo com a Figura 72, a geometria apresentada por Perez (2015), pode ser subdividida em 5 regiões com uma sequência de elementos, estruturas e geometrias diferentes, as quais servirão como base para a subdivisão em trechos menores.

Figura 72 – Configuração geométrica do poço e subdivisão das camadas



Fonte: Perez (2015).

Segundo a Figura 72, as regiões são referenciadas com a numeração de 1 a 5, desprezando a região correspondente ao *liner* de produção, visto a ausência de anulares confinados. Para cada região em destaque é feita a subdivisão em camadas em espessuras iguais para a definição da profundidade de influência. Nesse estudo serão considerados três tipos de subdivisões, referenciadas como modelos, para a realização da simulação numérica, segundo apresentado na Tabela 22

Tabela 22 – Subdivisões e espessura das regiões

Regiões	Espessura da camada (m)	Quantidade de subdivisões		
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
1	72	1	2	4
2	928	1	4	8
3	1.350	1	5	5
4	850	1	5	10
5	300	1	2	3
Total de subdivisões		5	18	30

Fonte: Autor (2019).

Para o cenário em questão, considera-se que o incremento de temperatura é igual a diferença entre as temperaturas do estado de equilíbrio e o gradiente geotérmico, em cada anular. Para as simulações, utilizar-se-ão, para cada anular, o tempo limite apresentado na Tabela 23.

Tabela 23 – Tempo limite relacionado ao incremento temperatura

Anulares	t_{lim} (dias)
A	1
B	2
C	3

Fonte: Autor (2019).

Perez (2015) não utiliza como dados de entrada os valores da compressibilidade e de coeficiente de expansão térmica, pois as propriedades do fluido são calculadas de acordo com massa específica, utilizada como base de cálculo para o APB consoante a expansão volumétrica decorrente do incremento de pressão e temperatura. Dentro desse contexto, calculam-se neste cenário, de acordo com a temperatura e pressão, a compressibilidade isotérmica, o coeficiente

de expansão térmica e a densidade, as quais são atualizadas a cada incremento de tempo e temperatura, com base nas alturas de influência.

O modelo utilizado para a fluência da rocha salina, no trecho de poço aberto, é o do mecanismo duplo de deformação. Portanto, para representar o comportamento da halita, utilizam-se as constantes obtidas em um ensaio de fluência sob condições de temperatura controladas apresentadas no estudo de Poiate Jr. (2012), conforme exibido na Tabela 24.

Tabela 24 – Constantes do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação

Tipo de Rocha	E (GPa)	Poisson	ϵ_0 (h^{-1})	σ_0 (MPa)	T_0 (°C)	n_1	n_2
Halita	20,4	0,36	$1,888 \cdot 10^{-6}$	9,91	86,00	3,36	7,55

Fonte: Autor (2019).

Salienta-se que Perez (2015) fez a utilização de uma pré-configuração das constantes da rocha halita no programa EPsal, um *software* interno da Petrobras desenvolvido em parceria com a UFAL (Universidade Federal de Alagoas), para calcular a taxa de fechamento do referido sal (PEREZ, 2015). Portanto, diante da gama de modelos de rocha existentes no banco de dados do programa EPsal é provável que as constantes adotadas estejam diferentes das pré-configuradas pelo referido *software*. Para preservar as características da simulação numérica feita por Perez (2015), utiliza-se o passo de tempo de 24 horas.

Vale destacar que nas equações constitutivas adotadas, considera-se a influência da formação na simulação, portanto, admitiu-se a utilização da tensão de soterramento ou de sobrecarga, equivalente a tensão vertical correspondente ao peso das camadas superiores que pode ser calculada por meio do somatório do peso da lâmina d'água e das formações superiores. Dessa forma, admitiu-se para a água do mar a densidade de 1.030 kg/m^3 e para a formação o valor de 2.256 kg/m^3 .

Dentro do contexto apresentado, considerando-se os parâmetros e a discretização adotada, apresenta-se na seguinte Seção os resultados aplicados a esse cenário.

4.4.2 Resultados do cenário de Perez (2015)

Consoante apresentado nas Equações 3.75, 3.76, 3.77, 3.78 e 3.79 e nos dados apresentados na Tabela 23, o perfil do incremento de temperatura resultante para cada anular foi diferente a cada temperatura, retratando o hipotético aquecimento do fluido confinado em cada espaço anular.

Salienta-se que nas primeiras 56 horas iniciais não há incrementos de temperatura. Segue-se após isso o crescimento acentuado da temperatura, em virtude do reduzido tempo limite imposto, simulando-se a colocação do poço em produção após os 56 dias de confinamento do fluido.

Dentro desse contexto, apresenta-se na Tabela 25 o resultado dos incrementos de pressão para a halita, contemplando os 3 modelos de subdivisão do esquema geométrico do poço.

Tabela 25 – Incremento de pressão para o cenário de Perez (2015)

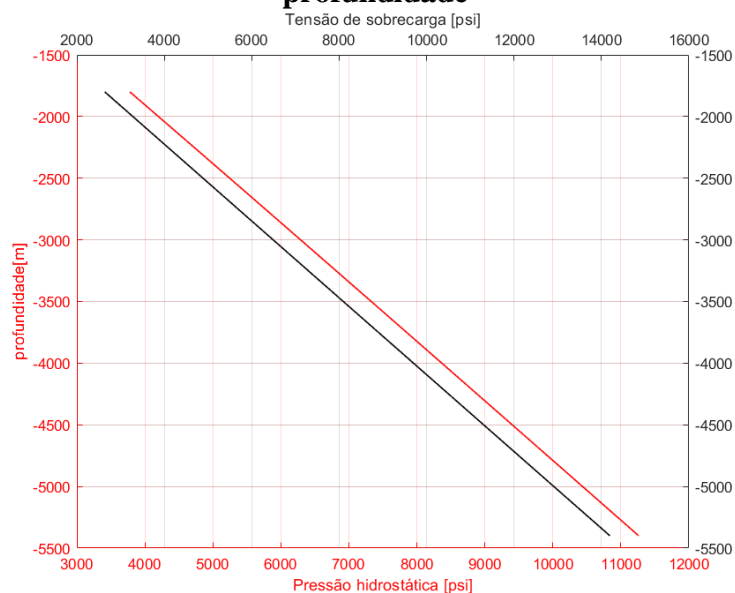
Anular	Incremento de pressão em 56 dias (MPa)			Incremento de pressão em 480 dias (MPa)		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
A	0,0057	0,0192	0,0328	38,332	38,774	38,639
B	6,9608	7,4345	7,4501	18,206	18,033	17,990
C	-0,0079	-0,229	-0,0456	49,741	50,498	51,440

Fonte: Autor (2019).

Os resultados apresentados na Tabela 25 exibem a diferença de acordo com a discretização adotada. Segundo os dados apresentados, espera-se que quanto melhor a discretização mais acurados tendem a ser os valores. Em relação aos resultados apresentados por Perez (2015), para o poço em estática, ou seja, sem produção a pressão no anular B em 56 horas foi de aproximadamente 1.009 *psi*, enquanto em 480 dias foi obtido o valor de 3.801 *psi*. Ao considerar o período de estática, obteve-se o valor de aproximadamente 6,961 *MPa* (1009,58 *psi*) para o Modelo 1, 7,434 *MPa* (1078,21 *psi*) para o Modelo 2 e 7,45 *MPa* (1080,55 *psi*) para o Modelo 3, o que corresponde às diferenças percentuais no valor de aproximadamente 0,057% para o Modelo 1, 6,86% para o Modelo 1 e 7,09% para o Modelo 3.

