

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

DISSERTAÇÃO

**ESTUDO DOS EFEITOS TÉRMICO E HIDROSTÁTICO SOBRE O
AUMENTO DA PRESSÃO EM ANULARES CONFINADOS**

IZADORA CHAUKE PIOVEZAN DOS SANTOS PEDROZA

2017



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

**ESTUDO DOS EFEITOS TÉRMICO E HIDROSTÁTICO SOBRE O
AUMENTO DA PRESSÃO EM ANULARES CONFINADOS**

IZADORA CHAUKE PIOVEZAN DOS SANTOS PEDROZA

*Sob a Orientação do Professor Dr.
Luiz Augusto da Cruz Meleiro*

*e Co-orientação do Professor Dr.
Luís Américo Calçada*

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestra em Engenharia Química**, Área de Concentração em Tecnologia Química.

Seropédica, RJ
Dezembro de 2017

P372e

Pedroza, Izadora Chauke Piovezan dos Santos, 1991-
Estudo dos efeitos térmico e hidrostático sobre o
aumento da pressão em anulares confinados / Izadora
Chauke Piovezan dos Santos Pedroza. - 2017.
61 f.: il.

Orientador: Luiz Augusto da Cruz Meleiro.

Coorientador: Luís Américo Calçada.

Dissertação (Mestrado). -- Universidade Federal
Rural do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Química, 2017.

1. Fluidos confinados. 2. Expansão térmica dos
anulares. 3. APB. 4. Mecanismo de alívio de pressão.
5. Modelagem computacional. I. Meleiro, Luiz Augusto
da Cruz, 1965-, orient. II. Calçada, Luís Américo, 1966
, coorient. III Universidade Federal Rural do Rio de
Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Química. IV. Título.

**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

IZADORA CHAUKE PIOVEZAN DOS SANTOS PEDROZA

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestra em Engenharia Química**, Área de Concentração em Tecnologia Química.

DISSERTAÇÃO APROVADA EM: 27/12/2017

Prof. Dr. Luiz Augusto da Cruz Meleiro. DEQ/UFRRJ
(Orientador)

Profa. Dra. Cláudia Míriam Scheid. DEQ/UFRRJ

Dr. Marcus Vinicius Duarte Ferreira. PETROBRAS/CENPES

*Dedico este trabalho aos meus pais, Verônica e José Luiz,
e à minha avó Maria de Lourdes, com carinho e amor,
e que estes sentimentos continuem
sempre presentes em nossas vidas.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me permitir aprender a cada dia da minha vida, além de me fornecer saúde, auxílio e força. Toda honra e toda glória, a ti meu Deus!

Aos meus pais, Verônica e José Luiz, por me darem amor e afeto, por me proporcionarem estudar com conforto e tranquilidade, por orarem e torcerem por mim, em cada momento dessa caminhada.

Aos meus orientadores, os professores Luiz Augusto da Cruz Meleiro e Luís Américo Calçada, agradeço pelos conselhos profissionais e pelos ensinamentos compartilhados comigo. Obrigada pela atenção, dedicação, paciência e ajuda sempre!

À minha avó Maria de Lourdes, por dividir sua sabedoria, pelas orações e por sempre estar disposta a me ajudar.

Ao engenheiro Hernan Perez, que nos auxiliou com as simulações no *Wellcat* e ideias de aprimoramento, e esteve sempre disposto a contribuir na formulação deste trabalho.

Aos amigos: Amanda Alves, Anderson Radich, Beatriz Penido, Beatriz Rosas, Bruno Oechsler, Gabrielle Fontella, Franciele Barbosa, Isac Carvalho, Kátia Pinho, Mariana Lima, Mateus Dalbone, Moacyr Nogueira, Raquel Arruda, Roberta Sartori, Robson Freitas e Vanessa Ribeiro, que estiveram presentes, compartilharam seus conhecimentos, me motivaram e impulsionaram nos momentos de dúvida e alegrias, durante a realização deste Mestrado. Em especial, à Caroline Eulino, sempre presente nas alegrias e nos momentos de dúvida, ao Felipe Godoi, grande companheiro nos momentos iniciais e nos primeiros seminários e à Kelly da Silva, amiga que conheci durante o Mestrado e me ajudou com materiais e grande incentivo. Obrigada a todos vocês, guardarei nossas experiências em meu coração para toda a vida.

A todos os professores do Programa de Pós-graduação em Engenharia Química (PPGEQ), especialmente, as professoras Cláudia Scheid, Márcia Vega e Marisa Mendes e os professores Paulo Jansen e Lindoval Domiciano, além dos meus orientadores, por colaborarem com a melhoria constante na minha formação.

A todos os colegas e funcionários do PPGEQ e do Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani (LEF), em especial, os engenheiros Eduardo Paraíso e Sérgio Magalhães, e ao Sr. Elias, que de alguma forma contribuíram para esta dissertação.

Aos professores da banca, pela atenção de ler e estudar este trabalho, além das importantes contribuições fornecidas.

À CAPES, pela bolsa de estudos concedida, e à PETROBRAS, pelo suporte técnico dedicado a esta pesquisa.

Como é dito na Palavra do Senhor: “Meu refúgio, minha fortaleza, meu Deus, eu confio em ti! Ele livrará você do laço do caçador, e da peste destruidora. Ele o cobrirá com suas penas, e debaixo de suas asas você se refugiará. O braço dele é escudo e armadura. Você não temerá o terror da noite, nem a flecha que voa de dia, nem a epidemia que caminha nas trevas, nem a

peste que devasta ao meio-dia. Caiam mil ao seu lado e dez mil à sua direita, a você nada atingirá”. Salmos 91:2-7. “Eu vou descansar, pois já entreguei meu amanhã nas mãos de Deus”.

RESUMO

PEDROZA, Izadora Chauke Piovezan dos Santos. **Estudo dos Efeitos Térmico e Hidrostático sobre o Aumento da Pressão em Anulares Confinados**. 2017. 61p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2017.

Nas atividades produtivas das indústrias de óleo e gás a integridade do poço de petróleo deve ser garantida ao longo de todo o ciclo produtivo, principalmente a partir de um bom dimensionamento dos revestimentos. É fundamental o desenvolvimento de estudos de modelagem matemática e simulação computacional do fenômeno do aumento da pressão em anulares confinados, conhecido como “*Annular Pressure Buildup*” (APB), causado, principalmente, pelo aumento da temperatura do poço e de seus anulares quando o processo de produção é iniciado. É importante ressaltar que estratégias de mitigação do APB devem ser desenvolvidas através de estudos de técnicas de alívio de pressão. Neste trabalho, foi estudada a modelagem do aumento de pressão do fluido confinado nos anulares de um poço de petróleo, avaliada a influência de parâmetros operacionais sobre o fenômeno e proposta a modelagem da drenagem do fluido para a formação, que é um dos mecanismos de alívio da pressão dos anulares. Utilizou-se um modelo matemático, baseado no trabalho e metodologia desenvolvida por Perez (2015), considerando fatores de projeto tais como a geometria do poço, as características mecânicas dos revestimentos, as características geológicas da formação rochosa, fatores físico-químicos relacionados ao fluido de perfuração e sua composição. A modelagem matemática do fenômeno APB foi baseada em equações de balanço de massa e de energia, de propriedades termodinâmicas e relações entre Pressão, Volume e Temperatura (PVT). Foram realizadas simulações para validação do algoritmo computacional desenvolvido para o cálculo e alívio do APB, assim como comparações entre diferentes configurações de poços e tipos de rocha. Foram realizadas simulações considerando a sedimentação de adensantes do fluido de perfuração, a fim de verificar em que condições ocorreria a drenagem do fluido através da torta de filtração formada pelos sólidos sedimentados e também, como a permeabilidade do sedimento influenciaria o APB. Os resultados do cálculo do APB obtidos nas simulações realizadas nesta dissertação apresentaram concordância satisfatória com os valores obtidos pelo *software* comercial utilizado pela Petrobras, o *Wellcat*[®], apresentando desvios menores do que 3% em todos os pontos avaliados nesta dissertação.

Palavras chave: Expansão térmica dos anulares, APB, Mecanismo de Alívio de Pressão.

ABSTRACT

PEDROZA, Izadora Chauke Piovezan dos Santos. **Study of the Thermal and Hydrostatic Effects on Pressure Increasing in Confined Annular**. 2017. 61p. Thesis (Master of Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2017.

In the productive activities of the oil and gas industries, the integrity of the oil well must be guaranteed throughout the entire production cycle, mainly from a good sizing of the casings. It is fundamental to develop studies of mathematical modeling and computational simulation of the phenomenon of increased pressure in confined annuli, known as "Annular Pressure Buildup" (APB), mainly caused by increasing the temperature of the well and its annular ones when the production process is initiated. It is important to emphasize that the APB mitigation strategies must be developed through studies of pressure relief techniques. In this work, a model of the pressure increase of the confined fluid in the annuli of an oil well was studied, an operational parameters influence was evaluated for the phenomenon and a drainage model was proposed to flow to a formation, and this is one of the mechanisms of annular pressure relief. It was used a mathematical model, based on the work and methodology developed by Perez (2015), considering design factors such as well geometry, mechanical characteristics of the casings, such as geological characteristics of the rock formation, physical-chemical factors related to the drilling fluid and its composition. The mathematical modeling of the APB phenomenon was proposed in equations of mass and energy balance, thermal properties and relations between Pressure, Volume and Temperature (PVT). Simulations were performed to validate the computational algorithm developed for the calculation and relief of APB, as well as comparisons between different values of wells and rock types. Simulations were performed considering the sedimentation of drilling fluid densifiers, in order to verify under which conditions, the drainage of the fluid would occur through the filter cake formed by the sedimented solids and also, as the permeability of the sediment would influence the APB. The results of the calculation of the APB obtained in the simulations developed in this dissertation presented satisfactory agreement with the values obtained by the commercial software used by Petrobras, Wellcat®, showing deviations of less than 3% in all the evaluated points studied in this work.

Keywords: Thermal Expansion of the Annuli, APB, Pressure Relief Mechanism.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Revestimento de 16” colapsado no poço Pompano A-31. Fonte: Patillo <i>et al.</i> (2004).	1
Figura 2. Ilustração sobre as condições do anular confinado: a) com o topo do cimento acima da sapata (sapata fechada); b) com o topo do cimento abaixo da sapata (sapata aberta). Fonte: Alcofra (2014).	5
Figura 3. Tipos de anulares do poço. Fonte: Alcofra (2014).	7
Figura 4. Ilustrações de (a) Flambagem global e (b) Flambagem local (ou enrugamento). Fonte: Abrantes (2009).	9
Figura 5. Diferenças entre Flambagem Global, Enrugamento e Ruptura. Fonte: Abrantes (2009).	9
Figura 6. Esquema de fluxo de calor através do corpo e da conexão do VIT. Fonte: Adaptado de Azzola <i>et al.</i> (2004).	13
Figura 7. Descrição de propriedades geométricas iniciais para múltiplos anulares em um poço. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	18
Figura 8. Representação da variação de volume do anular no intervalo k em função dos deslocamentos dos revestimentos. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	19
Figura 9. Esquema de fundação elástica para determinar a variação de volume em intervalo cimentado. Fonte: Perez (2015).	22
Figura 10. Fluxograma simplificado do algoritmo implementado neste trabalho. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	24
Figura 11. Configuração de poço modelo para cálculo de APB. Fonte: Perez (2015).	26
Figura 12. Perfis térmicos obtidos pelo <i>Wellcat</i> para produção de 5.000 bbl/dia. Fonte: Perez (2015).	27
Figura 13. Esquema para cálculo da área de escoamento. Fonte: Adaptado de Silva (2015).	30
Figura 14. Fluxograma para cálculo de APB com mecanismo de alívio de Pressão. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	31
Figura 15. Configuração de poço utilizada para algoritmo de cálculo de APB com mecanismo de alívio de Pressão. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	32
Figura 16. Configuração de poço com rocha evaporítica e raio até a formação (a_f) de 14,75 in. Fonte: Perez (2015).	36
Figura 17. Configuração de poço com rocha folhelho e raio até a formação (a_f) de 12,25 in. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	37
Figura 18. Configurações convencionais do poço estudado: (a) Seção 3 com intervalo aberto para a formação evaporítica; (b) Seção 3 com intervalo cimentado para a formação evaporítica e (c) Seção 3 com intervalo aberto para a formação folhelho. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	38
Figura 19. Resultados da variação de APB com e sem o perfil de transiente temperatura dos fluidos nos anulares.	42
Figura 20. Resultados da variação de volumes em cada anular com e sem o perfil de transiente temperatura dos fluidos nos anulares.	42
Figura 21. Configurações de poço para: (a) 50% e (b) 100% de compactação de sólidos do fluido de perfuração. Fonte: Adaptado de Perez (2015).	43
Figura 22. Comportamento da pressão no anular B ao longo do tempo.	44
Figura 23. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa.	45
Figura 24. Massa de fluido perdido no anular B correspondente ao volume perdido.	45
Figura 25. Variação de APB nos anulares para torta com $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$	46
Figura 26. Comportamento da Pressão no anular B ao longo do tempo.	46
Figura 27. Volume de fluido perdido pelo Anular B para a formação rochosa.	47

Figura 28. (a) Variação do APB nos anulares para torta com $k_{mc}=1,0.10^{-13}$ m ² ; (b) Ampliação da imagem para a região do APB para o anular B.....	48
Figura 29. Variação da pressão do anular B para torta com $k_{mc} = 1,0.10^{-15}$ m ²	48
Figura 30. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa.	49
Figura 31. Variação do APB nos anulares para torta com $k_{mc} = 1,0.10^{-15}$ m ²	49
Figura 32. Comportamento da Pressão no anular B ao longo do tempo.	51
Figura 33. Ampliação da região da Figura 32 próxima ao alívio de pressão do anular B.	51
Figura 34. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa.	52
Figura 35. (a) Variação do APB nos anulares para torta com $k_{mc} = 1,0.10^{-12}$ m ² ; (b) Ampliação da Figura 35 (a) na região de alívio para o anular B.	52
Figura 36. (a) Comportamento dinâmico da pressão do anular B para $k_{mc} = 1,0.10^{-15}$ m ² ; (b) Ampliação da Figura 36 (a) na região da pressão de fratura.	53
Figura 37. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa para torta com permeabilidade $k_{mc}=1,0.10^{-15}$ m ²	53
Figura 38. Resultados da variação de APB nos anulares para o Equilíbrio Transiente para $k_{mc}=1,0.10^{-15}$ m ²	54