Nota-se que o incremento de pressão gerado pelo deslocamento do sal nos 56 dias iniciais, gerou singela variação de pressão nos anulares adjacentes ao anular B. Ao considerar os resultados do Modelo 3, foi verificado o incremento de pressão equivalente a 32,8 *kPa* no anular A, enquanto que no B houve o decremento de -45,6 *kPa*. Em relação ao decremento apresentado no Anular C, infere-se que, consoante exibido na Figura 73, em virtude da pressão do fluido no interior dos anulares ser mantida em valores superiores à tensão de soterramento, por questões de segurança. O incremento de pressão no anular B, associado ao estado de tensão do poço, favoreceu o deslocamento dos elementos internos do poço no sentido revestimento-cimentação-formação, gerando a acomodação da estrutura, o que propiciou o decremento da pressão no anular C.

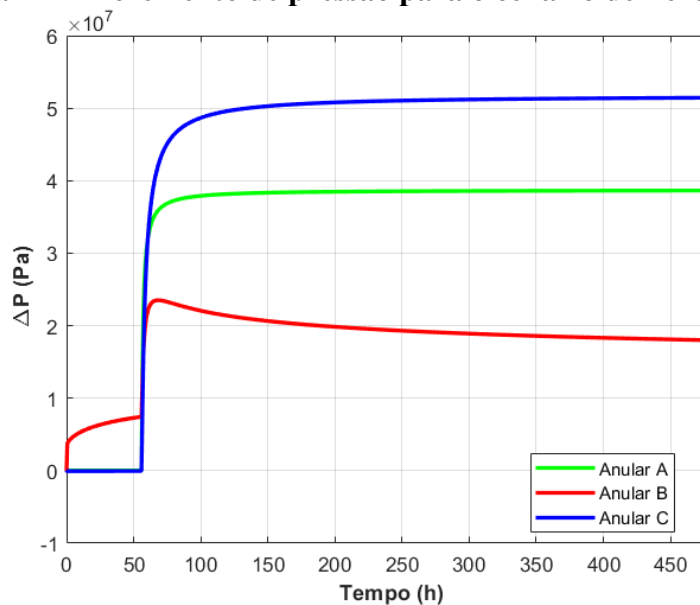
Figura 73 – Pressão hidrostática e a tensão de soterramento de acordo com a profundidade



Fonte: Autor (2019).

Analisando o resultado do Modelo 3, em relação ao incremento de pressão decorrente do início da produção, conforme apresentado na Figura 74, verificou-se que houve após os 56 dias o aumento acentuado seguido do decréscimo de pressão. Tal fenômeno, gerado pelo comportamento viscoelástico da rocha, apresenta comportamento similar ao efeito fusível, ou seja, a redução do incremento de pressão no interior do anular provocado pelo deslocamento da rocha sentido poço-formação, proporcionando o alívio da pressão, o qual é sentido em todos os anulares.

Figura 74 – Incremento de pressão para o cenário de Perez (2015)



Fonte: Autor (2019).

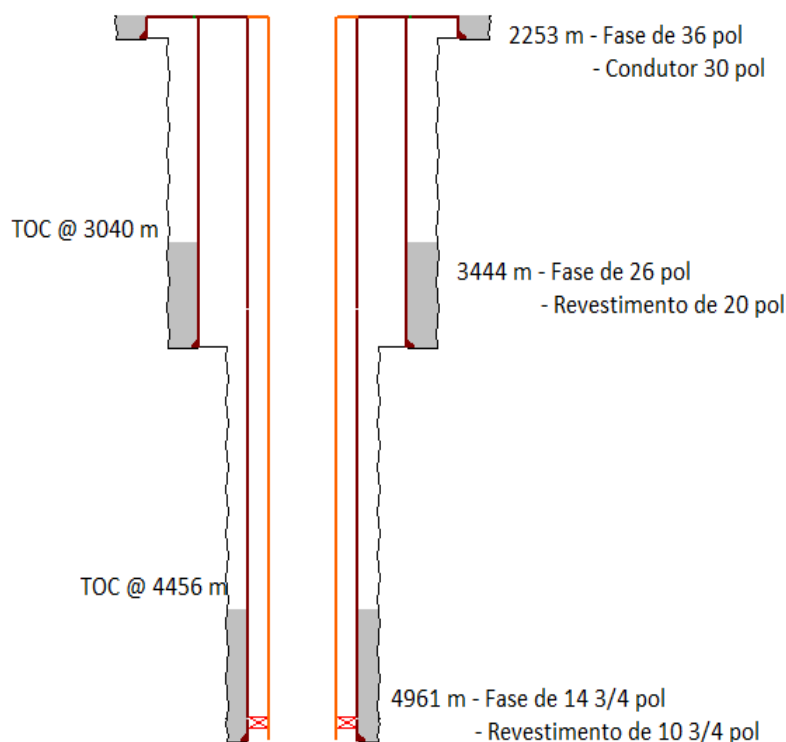
Decorre da Figura 74, que de forma evidente o anular B apresentou um pico relacionado ao incremento de pressão. Nesse anular o maior valor apresentado foi de 23,508 *MPa*, em seguida houve o decréscimo de pressão até ser atingido o valor final de 17,990 *MPa*. O maior valor apresentado nos anulares contíguos ao B foram de aproximadamente 38,639 *MPa* no anular A e 51,440 *MPa* no C. Nota-se que os picos apresentam valores superiores aos exibidos ao término dos 480 dias, evidenciando, assim, a redução no incremento de pressão em todos os anulares, por decorrência do comportamento viscoelástico apresentado pela halita.

Salienta-se que Perez (2015) não apresentou o histórico do incremento de pressão para o período de produção, portanto, acredita-se que não tenha sido considerada a iteração da rocha evaporítica ao crescimento da pressão interna do anular, que favoreceu a redução do incremento de pressão nos anulares, fato que prejudica a comparação dos resultados, considerando o período após o início da produção.

4.4.3 Descrição do cenário de Almeida (2016)

Nesse segundo cenário viscoelástico, faz-se a simulação de dois casos apresentados por Almeida (2016). Em seu estudo é apresentada a configuração de uma seção de poço que utiliza uma geometria padrão representativa um poço fictício do Pré sal, cujo esquema para a seção do poço se encontra representada na Figura 76, assim como os dados relacionados à geometria se encontra definida na Tabela 26.

A configuração de poço apresentada na Figura 75 contempla até a terceira fase (intermediária), fase que possui a formação salina. Salienta-se que modelo utilizado por Almeida (2016) não inclui a fase de produção. No cenário proposto por Almeida (2016), considerou-se que as rochas são regidas de duas formas: uma pelo regime elástico linear, representando as rochas não-evaporíticas, e a outra que utiliza o mecanismo duplo de deformação, representando as rochas salinas. Os casos apresentados por Almeida (2016), utilizam o regime elástico linear em rochas superiores à camada salina, ou seja, considera apenas a seção de poço aberto com o comportamento viscoelástico da rocha salina.

Figura 75 – Configuração de poço

Fonte: Almeida (2016).

Tabela 26 – Características e configuração geométrica do poço

Revestimento	Diâmetro externo (in)	Diâmetro interno (in)	Diâmetro do poço (in)	Profundidade do revestimento	
				Topo (m)	Base (m)
Conductor	30	28,5	36	2.169	2.253
Superfície	20	19	26	2.169	3.444
Intermediário	10 3/4	9,953	14 3/4	2.169	4.961

Fonte: Adaptado de Almeida (2016).

Segundo Almeida (2016), a região do Pós-sal, refere-se a parte superior do poço que se estende do assoalho marinho até o topo da região salina. A região do Pós-sal foi considerada preenchida puramente por folhelho. Para a construção do trecho salino a depender do caso a ser reproduzido foram utilizadas duas rochas salinas, a halita, rocha normalmente predominante nas formações salinas do Pré-sal, e a carnalita, rocha com mobilidade 100 vezes maior que a halita (LAMWIDA, 2016). A Tabela 27 apresenta as propriedades elásticas das rochas utilizadas nesse cenário.

Tabela 27 – Características elásticas das rochas

Propriedades	Folhelho	Halita	Carnalita
Módulo de Young (<i>GPa</i>)	7,5	20,4	4,2
Poisson	0,25	0,36	0,36

Fonte: Adaptado de Almeida (2016).