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Parâmetros característicos do poço para alimentação do programa.	26
Tabela 2. Valores das constantes dos fluidos utilizados na simulação de APB (continua).....	27
Tabela 3. Parâmetros utilizados para os cálculos do mecanismo de alívio de pressão.	35
Tabela 4. Valores de APB obtidos pelo <i>Wellcat</i> [®] e pelo código computacional utilizado neste trabalho.	37
Tabela 5. Valores de APB obtidos pelo <i>Wellcat</i> [®] e pelo código computacional deste trabalho.	38
Tabela 6. Resultados do cálculo do APB relacionados à configuração geométrica do poço. .	39
Tabela 7. Resultados da variação de volume dos anulares relacionados à configuração geométrica do poço.....	39
Tabela 8. Resultados de APB relacionados ao tipo de formação rochosa.....	40
Tabela 9. Resultados de variação de volume em cada anular relacionados ao tipo de formação rochosa.....	40
Tabela 10. Valores de módulo de Elasticidade (E) e coeficiente de Poisson (ν) utilizados. ...	41
Tabela 11. Alturas de sedimentos variando com a compressão dos sólidos.	43
Tabela 12. Variação do APB e do volume de fluido drenado para a formação em função da permeabilidade da torta.	50
Tabela 13. Variação do APB e do volume de fluido drenado para a formação em função da permeabilidade da torta.	54

NOMENCLATURA

A	Área de escoamento de fluido
a_2, a_3, a_4	Raio interno do revestimento 2, do revestimento 3 e do revestimento 4
$a_{f,k}$	Raio interno do elemento k até a formação
a_{f3}	Raio interno do revestimento 3 até a formação
$a_{i,k}$	Raio interno do elemento k do revestimento i
$A_{i,k}, B_{i,k}$	Termos equivalentes à matriz de rigidez do anular do poço
$C_{i,R,k}$	
$a_{i,R,k}$	Raio interno do elemento k do revestimento i,R
b_1, b_2, b_3	Raio externo do revestimento 1, do revestimento 2 e do revestimento 3
b_f	Raio externo até a formação
$B_{f,k}, E_{f,k}$	Termos referentes à formação rochosa
$b_{i,k}$	Raio externo do elemento k do revestimento i
$b_{i,R,k}$	Raio externo do elemento k do revestimento i,R
c_1, d_1, e_1	Parâmetros de pressão do fluido
c_2, d_2, e_2	Coefficientes de temperatura
C_s	Concentração de sólidos
$D_{i,k}, E_{i,R,k}$	Termos equivalentes à mudança de volume do anular do poço
d_o	Diâmetro externo do tubo (flambagem)
D_P	Diâmetro médio de Sauter das partículas
dV_{fl}	Incremento no volume de fluido
E	Módulo de elasticidade
E_t	Módulo de tangente
f_c	Fração volumétrica dos químicos
f_o	Fração volumétrica da base orgânica
f_s	Fração volumétrica dos sólidos
f_{v_s}, f_{v_c}	Frações volumétricas de sólidos e químicos após a compactação
f_w	Fração volumétrica da base aquosa
H	Altura da formação rochosa
k_{mc}	Permeabilidade da torta de filtração
k_r	Constante de resistência
L	Altura do meio poroso
l_f	Comprimento livre do tubo (flambagem)
L_k	Comprimento dos intervalos k dos anulares
$L_{s,A}$	Altura de sólidos sedimentados no anular A
$L_{s,B}$	Altura total de sedimentos no anular B
$L_{s,C}$	Altura de sólidos sedimentados no anular C
$L_{s3,B}$	Altura de sólidos sedimentados apenas na seção 3 do poço
$L_{torta,B}$	Altura da torta de filtração formada pelos sedimentos na seção 2
m	Massa de fluido
$m_{inicial}$	Massa inicial de fluido
$m_{perdida}$	Massa de fluido drenada para a formação
n	Coefficiente de encruamento
P, V, T	Pressão, Volume e Temperatura
P_1, V_1, T_1	Pressão, Volume e Temperatura na condição inicial
P_2, V_2, T_2	Pressão, Volume e Temperatura na condição final de equilíbrio térmico
P_B	Pressão do anular B
P_f	Pressão de fratura da rocha

$P_{i,k}, P_{i,R,k}$	Pressão do elemento k do revestimento i , Pressão do elemento k à esquerda do revestimento i e Pressão do elemento k à direita do revestimento i
$P_{i,L,k}$	Pressão do elemento k à esquerda do revestimento i
P_{int}, P_{ext}	Pressão interna e pressão externa
P_n	Pressão no fundo do anular
P_{n-1}	Pressão acima do leito
q	Velocidade superficial do fluido
Q	Vazão volumétrica de drenagem do fluido
r_{int}, r_{ext}, r	Raio interno, raio externo e raio do ponto considerado para deslocamento na análise do tubo
s	Seções axiais do poço
$T_{i,k}, T_{i,R,k}$	Temperatura do elemento k do revestimento i e do revestimento i,R
t_o	Espessura da parede do tubo (flambagem)
u_r	Deslocamento radial
$V_{a,B,s3}$	Volume da seção 3 do anular B
$V_{a,i}$	Volume total dos anulares
$V_{a,i,k}$	Volume inicial do elemento k do anular i
$V_{extra,B}$	Volume de sólidos e químicos compactados na seção 2
V_{fl1}, V_{fl2}	Volume do fluido na condição inicial e na condição final de equilíbrio
$V_{sol,comp,A}$	Volume de sólidos e químicos compactados no anular A
$V_{sol,comp,B}$	Volume de sólidos e químicos compactados no anular B
$V_{sol,comp,C}$	Volume de sólidos e químicos compactados no anular C
$V_{sol,comp,i}$	Volume de sólidos e químicos compactados no anular i
$V_{sol,i}$	Volume de sólidos e químicos totais para cada anular i
$V_{tot,i}$	Volume total de fluido para cada anular i
$\Delta a_{i,R,k}$	Variação de raio interno do elemento k do revestimento i,R
$\Delta b_{i,k}$	Variação de raio externo do elemento k do revestimento i
ΔL_k	Variação de comprimento dos intervalos k dos anulares
Δm	Perda de massa de fluido
ΔP	Variação de pressão
ΔP_d	Diferencial de Pressão para fratura da rocha
$\Delta P_{i,k}$	Variação de pressão do elemento k do revestimento i ,
$\Delta P_{i,L,k}$	Variação de pressão do elemento k à direita do revestimento i
$\Delta P_{i,R,k}$	Variação de pressão do elemento k à esquerda do revestimento i e
ΔP_L	Queda de pressão no leito de sedimento
Δr	Variação do raio no intervalo k do anular i
ΔT	Variação de temperatura
Δt	Variação do tempo de drenagem de fluido
$\Delta T_{i,k}$	Variação de temperatura do elemento k do revestimento i
$\Delta T_{i,R,k}$	Variação de temperatura do elemento k do revestimento i,R
ΔV_a	Variação de volume dos anulares
$\Delta V_{a,f,k}$	Variação de volume do elemento k do anular i com intervalo não cimentado
$\Delta V_{a,i}$	Variação de volume total dos anulares
$\Delta V_{a,i,k}$	Variação de volume do elemento k do anular i
ΔV_{ef}	Volume de fluido perdido
ΔV_f	Variação de volume do fluido

Letras gregas

[Λ] Matriz de rigidez para pressão

$[\Psi]$	Matriz de peso de ponderação para temperatura
$d\rho_{fl}$	Incremento na massa específica de fluido
α	Coefficiente de expansão térmica (compressibilidade isobárica)
α_f	Coefficiente de expansão térmica (compressibilidade isobárica) do fluido
β	Coefficiente de compressibilidade isotérmica
β_f	Coefficiente de compressibilidade isotérmica do fluido
ε	Porosidade do leito
μ	Viscosidade do fluido
ν	Coefficiente de Poisson
ρ	Massa específica do fluido
ρ_{base}	Massa específica para as bases orgânica e aquosa
ρ_c	Massa específica dos químicos
ρ_{fl1}, ρ_{fl2}	Massa específica do fluido na condição inicial e na condição final de equilíbrio
ρ_{o1}, ρ_{w1}	Massa específica para as bases orgânica e aquosa na condição inicial
ρ_{o2}, ρ_{w2}	Massa específica para as bases orgânica e aquosa na condição final de equilíbrio térmico
ρ_s	Massa específica dos sólidos
σ_o	Tensão longitudinal
ϕ	Esfericidade das partículas

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Estrutura do Trabalho	2
2 REVISÃO DE LITERATURA	4
2.1 Construção do Poço e Confinamento de Fluidos	4
2.2 Fluido de Perfuração e Sedimentação de Adensantes	5
2.3 O Fenômeno “Annular Pressure Buildup” (APB)	6
2.3.1 Expansão térmica	7
2.3.2 Flambagem de <i>tubing</i>	8
2.3.3 Influxos e efluxos	10
2.3.4 Fluência de sal	10
2.4 Modelagem do APB	10
2.5 Métodos de Mitigação de APB	12
2.5.1 Alívio de pressão	13
3 METODOLOGIA	15
3.1 Propriedades do Fluido	15
3.2 Modelo PVT do Fluido	15
3.3 Cálculo da Variação de Volume nos Anulares	16
3.3.1 Variação de volume em anular rígido e selado	16
3.3.2 Variação de volume com conservação de massa	17
3.3.3 Cálculo da variação de volume dos anulares	18
3.3.3.1 Deslocamentos dos revestimentos calculados pelas equações de Lamé	20
3.3.3.2 Variação de volume para anular com intervalo cimentado	22
3.3.3.3 Variação de volume para anular com intervalo não cimentado	23
3.4 Algoritmo para Cálculo de APB	23
3.4.1 Geometria do poço	25
3.4.2 Perfis de temperatura	26
3.4.3 Modelo PVT do fluido de perfuração	27
3.4.4 Cálculo da variação de volume do anular e conservação de massa	28
3.5 Equações para o Alívio de Pressão	28
3.5.1 Cálculo da pressão de fratura da rocha	28
3.5.2 Cálculo da permeabilidade	29
3.5.3 Cálculo da queda de pressão no leito	29
3.5.4 Cálculo da velocidade superficial	30
3.5.5 Cálculo da vazão de fluido	30
3.5.6 Cálculo de volume de fluido perdido	30
3.5.7 Cálculo da perda de massa de fluido	31
3.6 Algoritmo para Cálculo do APB com Sólidos Sedimentados e Mecanismo de Alívio de Pressão	31
3.6.1 Aspectos geométricos	32
3.6.2 Aspectos termodinâmicos	33
3.6.3 Mecanismo de alívio de pressão	34
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	36
4.1 Estudo do APB	36

4.1.1 Validação do modelo de poço em formação evaporítica	36
4.1.2 Validação do modelo de poço em formação folhelho	37
4.2 Simulações para o Cálculo do APB	38
4.2.1 Simulações com diferentes configurações de poço	39
4.2.2 Simulações com diferentes formações rochosas	40
4.2.3 Influência do perfil transiente de temperatura no cálculo do APB	41
4.3 Simulações para o Cálculo do APB com Inclusão do Mecanismo de Alívio de Pressão	42
4.3.1 Hipótese de equilíbrio térmico instantâneo	43
4.3.1.1 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$	44
4.3.1.2 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-13} \text{m}^2$	46
4.3.1.3 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$	48
4.3.1.4 Parâmetros de filtração em função da permeabilidade da torta	49
4.3.2 Hipótese de equilíbrio térmico transiente	50
4.3.2.1 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$	50
4.3.2.2 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$	52
4.3.2.3 Parâmetros de filtração em função da permeabilidade da torta	54
5 CONCLUSÕES	55
6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	57
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58

1 INTRODUÇÃO

Desde a década de 1980 pesquisadores têm proposto muitos métodos para prever e prevenir a ocorrência do fenômeno “*Annular Pressure Buildup*” (APB), que significa o aumento de pressão nos anulares causado pela expansão térmica do fluido confinado devido ao seu aquecimento após o início da produção do poço. Esse fenômeno pode provocar acidentes sérios, tais como falhas nos revestimentos ou até mesmo o colapso do *tubing*, especialmente durante os períodos iniciais da produção (LEACH & ADAMS, 1993).

No Golfo do México, a *British Petroleum* (BP) experimentou a falha de um poço de desenvolvimento em águas profundas no campo de Marlin. Isso porque o revestimento de produção, conhecido como *tie-back*, colapsou, após poucas horas do início da produção, ocasionando, assim, a falha da coluna de produção. Ao investigar o ocorrido, uma comissão da BP identificou duas possíveis causas: excessiva APB e dissociação de hidrato no anular (VARGO JR *et al.*, 2002). Além disso, também foi atribuída ao fenômeno APB, a causa da deformação por colapso do revestimento de 16 polegadas durante a perfuração da próxima fase do poço Pompano A-31, no Golfo do México. Durante a circulação do fluido de perfuração, foram registradas altas temperaturas, por volta de 180°F no fundo do poço e 168°F na cabeça deste, e, também, a configuração do poço no momento da falha – fluido de perfuração e/ou espaçadores trapeados no anular 16” x 20”, já que o cimento não retornou à superfície, como previsto no projeto – acabaram resultando na falha por colapso. Dessa forma, a magnitude das pressões geradas devido ao aumento de temperatura pode ser explicitada por essa ocorrência. A Figura 1 ilustra o revestimento de 16” colapsado (PATILLO *et al.*, 2004).



Figura 1. Revestimento de 16” colapsado no poço Pompano A-31. Fonte: Patillo *et al.* (2004).

O aumento de pressão no anular pode causar danos ou colapso em mais de um elemento do poço. No caso do colapso do revestimento de 16” no poço Pompano A-31 (Figura 1), no Golfo do México, a ovalização do revestimento de 20” foi indicada pelas simulações numéricas realizadas através do método de elementos finitos. Problema esse, que foi confirmado com dados de *caliper* (perfil que fornece detalhes do diâmetro do poço), identificados após a recuperação do tubo de 16”. Entretanto, o colapso do *tie-back* de produção no campo de Marlin causou o colapso da coluna de produção. Por ocasionar uma carga pontual no revestimento anterior, o colapso pode gerar falhas sequenciais do revestimento externo até o mais interno (BRADFORD *et al.*, 2004).

Dessa forma, eventos relacionados a APB, como os retratados por Patillo *et al.* (2004) e por Bradford *et al.* (2004), em geral ocorrem de forma abrupta, sugerindo um evento instantâneo (ALCOFRA, 2014).