Diferentes materiais evaporíticos tendem a possuir comportamento reológico distintos por conta dos aspectos intrínsecos e extrínsecos, por causa da utilização de 2 tipos de rochas nas simulações numéricas, a carnalita e a halita, utilizam-se as constantes apresentadas na Tabela 28 (POIATE JR., 2012; ALMEIDA, 2016).

Tabela 28 – Constantes do modelo de fluência do mecanismo duplo de deformação

Tipo de Rocha	ϵ_0 (h^{-1})	σ_0 (<i>MPa</i>)	T_0 (°C)	n_1	n_2
Carnalita	$4,31 \cdot 10^{-8}$	9,92	86,00	3,36	7,55
Halita	$5,22 \cdot 10^{-10}$	5,71	130,00	2,87	7,17

Fonte: Almeida (2016).

Os materiais utilizados nas colunas de revestimentos possuem as mesmas propriedades elásticas, embora possuam peso linear diferentes. De acordo com esta afirmação, constam na Tabela 29 as propriedades para cada coluna de revestimento.

Tabela 29 – Propriedades elásticas e peso linear dos revestimentos

Propriedades	Revestimentos		
	30 pol	20 pol	10 3/4
Módulo de Young (<i>GPa</i>)	210	210	210
Poisson	0,3	0,3	0,3
Peso linear (<i>lb/ft</i>)	554	203	85,3

Fonte: Adaptado de Almeida (2016).

Almeida (2016) utilizou um peso de fluido único para a perfuração de cada fase. Portanto, a Tabela 30 são apresentas as densidades dos fluidos utilizados por cada fase.

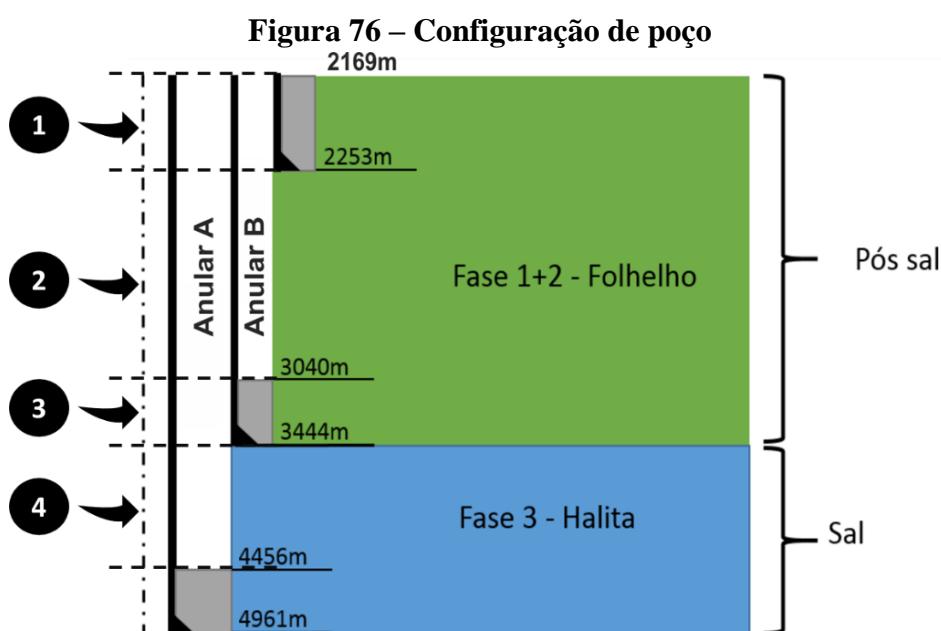
Tabela 30 – Densidade dos fluidos por fase de perfuração de poços

Fases	Densidade do fluido (lb/gal)
Fase 1	8,6
Fase 2	8,6
Fase 3	11,5

Fonte: Adaptado de Almeida (2016).

Para esse cenário são apresentados dois casos, um que apresenta apenas um tipo de rocha (Caso 1), cuja seção aberta do poço é preenchida apenas pela halita. O outro (Caso 2) há a presença da halita, intercalada com uma lente de sal com de maior mobilidade, neste caso representado pela carnalita, rocha de maior mobilidade que a halita (ALMEIDA, 2016). Para esse segundo caso, considerou-se a proporção de 2% de carnalita, equivalente a 30 metros de um pacote de carnalita, localizado a uma profundidade entre 3.459 e 3.489 metros (ALMEIDA, 2016).

Para a simulação computacional que envolve apenas um tipo de rocha, considerou-se subdividir o domínio em alturas de influência, localizadas no centro de cada camada. Portanto, o domínio foi dividido em 4 e em 14 camadas nas regiões referenciadas com a numeração de 1 a 4, conforme ilustrado na Figura 76, nomeadas como modelos, consoante apresentado na Tabela 31.



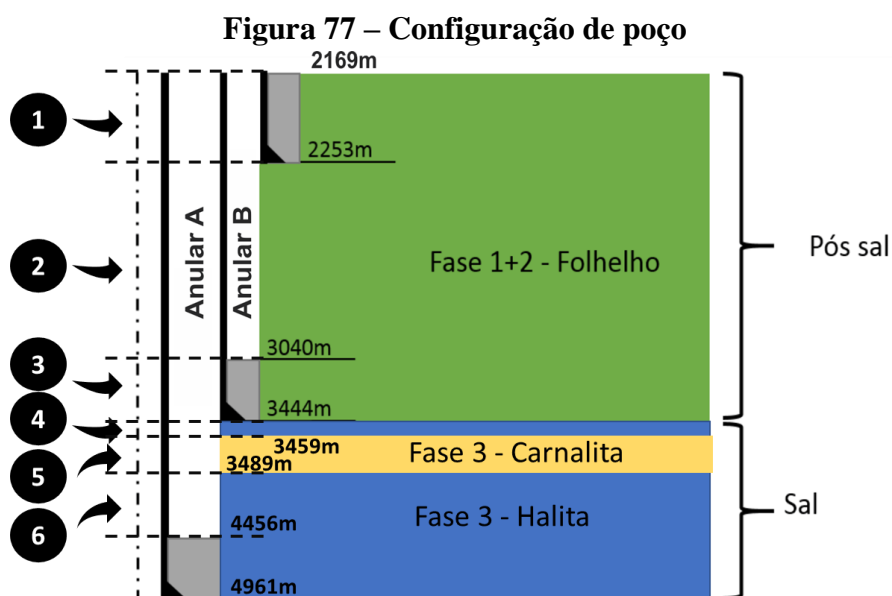
Fonte: adaptado de Almeida (2016).

Tabela 31 – Subdivisões e espessura das regiões

Regiões	Espessura da camada (m)	Quantidade de subdivisões	
		Modelo 1	Modelo 2
1	84	1	2
2	787	1	5
3	404	1	2
4	1.012	1	5
Total de subdivisões		4	14

Fonte: Autor (2019).

Para o caso envolvendo a lente de carnalita, considerou-se subdividir o domínio a mesma lógica do caso envolvendo uma rocha salina, embora tenha sido considerado dividir o domínio 6 camadas nas regiões são referenciadas com a numeração de 1 a 6, conforme ilustrado na Figura 77, cujas camadas são subdivididas conforme a Tabela 32.



Fonte: adaptado de Almeida (2016).

Tabela 32 – Subdivisões e espessura das regiões

Regiões	Espessura da camada (m)	Quantidade de subdivisões
1	84	2
2	787	5
3	404	2
4	15	1
5	30	1
6	967	5
Total de subdivisões		16

Fonte: Autor (2019).

Para os dois tipos de cenários, conforme Almeida (2016), adotam-se para a compressibilidade e o coeficiente de expansão térmica valores fixos para todos os anulares. Essas propriedades térmicas são apresentadas na Tabela 33.