É importante ressaltar que adequar o projeto do poço às condições as quais ele está submetido e realizar um acompanhamento factível das suas atividades produtivas é de fundamental importância para prever possíveis falhas e avaliar a ocorrência do APB. Isso porque, em poços de águas profundas existe uma grande dificuldade em realizar o monitoramento total do estado do poço sem o uso de equipamentos adequados. Já em poços *onshore*, a análise virtual e o monitoramento de sua produção são constantes e de fácil acesso (HALAL & MITCHELL, 1994; ALCOFRA, 2014; HAFEMANN, 2015).

O estudo do fenômeno “*Annular Pressure Buildup*” (APB) compõe uma preocupação da indústria do petróleo por suas consequências poderem comprometer a integridade do poço e gerarem grandes perdas. Dessa forma, soluções para tentar mitigar seu efeito são propostas ao longo dos anos como, por exemplo, a sugestão de utilizar uma coluna de produção isolada com vácuo, conhecida como VIT (*Vacuum Insulated Tubing*), em outros poços do campo de Marlin a fim de diminuir os prejuízos causados no Golfo do México (VARGO JR *et al.*, 2002). Entretanto, esses mecanismos, apesar de serem amplamente difundidos, não representam a transferência de calor para a região anular como de fato ela ocorre (HAFEMANN, 2015). Assim sendo, buscar o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para prever e avaliar o acúmulo de pressão nos anulares, com a implementação de uma estratégia para o alívio da pressão, pode ser uma das formas assertivas de evitar o colapso do sistema.

1.1 Objetivos

O objetivo da presente dissertação é realizar um estudo sobre os mecanismos que governam o fenômeno do APB através da técnica de simulação computacional a fim de determinar seu cálculo em poços *offshore*. Tal estudo é baseado nas propriedades termodinâmicas do fluido de perfuração, nas características elásticas dos revestimentos do poço e nos princípios de conservação de massa e de energia.

Neste trabalho foram realizadas diversas simulações para o cálculo do APB analisando diferentes configurações de poço e tipos de rocha, além de um estudo comparativo sobre o efeito da dinâmica de aquecimento do fluido confinado considerando que o equilíbrio térmico devido ao início da produção foi alcançado de modo instantâneo e após um transiente de 24 horas. Os resultados obtidos nesta dissertação foram validados comparativamente com o *software* comercial *Wellcat*[®], em uso na Petrobras.

Contudo, o principal objetivo deste trabalho, e que constitui a sua maior contribuição, foi propor uma metodologia de cálculo para explicar o mecanismo de alívio de pressão do anular através da drenagem do fluido confinado para o interior da rocha, além de determinar os principais parâmetros envolvidos neste fenômeno. Este mecanismo de mitigação do APB pressupõe o escoamento do fluido para o interior da formação, quando há a formação do leito poroso no fundo da sapata, decorrente da sedimentação dos sólidos constituintes do fluido, e o fechamento desta para a formação.

1.2 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação é composta por seis capítulos. O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica que contempla um breve resumo sobre as causas do fenômeno “*Annular Pressure Buildup*”, a evolução dos seus métodos de cálculo e suas diferentes contribuições para a indústria do petróleo. Além disso, este capítulo também inclui uma descrição mais detalhada de tópicos importantes, como as propriedades dos fluidos, a variação de volume dos anulares e a técnica de alívio de pressão.

O Capítulo 3, referente à metodologia empregada nesta dissertação, descreve as condições de simulação e os métodos numéricos e computacionais utilizados para implementar o algoritmo desenvolvido.

No Capítulo 4, são apresentados e discutidos os resultados obtidos por meio das simulações computacionais para o cálculo do APB e a sua validação através da comparação com os resultados fornecidos pelo *software* comercial *Wellcat*[®]. Além disso, também estão presentes comparações entre diferentes configurações de poço, tipos de formação rochosa e regimes de aquecimento dos anulares. Por fim, são apresentados os resultados do APB com a implementação da metodologia proposta para o cálculo do alívio de pressão.

O Capítulo 5 traz as principais conclusões obtidas nesta dissertação e o Capítulo 6 lista um conjunto de sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Este capítulo apresenta uma reunião de trabalhos relacionados ao fenômeno do aumento de pressão nos espaços anulares de um poço ou “*Annular Pressure Buildup*” (APB). Entretanto, inicialmente, explica-se a construção do poço de petróleo e como o fluido de perfuração é confinado.

Ao detalhar as características do fluido, torna-se importante destacar a sedimentação dos adensantes e as implicações que esta causa, já que este fenômeno associado à drenagem do fluido para a formação é um dos fundamentos de grande contribuição para o trabalho.

Em seguida, destaca-se as causas do APB, a evolução de sua modelagem ao longo dos anos e as técnicas de mitigação utilizadas, especialmente a do alívio de pressão pela sapata aberta do revestimento anterior.

2.1 Construção do Poço e Confinamento de Fluidos

A perfuração de um poço de petróleo ocorre por fases, cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final prevista. Isto é, ao atingir uma determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada e em seguida, um revestimento de aço é inserido, com diâmetro inferior ao da broca utilizada (THOMAS *et al.*, 2001; ALCOFRA, 2014).

A próxima etapa é a cimentação, que significa preencher com cimento o espaço anular formado entre as paredes do poço e as paredes externas do revestimento, em intervalos previamente definidos. Esta atividade é importante, porque tem como objetivos: fixar a tubulação e garantir a integridade estrutural do poço (THOMAS *et al.*, 2001; SILVA, 2015).

Para cimentar trechos muito extensos, é necessário um projeto complexo com uma pasta de cimento que atenda a pressão de poros e a pressão de fratura ao longo de todo o anular, respectivamente. Como a cimentação não preenche completamente o anular, ao final desta etapa, o fluido de perfuração é confinado nos anulares. O fluido confinado, por sua vez, auxilia na manutenção da pressão dentro da janela operacional nos trechos em que não foi cimentado (THOMAS *et al.*, 2001; SILVA, 2015).

Em algumas situações, um trecho da formação precisa ser isolado do resto do poço. Para realizar esse isolamento, é necessário projetar o topo do cimento para ficar acima do trecho que precisa ser isolado, em geral, acima da sapata do revestimento anterior (sapata fechada), como ilustrado na Figura 2 (a). Isto significa que o fluido de perfuração fica confinado entre o topo do cimento, os revestimentos e o elemento de vedação na cabeça de poço. Ao ser aquecido, o fluido se expandirá e causará o aumento de pressão, que será transmitido aos revestimentos (VARGO JR *et al.*, 2002; MOYER *et al.*, 2012; FERREIRA *et al.*, 2012).

Em outros casos, não havendo necessidade de isolamento de um trecho próximo da sapata anterior, o topo do cimento pode ser projetado para permitir a sapata aberta, ou seja, não cobrir a sapata do revestimento anterior. Nessa condição, o fluido fica confinado entre o topo do cimento, a formação, os revestimentos e o elemento de vedação na cabeça do poço, como demonstrado na Figura 2 (b). O fluido, ao ser aquecido, irá se expandir e gerar o aumento de pressão. Entretanto, nesta situação, a formação rochosa pode “absorver” uma parcela desse aumento de pressão, quando esse for maior que o gradiente de fratura da formação (VARGO JR *et al.*, 2002; MOYER *et al.*, 2012; FERREIRA *et al.*, 2012).

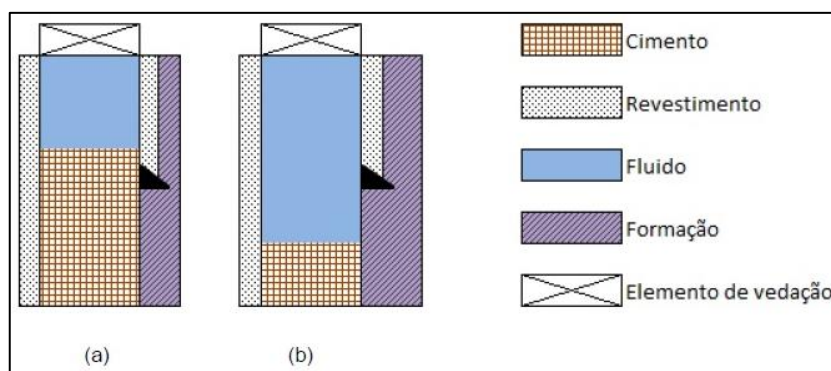


Figura 2. Ilustração sobre as condições do anular confinado: a) com o topo do cimento acima da sapata (sapata fechada); b) com o topo do cimento abaixo da sapata (sapata aberta). Fonte: Alcofra (2014).

2.2 Fluido de Perfuração e Sedimentação de Adensantes

Segundo Thomas *et al.* (2001), os fluidos de perfuração são definidos como fluidos não Newtonianos, constituídos por uma mistura complexa de sólidos, líquidos, produtos químicos e gases. Podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, de acordo com o estado físico dos componentes.

Os fluidos de perfuração podem ser utilizados em diversas funções. Durante a etapa de perfuração, eles são circulados para limpar o poço. Podem exercer pressão hidrostática e estabilizar as paredes da formação, como também, são utilizados para esfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca (THOMAS *et al.*, 2001; ALCOFRA, 2014; SILVA, 2015).

Além disso, quanto à formulação e produção de um fluido de perfuração, sabe-se que aditivos químicos são adicionados ao fluido para controlar as suas características físico-químicas. Os principais aditivos são: os adensantes e os viscosificantes, que controlam a densidade e viscosidade do fluido, respectivamente, e os emulsificantes, os quais garantem as características de uma emulsão ao fluido (THOMAS *et al.*, 2001; ALCOFRA, 2014; SILVA, 2015).

Dessa forma, com o objetivo de evitar o influxo de fluidos de formação para o poço e a baixa permeabilidade do reboco na parede do poço, Darley e Gray (1988) definem que a pressão da coluna de fluido deve exercer a pressão de poros de, no mínimo, 200 psi, a qual dependerá de profundidade do poro da formação, da densidade do fluido da formação e das condições geológicas.

Além disso, Kirschner (2008) afirma que a densidade é uma propriedade que deve ser controlada, de modo que a sua pressão hidrostática seja suficiente para controlar os fluidos das formações. O autor também observa que a densidade está diretamente relacionada aos sólidos adensantes, como a barita ou baritina (BaSO_4), os quais têm a função de aumentar a densidade de um fluido. A baritina tem densidade de 4200 kg.m^{-3} e a densidade de sólidos perfurados é, em geral, em torno de 2600 kg.m^{-3} (THOMAS *et al.*, 2001).

A presença de partículas sólidas em suspensão no fluido, em especial adensantes, pode afetar o alívio de pressão do anular, que é um dos principais escopos deste trabalho. Isso porque partículas em suspensão tendem a decantar com o passar do tempo, formando um leito permeável no fundo dos anulares, dificultando o escoamento do fluido para o interior da rocha (THOMAS *et al.*, 2001; SEUFITELLI, 2016). Desse modo, deve-se avaliar o aumento e o alívio de pressão no anular e o escoamento do fluido confinado para o interior da rocha, quando há a formação do leito poroso no fundo da sapata, e conseqüentemente, o fechamento da sapata.

2.3 O Fenômeno “Annular Pressure Buildup” (APB)

O termo “*Annular Pressure Buildup*” (APB) se refere ao fenômeno térmico que está presente em todos os poços e pode ser definido como a pressão gerada pela expansão térmica de fluidos confinados nos anulares assim que são aquecidos pela passagem de hidrocarbonetos na coluna de produção (KLEMENTICH & JELLISON, 1986; MITCHELL & WEDELICH III, 1989; MOE & ERPELDING, 2000).

Durante a etapa de produção, os hidrocarbonetos que estão confinados no reservatório são transportados através do poço de produção e transferem energia na forma de calor para as paredes do poço, uma vez que a temperatura dos hidrocarbonetos é superior a temperatura das paredes. O aumento na temperatura das paredes do poço leva à expansão do fluido confinado nos anulares. Caso a expansão aconteça em um anular fechado, ocorrerá um aumento da pressão nesse anular, ocasionando um colapso das paredes do poço e, por consequência, o término da produção. Em geral, a expansão térmica do fluido confinado ocorre em poços localizados em águas profundas, já que existe um acentuado gradiente de temperatura entre o fluido confinado nos anulares e a temperatura elevada dos hidrocarbonetos confinados no reservatório. (LEACH, 1993; ADAMS & MACEACHRAN, 1994).

A expansão térmica do fluido de perfuração durante a produção de hidrocarbonetos pode causar grandes colapsos e tornar poços de petróleo improdutivos, particularmente os submarinos, onde os anulares podem estar confinados. Tal fato ocorreu, por exemplo, no campo de Marlin, Golfo do México, onde a falha de um poço *offshore* gerou preocupação na indústria do petróleo, uma vez que suas consequências podem comprometer a integridade do poço e causar grandes perdas. Neste caso, o revestimento de produção (*tie-back*) colapsou após poucas horas de produção, ocasionando a falha da coluna de produção. Ao investigar o ocorrido, a comissão da *British Petroleum* apontou duas possíveis causas: excessivo APB (*Annular Pressure Buildup*) e dissociação de hidrato no anular. A solução adotada para outros poços do mesmo campo foi a utilização de uma coluna de produção isolada com vácuo, conhecida como VIT (*Vacuum Insulated Tubing*) na indústria do petróleo (LEACH & ADAMS, 1993; VARGO JR *et al.*, 2002; ALCOFRA, 2014).

O termo “*Annular Pressure Buildup*” (APB) se refere ao aumento de pressão gerado pela expansão térmica de fluidos confinados durante a produção de poços de petróleo. Quando fluidos de perfuração são aquecidos e se expandem em um sistema fechado, a expansão causa elevadas pressões induzidas. A maioria dos poços *onshore* e *offshore* são aptos a aliviar esta pressão através do acesso à superfície do equipamento de cabeça de poço. Em completações submarinas, o primeiro anular localizado entre o *tubing* e o revestimento de produção é o anular “A” (Figura 3) e pode ser o único anular acessível. Consequentemente, aliviar a pressão através dos anulares mais externos (“B”, “C”, etc.) pode não ser possível. Por isso, quando o risco de falha devido ao APB em regiões submarinas existir, os responsáveis pelo projeto do poço devem fornecer considerações adequadas para a mitigação deste fenômeno como parte fundamental da manutenção e prevenção da integridade estrutural do poço de petróleo (VARGO JR *et al.*, 2002).