Tabela 33 – Propriedades térmicas para os fluidos dos anulares

Anulares	Propriedades térmicas	
	k_T	α
A e B	$6,67 \cdot 10^{-10} Pa$	$8 \cdot 10^{-10} \text{°C}$

Fonte: Adaptado de Almeida (2016).

Para o cenário em questão, considera-se que o poço, em cada anular, está a uma temperatura que segue o gradiente geotérmico original. Após a produção, com a circulação do fluido produzido, acontece o aquecimento em seu entorno. Almeida (2016) utiliza o *software* Wellcat para fornecer a temperatura prescrita nos anulares do poço a partir de uma vazão de produção específica. Por consequência, considera-se que a temperatura inicial no fundo do mar é de 4°C, de 47,45°C no topo do sal e de 60,98°C na base do sal. Para simular o aquecimento do poço, utilizar-se-ão, para cada anular, o tempo limite apresentado na Tabela 34.

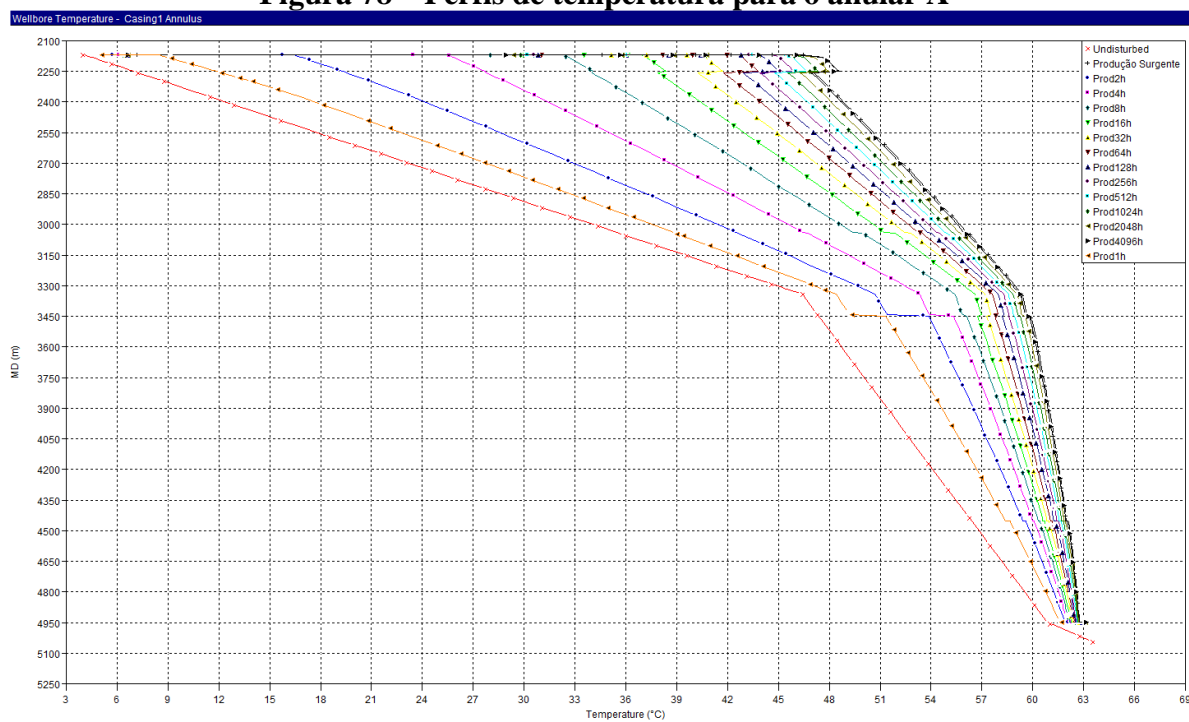
Tabela 34 – Tempo limite relacionado ao incremento temperatura

Anulares	t_{lim} (dias)
A	10
B	20

Fonte: Autor (2019).

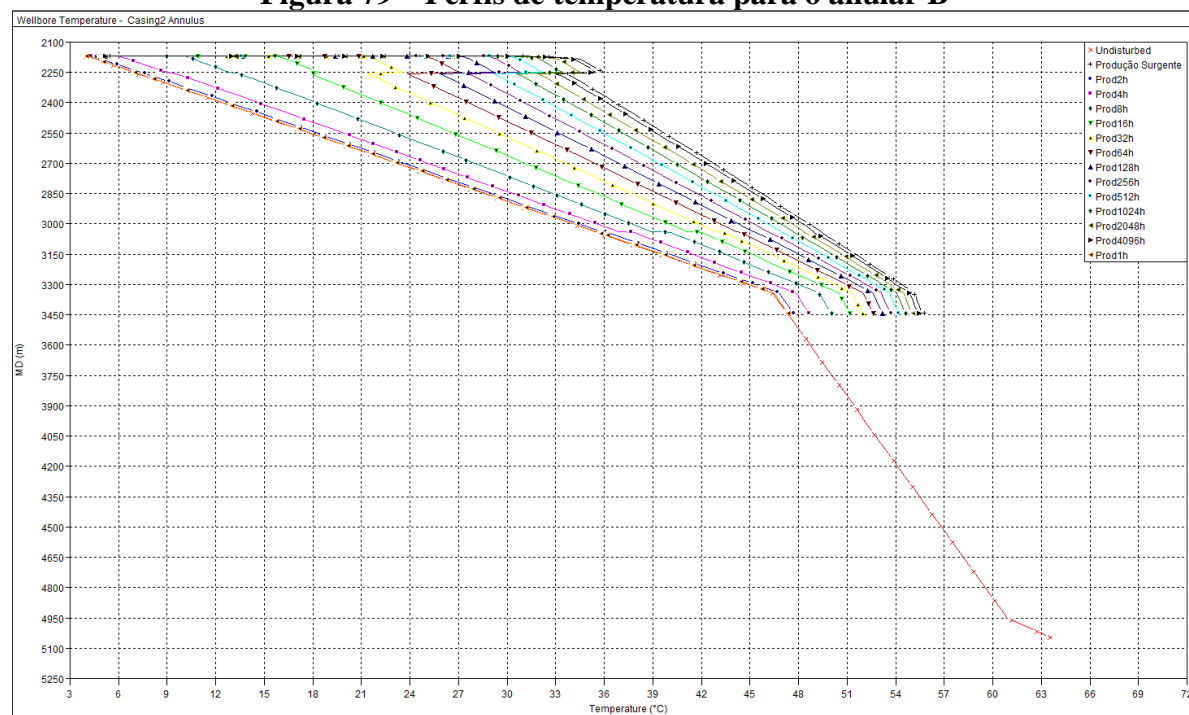
Nesse cenário, considera-se que a temperatura para o anular A está definida de acordo com a Figura 78 e para o anular B a Figura 79. É pertinente observar que, segundo os dados apresentados pelo o *software* Wellcat, foi considerado o período de tempo de 4.096 horas como intervalo de tempo total até o fim do aquecimento do poço após o início da produção. Almeida (2016) menciona que foi simulado um intervalo de tempo de 6 meses (4.320 horas) para o início do período produtivo, com a finalidade de representar o período de completação do poço até que a produção fosse iniciada. O aquecimento dos fluidos nos anulares se dá a partir do início da produção, cujo tempo de simulação respeitará o período de tempo de 4.096 horas após o período de estática do poço, definidos por Almeida (2016).

Figura 78 – Perfis de temperatura para o anular A



Fonte: Almeida (2016).

Figura 79 – Perfis de temperatura para o anular B



Fonte: Almeida (2016).

4.4.4 Resultados do cenário de Almeida (2016)

Conforme já abordado, nas primeiras 4.320 horas não há incrementos de temperatura. Conforme prescrição do tempo limite, ocorre o crescimento da temperatura, simulando-se a colocação do poço em produção após o período de estática do poço.

Consoante as condições impostas, apresenta-se para o Caso 1 referente ao cenário de Almeida (2016), os resultados explicitados na Tabela 35, de acordo com os modelos já descritos.

Tabela 35 – Incremento de pressão para o Caso 1 do cenário de Almeida (2016)

Anular	Incremento de pressão em 4.320 horas (MPa)		Incremento de pressão em 8.416 horas (MPa)	
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2
A	0,72634	0,4991	17,393	17,146
B	-0,76323	-1,3228	21,765	20,630

Fonte: Autor (2019).

Segundo apresentado na Tabela 35, verifica-se que à medida que o domínio é melhor discretizado os valores de pressão apresentam notória diferença por consequência do fracionamento do esquema geométrico do poço e das condições de temperatura prescritas para cada camada.

Salienta-se que durante a simulação numérica para o Caso 1 não foi feito durante o período de estática o engaste dos revestimentos e cimentação. Isto favoreceu com que as estruturas internas do poço alcançassem uma condição de equilíbrio por conta das condições de pressão impostas aos elementos do poço, de acordo com a profundidade e deslocamento do sal, proporcionando o decremento de pressão no anular adjacente à formação, por decorrência da sobrepressão do fluido em comparação com a tensão de soterramento.

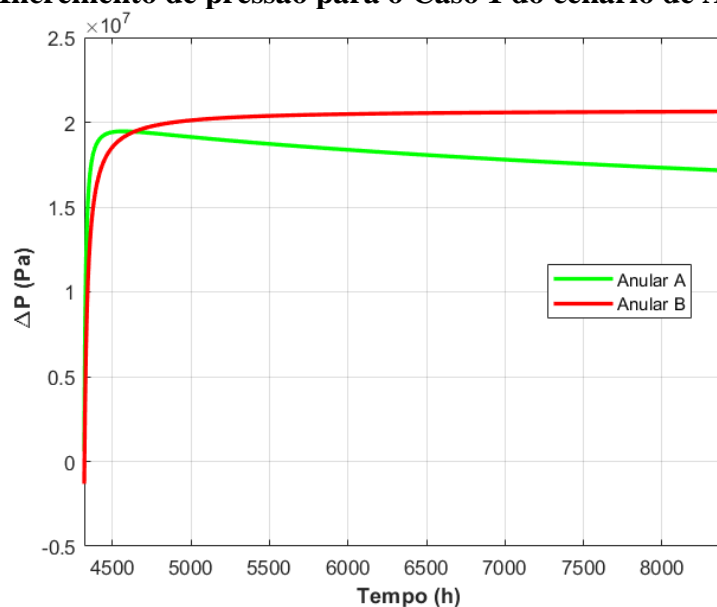
Almeida (2016) afirma que para o período de estática o deslocamento do sal não alterou significativamente a condição de pressão no anular que contém a rocha salina, visto que em 4.320 horas houve o acréscimo de pressão de 0,12 MPa. Almeida (2016) acrescenta que, em virtude do incremento térmico referente ao período produtivo do poço, ao término da simulação numérica, obteve-se a pressão de 16,00 MPa no anular A e 10,80 MPa no anular B. Para o caso em tela, Almeida (2016) enfatiza que a rocha salina, age como um aliviador de pressão, pois, em decorrência do fenômeno da fluência, evidenciou-se pelo pela representação gráfica a redução do incremento de pressão de acordo com tempo.

De acordo com a modelagem desenvolvida nesse estudo, para o primeiro caso, ao considerar o período de estática para o anular que contém a rocha salina, obteve-se o valor do

acréscimo de pressão de aproximadamente $0,726 \text{ MPa}$ ao utilizar a discretização do modelo 1 e $0,499 \text{ MPa}$ com a do modelo 2. Após as 4.096 horas depois do período de estática, o incremento de pressão final para os anulares A e B, respectivamente, foram de $17,393 \text{ MPa}$ e $21,765 \text{ MPa}$ para o modelo 1; e de $17,246 \text{ MPa}$ e $20,048 \text{ MPa}$ para o modelo 2. Ao contemplar o melhor modelo de discretização, verifica-se que foi obtido uma diferença percentual no valor de 7,16% no anular que contém a rocha salina e de 91,02% para anular B, ambos resultados superiores ao valor obtido por Almeida (2016).

Segundo apresentado na Figura 80, foi verificado no período produtivo a redução da pressão no transcorrer do tempo. Nota-se por meio da Figura 80 que o anular que contém a rocha salina apresentou um pico no incremento de pressão de aproximadamente $19,465 \text{ MPa}$, com o posterior decréscimo. Fato que corrobora com a afirmação de Almeida (2016) ao salientar que, por decorrência do fenômeno viscoelástico, a presença da rocha salina favorece a redução do acréscimo de pressão gerado pelo fenômeno do APB.

Figura 80 – Incremento de pressão para o Caso 1 do cenário de Almeida (2016)

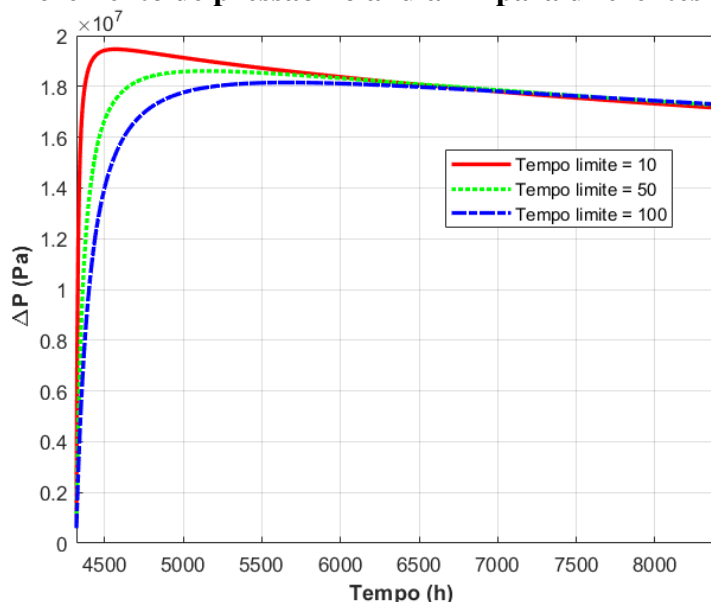


Fonte: Autor (2019).

Convém observar que, a depender da vazão de produção, o incremento de pressão pode ter um perfil diferenciado, inclusive afastando a possibilidade do acontecimento de picos de pressão no interior do anular. Esse fato é de grande importância no contexto atinente à segurança de poços, pois quanto mais lento for o aquecimento menor a possibilidade de acontecer esforços excessivos, provocados pelo acréscimo de pressão nos anulares, aos elementos presentes no interior dos poços de petróleo, reduzindo, assim, a probabilidade de

acontecer acidentes ou problemas operacionais. Nesse contexto, para corroborar tal afirmação, exibe-se na Figura 81 a representação gráfica do incremento de pressão do anular A, utilizando o perfil térmico, configuração do poço e parâmetros relacionados às rochas já explicitados para o Caso 1 apresentado por Almeida (2016), embora com diferentes tempos limites (t_{lim}).

Figura 81 – Incremento de pressão no anular A para diferentes tempos limite



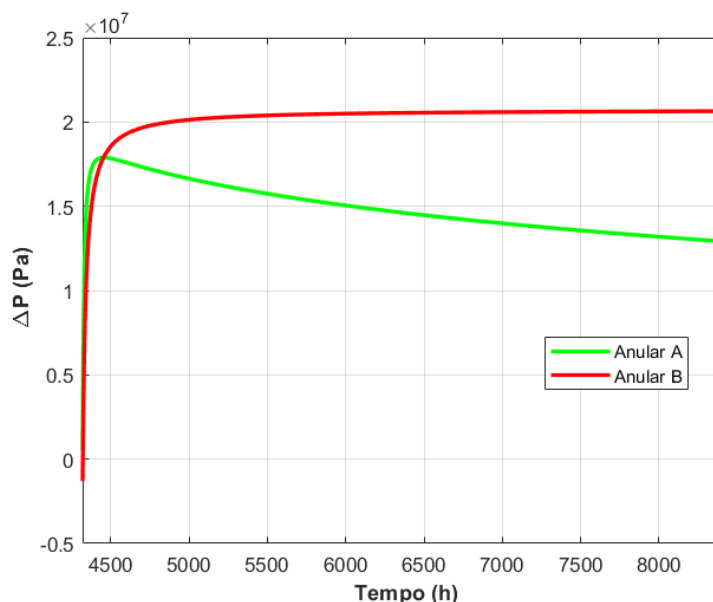
Fonte: Autor (2019).