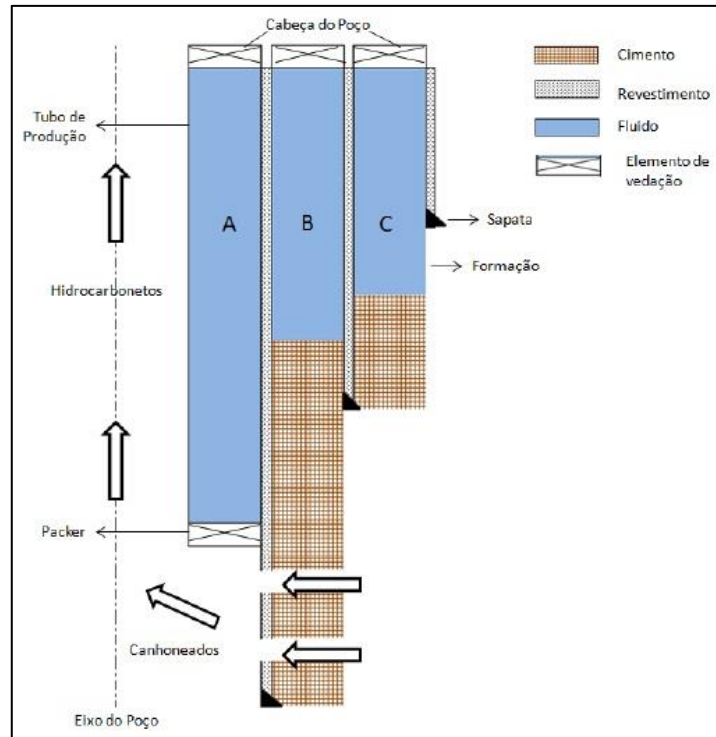


Figura 3. Tipos de anulares do poço. Fonte: Alcofra (2014).

De acordo com Moe & Erpelding (2000), para que um poço apresente o APB, muitas condições devem estar presentes, como por exemplo: possuir um anular confinado e ocorrer um aumento de temperatura. O primeiro fato sugere que é comum a existência de, pelo menos, uma seção da formação rochosa, a qual esteja isolada do restante do poço. Dessa forma, quando aquecido, o fluido irá se expandir e gerar o aumento de pressão, o qual será transmitido aos revestimentos. Com o intuito de promover o entendimento de como funciona a produção de hidrocarbonetos, uma representação dos tipos de anulares que podem estar presentes em um poço de petróleo é ilustrada na Figura 3.

Três mecanismos foram identificados como geradores de APB, são eles: expansão de fluidos, flambagem de *tubing* e influxos ou efluxos (HALAL & MITCHELL, 1994; OUDEMAN & BACARREZA, 1995; OUDEMAN & KEREM, 2004; PEREZ, 2015). Esses mecanismos serão detalhados nas próximas seções. Em casos de poços de pré-sal, a fluência de sal pode ser considerada um quarto mecanismo gerador de APB (PEREZ, 2015). Estas causas do fenômeno “*Annular Pressure Buildup*” serão abordadas nas próximas seções.

2.3.1 Expansão térmica

Ao longo das atividades de produção, a expansão térmica do fluido, dos revestimentos e dos anulares pode ser explicada da seguinte forma: hidrocarbonetos fluem com elevadas temperaturas através da coluna de produção a partir do reservatório. Este fluxo de hidrocarbonetos aquece o poço e, como consequência, fluidos e gases nos espaços anulares se expandem. Quando o poço submarino possui revestimentos cimentados acima da sapata do revestimento anterior, os fluidos dos anulares estão confinados e seu aquecimento térmico durante a produção pode originar um aumento muito elevado da pressão, ocasionando assim, o fenômeno “*Annular Pressure Buildup*” (ADAMS & MACEACHRAN, 1994; HALAL & MITCHELL, 1994; OUDEMAN & BACARREZA, 1995).

Poços de águas profundas são comumente mais vulneráveis à ocorrência do fenômeno do APB devido às baixas temperaturas na instalação submarina estarem em contraste com as

elevadas temperaturas da produção de hidrocarbonetos (LEACH & ADAMS, 1993). Dessa forma, a pressão deve estar em equilíbrio com as tensões elásticas dos revestimentos dentro de todo o sistema do poço, uma vez que os revestimentos são interdependentes no comportamento entre suas cargas radiais (LEACH & ADAMS, 1993; HALAL & MITCHELL, 1994; ALCOFRA, 2014).

Em alguns casos, quando não há a necessidade de isolamento de um trecho próximo da sapata do revestimento anterior, o topo do cimento pode ser projetado para não cobrir a sapata do revestimento anterior (sapata aberta). Nessa condição, o fluido fica confinado entre o elemento de vedação na cabeça do poço, os revestimentos, o topo do cimento e a formação. Quando aquecido, o fluido se expandirá e provocará o aumento de pressão, porém, nessa condição, a formação pode absorver uma parcela desse aumento de pressão, quando essa for maior do que o gradiente de fratura da formação rochosa, possibilitando, assim, um alívio de pressão (LEACH & ADAMS, 1993; HALAL & MITCHELL, 1994).

À medida que a profundidade aumenta, a temperatura do reservatório tende a aumentar e quanto maior for esta temperatura, maior será a troca de calor entre o fluido quente produzido e o poço, considerando os mesmos dados operacionais do poço. Quanto maior for a troca térmica, maior será a variação de temperatura na região ao redor do poço. Nesse caso, a diferença de temperatura entre o período em que o poço se encontra em operação e quando o fluido do espaço anular é confinado é muito grande. Esta diferença de temperatura leva a expansão do fluido confinado no anular do poço e a dilatação de toda a estrutura, acarretando aumentos de pressão que podem danificá-la e também levá-la a falha de sua estrutura (ALCOFRA *et al.*, 2014).

É importante ressaltar que a variação de temperatura apresenta uma tendência de ser maior no cenário de águas profundas e, também, as altas vazões dos poços produtores marítimos acabam contribuindo ainda mais para o aumento dessa variação (ALCOFRA *et al.*, 2014).

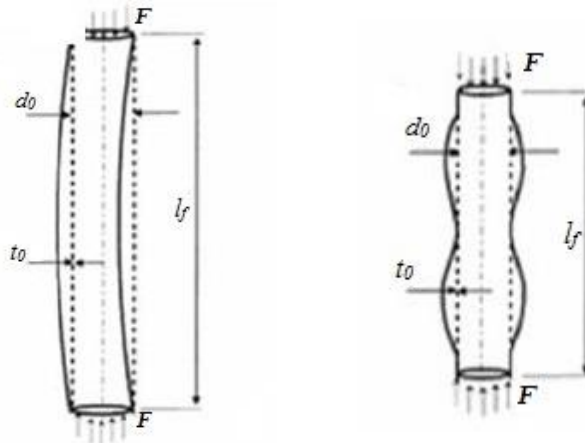
2.3.2 Flambagem de *tubing*

De acordo com Abrantes (2009), a flambagem e o enrugamento de tubos submetidos a uma carga axial compressiva podem ser analisados em dois grupos, conforme eles ocorrem no mundo físico:

- Flambagem global: flambagem de tubos como uma coluna, conforme a Figura 4 a;
- Flambagem local: enrugamento das paredes do tubo, conforme a Figura 4 b.