Salienta-se que os tempos limites utilizados para a simulação numérica são de 10, 50 e 100 dias para o anular A e de 20, 60 e 110 dias para o anular B. Segundo explicitado na Figura 81, houve significativa redução no pico do incremento de pressão à medida que o poço é aquecido mais lentamente, ou seja, nesse caso adotando tempos limites maiores. Segundo esta análise são obtidos acréscimos máximos de pressão nos valores de $19,465 \text{ MPa}$, $18,605 \text{ MPa}$ e $18,152 \text{ MPa}$ para o anular A.

Para o segundo caso aplicado a esse cenário, situação que apresenta um pacote de rocha de alta mobilidade intercalado com a halita entre as profundidades de 3.459 m e 3.489 m , Almeida (2016) obteve como resultado os incrementos de pressão no valor de $0,09 \text{ MPa}$ no anular A para o poço em estática e de $15,35 \text{ MPa}$ e $10,68 \text{ MPa}$ para os anulares A e B, respectivamente, após o aquecimento do poço.

Para este caso, obteve-se no período de estática o incremento de pressão no valor de $0,428 \text{ MPa}$ no Anular A. Ao término da simulação numérica, após o aquecimento do poço obteve-se o acréscimo de pressão de $12,917 \text{ MPa}$ e $20,642 \text{ MPa}$, para os anulares A e B, respectivamente, conforme exibido na Figura 82.

Figura 82 – Incremento de pressão para o Caso 2 do cenário de Almeida (2016)



Fonte: Autor (2019).

De acordo com o resultado apresentado, obteve-se uma diferença percentual, em relação aos incrementos de pressão, de aproximadamente 15,85% para o Anular A e de 93,68% para o anular B. infere-se a partir da Figura 82, que a depender da prescrição do aquecimento do poço o sal tende, por decorrência do comportamento viscoelástico, a apresentar valores diferentes ao término da simulação numérica. Portanto, acredita-se que a diferença de valores relacionados ao anular A tenha sido divergente por motivo de como a temperatura foi prescrita para os anulares no *software* ABAQUS por Almeida (2016).

Observa-se que para os dois casos aplicados ao cenário de Almeida (2016) os incrementos de pressão para o anular A apresentaram singela semelhança, cuja divergência pode ter sido ocasionada pela forma de prescrição do incremento térmico. Entretanto para o Anular B os valores foram bastante divergentes. Essa diferença de valores pode ter sido ocasionada pela prescrição da temperatura na simulação numérica, em que foi desconsiderado o baixo incremento térmico na região do topo do anular B, ou pela adoção do artifício numérico adotado por Almeida (2019), utilizando a injeção de massa no anular por conta da correção da densidade do fluido.

Conforme já discorrido e apresentado na Figura 49, sabe-se que, a depender da composição do fluido, a densidade e a expansão térmica do fluido podem variar significativamente. Portanto, caso as características composicionais do fluido não sejam inseridas no *software* de simulação numérica computacional, a atualização da densidade, de acordo com a pressão e temperatura, poderá ser prejudicada a ponto de comprometer os

resultados, principalmente quando artifícios numéricos dependem do cálculo acurado desse parâmetro.

5 CONCLUSÃO

À medida que a indústria do petróleo se desenvolve, as limitações operacionais são superadas por meio dos avanços tecnológicos e pelo desenvolvimento do conhecimento associado às variáveis ou problemas operacionais. Dentro desse contexto, pelo interesse produtivo em águas profundas e ultraprofundas, a indústria petrolífera passou a desenvolver tecnologias que permitiram perfurar poços com mais de 7.000 metros de profundidade abaixo da linha d'água, superando limitações técnicas e operacionais ao transpassar espessas camadas evaporíticas. Conforme novos patamares são alcançados, novos fenômenos são descobertos, criando oportunidades para a sistematização e melhoria dos processos.

Nesse contexto, enfatizou-se neste estudo o problema do crescimento de pressão em anulares confinados em poços de petróleo na presença de rochas salinas e associados aos fenômenos térmicos. Ante aos problemas que podem decorrer do fenômeno térmico, ressaltasse a importância de antever, reconhecer, mitigar ou evitar que acidentes ou problemas ocorram, com vistas a manter a integridade estrutural do poço, garantir a segurança nas operações, evitar perdas econômicas e a prejuízos ao meio ambiente. Dessa forma este estudo teve a finalidade de estudar o fenômeno do APB; conhecer as técnicas usuais da indústria do petróleo para a prevenção e mitigação desse fenômeno; conhecer os modelos constitutivos que representassem a formação rochosa, associados ou não às rochas evaporíticas; e desenvolver um modelo matemático para o cálculo do APB que permitisse a inserção da configuração geométrica dos elementos internos do poço e a inclusão, cálculo e/ou atualização das características dos referentes aos fluidos, com base na pressão e temperatura, sem, contudo, desenvolver ferramentas para a analisar a transmissão de calor entre os componentes internos do poço de petróleo.

Em relação a rocha salina, além de abordar o conhecimento dos modelos constitutivos, houve o direcionamento para apresentar o modelo mais adequado para representar o modelo viscoelástico de um evaporito, o mecanismo duplo de deformação, utilizado para o desenvolvimento de um código em elementos finitos termomecânico acoplado à simulação numérica do APB.

Para a realização da simulação numérica foi desenvolvido um código computacional utilizando a linguagem de programação C++, escolhida pela vantagem de ter uma sintaxe bastante estruturada, consistente e pela velocidade de processamento. Para o desenvolvimento do equacionamento foi utilizado um equacionamento unidimensional, utilizado pela idealização do poço a partir da simetria axissimétrica de um tubo com paredes espessas. Esse tipo de

idealização favoreceu a simplificação da geometria, redução dos graus de liberdade, na redução do esforço computacional e, conseqüentemente, na diminuição do tempo utilizado para simulação numérica. No desenvolvimento do código, foi apresentada a evolução da modelagem, a qual exibiu inicialmente uma estratégia voltada a simulação unidimensional axissimétrica e em seguida o acoplamento de múltiplas camadas, independentes do modelo reológico adotado. O acoplamento entre as camadas foi obtido pela idealização que o incremento de pressão, independentemente da profundidade analisada, seria o mesmo para todo fluido existente em um anular confinado, além da permissibilidade de transferência de massa de fluido entre as camadas adjacentes, até os elementos internos do poço alcançarem uma condição de equilíbrio.

Em referência ao fluido foi desenvolvida uma modelagem matemática para o cálculo da densidade, utilizando, portanto, a composição, pressão e temperatura, partindo do pressuposto da variação desses parâmetros de acordo com a profundidade da camada do poço a ser analisada. Ainda em relação ao fluido, foi desenvolvida uma modelagem para o cálculo e atualização da compressibilidade isotérmica e coeficiente de expansão térmica isobárica, calculadas de acordo com a composição, densidade as condições de pressão e temperatura.

Com o propósito de avaliar a eficiência da ferramenta desenvolvida, foram reproduzidos cenários de autores que estudaram o fenômeno do crescimento da pressão em anulares confinados. Inicialmente foram reproduzidos dois cenários que representam a formação a partir do modelo elástico linear. Os resultados desse cenário foram satisfatórios ao ponto de obter uma diferença uma baixa diferença percentual em relação a um resultado de referência. Salienta-se que a qualidade do resultado melhorava à proporção que a geometria apresentava maior quantidade de subdivisões. Após a verificação do modelo elástico, partiu-se para a análise da qualidade dos resultados utilizando o modelo viscoelástico, entre os casos simulados, foi reproduzido um caso bidimensional axissimétrico simplificado no *software* ABAQUS, com vistas a verificar a qualidade do resultado e em seguida definir o raio externo da rocha salina a ser utilizado nas simulações vindouras, para que não houvesse prejuízo à qualidade das simulações.

No comparativo feito com a modelagem bidimensional, obteve-se um erro percentual absoluto de aproximadamente 0,89% em relação ao deslocamento da borda interna da rocha salina, sendo considerado um resultado satisfatório. Em relação ao raio a ser adotado nas simulações numéricas, com o intuito de torná-las mais célere e sem prejuízo na qualidade dos resultados, adotou-se uma diferença relativa de 0,05% nos resultados para a escolha do raio externo e discretização. Portanto, fundamentando-se nos resultados obtidos, definiu-se o raio

externo no valor de 50 metros, com 50 elementos distribuídos radialmente, empregando uma taxa de proporção para o refinamento de 100.

Após a definição dos parâmetros da simulação, foi feita uma análise paramétrica para demonstrar a funcionalidade do código, para posteriormente utilizar a modelagem unidimensional axissimétrica multicamadas. Na modelagem multicamadas foram reproduzidos dois cenários hipotéticos de autores diferentes, escolhidos por retratarem condições semelhantes aos poços existentes em ambientes do Pré-sal. Ambos cenários simularam, por analogia aos projetos de poços convencionais, um período de estática para representar um espaço de tempo em que o poço é completado e outro relacionado ao aquecimento do poço, representando o período produtivo.

No primeiro cenário, para o período de estática, obteve-se resultados semelhantes para o anular em contato com a rocha salina. Para o período produtivo os valores apresentaram valores divergentes, entretanto o autor que criou o caso hipotético não apresentou o histórico do incremento de pressão para o período de produção, portanto, inferiu-se que não tenha sido considerada a iteração da rocha evaporítica ao crescimento da pressão interna do anular, fato que prejudicou a comparação dos resultados, considerando o período após o início da produção.

Para o segundo cenário, foram feitas análises utilizando dois casos com a mesma configuração geométrica. O primeiro caso reproduzido utiliza apenas um tipo de rocha salina, a halita, em todo o trecho de poço aberto. Já no segundo caso, faz-se o uso de um pacote de rocha de alta mobilidade, representado pela carnalita, intercalado com a halita. Para os dois casos reproduzidos os incrementos de pressão para o anular A apresentaram singela semelhança, cuja divergência pode ter sido ocasionada pela forma de prescrição do incremento térmico. Entretanto para o Anular B os valores foram bastante divergentes, cuja diferença de valores tenha sido provavelmente ocasionada pela adoção do artifício numérico adotado pelo autor responsável pela criação do caso hipotético, utilizando a injeção de massa no anular por conta da correção da densidade do fluido.

Foi verificado que, a depender da composição do fluido, a densidade e a expansão térmica do fluido podem variar significativamente. Portanto, caso as características composicionais do fluido não tenham sido inseridas no *software* de simulação numérica computacional, a atualização da densidade, de acordo com a pressão e temperatura, poderá ser prejudicada ao ponto de comprometer os resultados, principalmente quando artifícios numéricos dependem do cálculo acurado desse parâmetro.

De acordo com o que foi desenvolvido nesse estudo, salienta-se que a principal contribuição foi o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que auxiliasse na

predição do fenômeno do APB na presença de rochas salinas, cuja aplicabilidade envolve configurações de poços diversificadas, envolvendo uma modelagem matemática que permite a análise do fenômeno do APB em períodos de estática e produção. O modelo desenvolvido apresenta relevante importância, pois permite, principalmente, estimar o acréscimo de pressão nos anulares, calcular o deslocamento da geometria do poço e analisar a influência da rocha salina no incremento de pressão de acordo com o tempo ou com a prescrição da temperatura no poço de petróleo, sendo uma alternativa relevante para a criação de projetos confiáveis.

Com o intuito de dar continuidade ao presente estudo, sugere-se a complementação da modelagem nos seguintes aspectos:

- a) incluir a análise da influência de diferentes tipos de rocha no deslocamento da rocha salina ou a influência do contato entre diferentes rochas salinas;
- b) incluir a análise da transferência de calor com base nos padrões de produção e modelos de escoamentos de fluidos no tubo de produção;
- c) incluir na modelagem a configuração de equipamentos de mitigação do APB;
- d) automatizar a criação e subdivisão da geometria do poço, por meio da inserção das propriedades inerentes aos elementos do poço.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, L. F. M. **Modelagem termo-mecânica do crescimento de pressão em anulares confinados, frente a formações salinas**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- ARAÚJO, C. N. **Desenvolvimento de um elemento finito para modelagem do comportamento de poços verticais em rochas salinas**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2012.
- ARAÚJO, C. N. **Um modelo simplificado para a simulação do comportamento viscoso de rochas salinas para a previsão do fechamento de poços**. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2009.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2018**. Rio de Janeiro: ANP, 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2018>. Acesso em: 04 abr. 2019.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Dados estatísticos da produção de petróleo e gás natural**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>. Acesso em: 04 abr. 2019.
- BARCELOS, J. G. A. **Modelagem matemática do aumento de pressão nos anulares (APB) em poços de petróleo**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.
- BERGMAN, T.L.; LAVINE, A.S.; INCROPERA, F.P; DEWITT, D.P. **Fundamentals of heat and mass transfer**. 7th ed. John Wiley & Sons, 2011. 1050 p.
- BRADFORD, D. W. et al. **Marlin failure analysis and redesign; part 1, description of failure**. IADC/SPE Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers. 2002; 26-28 fev. Texas, U.S.A. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/74528-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.
- BORESI, A. P.; SCHMIDT, R. J. **Advanced mechanics of materials**. 6 ed. New York: John Wiley & Sons, 2003. 760 p.
- COSTA, A. M. **Uma aplicação de métodos computacionais e princípios de mecânica das rochas no projeto e análise se escavações destinadas à mineração subterrânea**. 1984. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1984.
- COOK, R.D.; MALKUS, D.S.; PLESHA, M.E.; WITT, R.J. **Concepts and applications of finite element analysis**. 4th ed. John Wiley & Sons, 2002. 719 p.
- COSTA, A. M.; POIATE JÚNIOR, E. **Rocha salina na indústria do petróleo: aspectos relacionados à reologia e à perfuração de rochas salinas**. In: MOHRIAK, W.; SZATMARI, P; ANJOS, S. M. C. **Sal: Geologia e Tectônica**. 1. ed. São Paulo: Beca Edições, 2008. cap. 17.

CRANK, J.; NICOLSON, P. **A practical method for numerical evaluation of solutions of partial differential equations of the heat conduction type**. Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, v. 43, n. 1, p. 50–67, 1947.

CRISTESCU, N. D. **A general constitutive equation for transient and stationary creep of rock salt**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, v. 30, n. 2, p. 125-140, 1993.

DADVAND, P. **A framework for developing finite element codes for multi-disciplinary applications**. 2007. Tese (Engenharia de Resistência de Materiais e Estruturas) – Universidade Politécnica de Catalunya, Barcelona, 2007. Disponível em: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/94179>. Acesso em: 07 abr. 2018.

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. 37: 85-105, 2017.

DUNCAN, J. M.; CHANG, C. **Nonlinear analysis of stress and strain in soils**. Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division, v. 96, n. 5, p. 1629-1653, 1970.

FERREIRA, M. V. D. et al. **A numerical study on the thermal behavior of wellbores**. In: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Society of Petroleum Engineers. 2016; 14-15 set. Texas, U.S.A. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/180297-MS>. Acesso em: 26 set. 2018.

FINLAYSON, B.A. **The method of weighted residuals and variational principles with application in fluid mechanics, heat and mass transfer**. 1 ed. V. 87. New York: Academic Press, 1972. 87 v. 409 p.

GONÇALVES, D. G. **Estudo paramétrico da influência da temperatura na análise termomecânica durante a escavação em rochas salinas**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2011.

GRAVINA, C. C. **Simulação numérica do comportamento mecânico do sal em poços de petróleo**. 1997. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.

HALAL, A. S.; MITCHELL, R. F. **Casing design for trapped annular pressure buildup**. In: SPE Drilling & Completion. 9(2):107-114, 1994. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/25694-PA>. Acesso em: 19 set. 2018.

HASAN, R.; IZGEC, B.; KABIR, S. **Sustaining production by managing annular-pressure buildup**. Society of Petroleum Engineers. 25 (02): 195-203, 2010.

HOBEROCK, L.L.; THOMAS, D.C.; NICKENS, H.V. **Here's how compressibility and temperature affect bottom-hole mud pressure**. Oil & Gas J. 80 (12): 159-64, 1982. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/120778-PA>. Acesso em: 17 set. 2018.

HOSSAIN, M. E.; AL-MAJED, A. A. **Fundamentals of sustainable drilling engineering**. Beverly: Wiley-Scrivene, 2015. 751 p.

JANDHYALA, S. R. K.; CHINEY, A. **Finite element approach to predict the effect of annular pressure buildup on wellbore materials**. In: Offshore Technology Conference-Asia. 2014; 25-28 mar. Kuala Lumpur, MY. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/24837-MS>. Acesso em: 19 set. 2018.

JIN, J.; CRISTESCU, N. D. **An elastic/viscoplastic model for transient creep of rock salt**. *International Journal of Plasticity*, v. 14, n. 1-3, p. 85-107, 1998.

KHENNANE, A. **Introduction to finite element analysis using MATLAB® and Abaqus**. 1 ed. Boca Raton: CRC Press, 2013. 457 p.

KLEMENTICH, E. F.; JELLISON, M. J. **A service-life model for casing strings**. Society of Petroleum Engineers. 1 (02): 141-152, 1986. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/12361-PA>. Acesso em: 17 set. 2018.

LIU, B. et al. **Study of casing annulus pressure for deepwater drilling and completions**. In: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Society of Petroleum Engineers. 2014; 10-11 set. Texas, U.S.A. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/170318-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

LUBLINER, J. **Plasticity theory**. Pearson Education, 2006. 528 p.

MELDAU, R. F. et al. **A system to evaluate the performance of insulated tubulars in steam injection wells**. In: Annual Technical Meeting. Petroleum Society of Canada. 1981; May. 3-6 Alberta, CAN. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/81-32-32>. Acesso em: 17 set. 2018.

MILLER, R. A et al. **Advancements in annular pressure-buildup mitigation for thunder horse wells**. Society of Petroleum Engineers. 33 (02): 165-173, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/184725-PA>. Acesso em: 17 fev. 2019.

MOE, B.; ERPELDING, P. **Annular pressure buildup: what it is and what to do about it**. World Oil Deepwater Technology Supplement. 21-23, 2000. Houston, TX. Disponível em: <https://www.vikingeng.net/news-resources/2016/6/24/annular-pressure-buildup-what-it-is-and-what-to-do-about-it>. Acesso em: 19 set. 2018.

MOHRIAK, W.; SZATMARI, P. **Introdução às propriedades químicas e físicas dos evaporitos**. In: MOHRIAK, W.; SZATMARI, P; ANJOS, S. M. C. **Sal: Geologia e Tectônica**. 1. ed. São Paulo: Beca Edições, 2008. cap. 1.

OUDEMAN, P.; BACARREZA, L. J. **Field trial results of annular pressure behavior in a high-pressure/high-temperature well**. Society of Petroleum Engineers. 10(02):84-88, 1995. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/26738-PA>. Acesso em: 17 set. 2018.

OUDEMAN, P.; KEREM, M. **Transient behavior of annular pressure buildup in HP/HT wells**. In: 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers. 2004; 10-13 out. 2004. Abu Dhabi, United Arab Emirates. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/88735-MS>. Acesso em: 19 jul. 2019.

OUDEMAN, P.; KEREM, M. **Transient behavior of annular pressure build-up in HP/HT wells**. Society of Petroleum Engineers. 21 (04): 234-241, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/88735-PA>. Acesso em: 17 set. 2018.

OSGOUEI, R. E. et al. **Annular pressure build up (APB) analysis-optimization of fluid rheology**. In: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Society of Petroleum Engineers. 2014; 10-11 set. Texas, U.S.A. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/170262-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

PETERS, E. J.; CHENEVERT, M. E.; ZHANG, C. **A model for predicting the density of oil-base muds at high pressures and temperatures**. Society of Petroleum Engineers. 5 (02): 141-148, 1990. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/18036-PA>. Acesso em: 17 fev. 2019.

PATTILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C. **Analysis of an annular pressure buildup failure during drill ahead**. In: Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. 2004; 26-29 set. Houston, TX. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/89775-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

PATTILLO, P. D. et al. **Mad dog slot W1 tubing deformation failure analysis**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 2007; 11-14 nov. California, U.S.A. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/109882-MS>. Acesso em: 18 set. 2018.

PETROBRAS. **Pré-sal**. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em: 04 set. de 2018.

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

POIATE JR, E. **Mecânica das rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal**. 2012. Tese (doutorado em Engenharia Civil) –Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.

RAVI, K. et al. **Deepwater cementing challenges**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 1999; 3-6 out. Texas, U.S.A. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/56534-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos**. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009. 562 p.

SANTOS, T. G. **Estudo, desenvolvimento e aplicação de modelagens para o cálculo do aumento de pressão anular (APB) em poços**. 2017. Dissertação (mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, 2017.

SATHUVALLI, U. B. et al. **Design and performance of annular-pressure-buildup mitigation techniques**. Society of Petroleum Engineers. 32 (03): 168-183, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/178886-PA>. Acesso em: 17 set. 2018.

SHAMES, I. H.; COZZARELLI, F. A. **Elastic and inelastic stress analysis**. New York: Prentice-Hall International, 1997. 703 p.

SULTAN, N. W. et al. **Real-time casing annulus pressure monitoring in a subsea HP/HT exploration well**. In: Offshore Technology Conference. 2008; May. 5-8. Texas, U.S.A. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/19286-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

TIMOSHENKO, S.; GOODIER, J. N. **Theory of elasticity**. 2 ed. New York: McGraw-Hill Book Company, 1951. 506 p.

THOMAS, J. E. (Org.). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 271 p.

WILLIAMSON, R. et al. **Control of contained-annulus fluid pressure buildup**. In: SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers. 2003; Feb. 19-21 Amsterdam, NL. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/79875-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

VARGO, R. F. et al. **Practical and successful prevention of annular pressure buildup on the marlin project**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 2002; Sept. 29 oct. 2. San Antonio, TX. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/77473-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

YANG, J. et al. **Prediction model of casing annulus pressure for deepwater well drilling and completion operation**. Petroleum Exploration and Development. 40 (05): 661-664, 2013. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60088-9](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60088-9). Acesso em: 26 set. 2018.

ZAMORA, M. et al. **Study on the volumetric behavior of base oils, brines, and drilling fluids under extreme temperatures and pressures**. SPE Drilling and Completion. 28 (03): 278-288, 2013. Disponível em: [doi:10.2118/160029-PA](https://doi.org/10.2118/160029-PA). Acesso em: 17 fev. 2019.

ZHANG, B. et al. **Appropriate completion to prevent potential damage of annular pressure buildup in deepwater wells**. In: IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference. Society of Petroleum Engineers. 2016; 22-24 ago. Singapore, SIN. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/180542-MS>. Acesso em: 17 set. 2018.

ZIENKIEWICZ, O.C.; TAYLOR, R.L.; ZHU, J.Z. **The finite element method: its basis and fundamentals**. 6th ed. Barcelona: Elsevier, 2005. 709 p.