A flambagem global é um fenômeno de instabilidade que ocorre devido a cargas axiais compressivas. Em geral, esse fenômeno acontece nos estágios iniciais da deformação e é uma indicação de que há excesso de carga axial aplicada naquele estágio de conformação do tubo em questão. Este fenômeno depende das propriedades geométricas do tubo, tais como o comprimento, a espessura, o diâmetro e das suas propriedades mecânicas, como o coeficiente de encruamento n , a constante de resistência k_r e o módulo de tangente E_t (ABRANTES, 2009).

O risco de flambagem é grande no início do processo de Conformação Hidrostática de Tubos (CHT), em particular se a operação de conformação necessita de deslocamento axial e depende do comprimento livre do tubo l_f , diâmetro externo d_o e da espessura da parede do tubo t_o . Se a flambagem global ocorre, é impossível continuar o processo de conformação hidrostática.



a) Flambagem global b) Flambagem local

Figura 4. Ilustrações de (a) Flambagem global e (b) Flambagem local (ou enrugamento).
Fonte: Abrantes (2009).

A flambagem local ou enrugamento é um fenômeno em que ocorre dificuldade de evitar rugas na região de deformação livre. Essas rugas são simétricas em relação eixo longitudinal e podem ser eliminadas por um aumento da pressão interna no final do processo de expansão. Entretanto, rugas adicionais podem acontecer no centro da peça, mesmo em matrizes para tubos de grande diâmetro, devido a uma carga axial em excesso. Um controle de processo adequado e dosagem correta de pressão e carga axial pode evitar a formação destas rugas.

A ruptura pode ocorrer se expansões medianas forem alcançadas devido à pressão interna excessivamente elevada. Assim, o processo de ruptura é iniciado por uma estricção local, a qual depende principalmente da espessura inicial da parede do tubo e do estado inicial de encruamento do material. Esses processos têm uma forma característica intermediária, associada a eles e ocorrem durante a expansão livre, antes da superfície da peça entrar em contato com a superfície da matriz. O desenvolvimento desta forma intermediária pode ser influenciado pelo controle do processo. Para evitar o perigo de ruptura, deve-se assegurar que a parede do tubo esteja apoiada na superfície da matriz antes que se inicie a estricção (ABRANTES, 2009).

Os processos de flambagem global, flambagem local ou enrugamento e ruptura estão ilustrados na Figura 5.



Flambagem Global

Enrugamento

Ruptura

Figura 5. Diferenças entre Flambagem Global, Enrugamento e Ruptura. Fonte: Abrantes (2009).

2.3.3 Influxos e efluxos

Para que possam ser produzidos, os fluidos presentes em uma rocha reservatório devem apresentar uma certa quantidade de energia, a qual é chamada de energia natural ou primária. Essa energia é consequência de todas as circunstâncias geológicas pelas quais a jazida já passou até possuir sua formação completa. Com o objetivo de ultrapassar a resistência dos canais porosos e realizar o deslocamento para os poços de produção, é fundamental que os fluidos estejam submetidos a uma certa pressão do reservatório. Dessa forma, para que ocorra a produção, outro material é necessário para preencher o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos. Assim, em termos gerais, ela pode ocorrer devido a duas causas principais (THOMAS, 2001):

- A descompressão, que ocasiona a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso;
- O deslocamento de um fluido por outro fluido como, por exemplo, a invasão da zona de óleo por um aquífero.

O conjunto de fatores que possibilitam esses efeitos chama-se Mecanismo de Produção de Reservatório (THOMAS, 2001).

2.3.4 Fluência de sal

Em poços de subsal, normalmente são encontradas intercalações no sal com presença de anidrita, halita, taquidrita e carnalita. As duas últimas apresentam maior fluência, o que irá depender da profundidade, podendo modificar a resposta de APB geradas a partir da fluência do sal (PEREZ, 2015).

O mecanismo de fluência do sal pode ser definido como um fenômeno de influxo para o poço, no qual ocorre uma redução de volume na seção de poço aberto equivalente ao intervalo em frente ao evaporito, ocasionando uma compressão de fluido neste anular. Essa compressão gera um aumento de pressão, que expande o anular B contra os anulares adjacentes e a formação no intervalo acima do evaporito (PEREZ, 2015).

De acordo com as análises de fluência do sal realizadas por Perez (2015), após o início da produção, há uma reversão na fluência do sal de fechamento para abertura do raio do poço quando a massa específica é superior a 14,5 ppg. Assim, a tensão efetiva muda de sinal, e ocorre o aumento do volume de fluido no anular. Consequentemente, há um alívio de pressão no anular, o qual reflete na redução da massa específica do fluido e na redução de pressão dos anulares vizinhos também (PEREZ, 2015).

No trabalho de Perez (2015), o cálculo de variação de volume ocasionado pela fluência do sal sofreu grande influência do modelo utilizado para o evaporito. Utilizou-se o modelo de duplo mecanismo, simplificação do modelo apresentado por Munson (POIATE *et al.*, 2006), o qual explicita a fluência do sal na fase estacionária. Mas também, foi adicionado a esse cálculo a variação de volume dos anulares, ocasionada pela expansão térmica do fluido.

Assim sendo, é importante ressaltar que para uma boa modelagem do fenômeno *Annular Pressure Buildup* deve-se considerar o crescimento de pressão no anular resultante da fluência do sal, em casos de formações evaporíticas de regiões de pré-sal e, em casos de regiões petrolíferas sem sal, deve-se considerar o APB gerado apenas pela expansão térmica e flambagem de *tubing*.

2.4 Modelagem do APB

Durante a metade da década de 1980, o projeto de revestimentos e anulares de um poço era usualmente conduzido por uma análise unidimensional (*single-string casing design*) para as cargas governantes existentes. Sendo assim, as cargas nas duas direções restantes não eram consideradas, pois suas contribuições no estado de tensões total eram consideradas desprezíveis. Entretanto, as análises para colunas com terminações fixas, como revestimentos cimentados e *tubings* ancorados, passaram a considerar as condições de operação como expansão térmica (KLEMENTICH & JELLISON, 1986; MITCHELL & WEDELICH III, 1989; ADAMS & MACEACHRAN, 1994).

Assim, a dependência entre os revestimentos de um poço foi verificada como fundamental para a resposta estrutural do fenômeno do APB, sendo importante a análise *multistring* dos anulares e revestimentos (ADAMS, 1991; ADAMS & MACEACHRAN, 1994). Com esta nova abordagem, foi apresentado o conceito de dimensionamento dos revestimentos acoplados (*multistring casing design*), considerando a interação entre eles devido ao APB. Dessa forma, buscou-se determinar uma metodologia para minimizar o efeito do anular confinado e controlar o fenômeno do APB.

Halal e Mitchell (1994) propuseram a determinação dos incrementos de pressão resultantes a partir da modelagem do fenômeno adequada e, de acordo com este estudo, três mecanismos causadores do APB foram identificados, são eles: expansão de fluido, devido à expansão térmica; influxos ou efluxos e flambagem de *tubing*.

Por outro lado, ao avaliar a ocorrência deste fenômeno em um poço de pré-sal, a pressurização do anular proveniente do escoamento do sal e a associação com o aquecimento do poço durante a produção permitiram mudanças nos volumes dos anulares. Logo, essas alterações nos volumes dos anulares também são causadas pela fluência do sal, que pode ser considerada como um quarto mecanismo gerador de APB (PEREZ, 2015).

Em relação a métodos para prever e prevenir o APB, desde a década de 1990 pesquisadores estudam e propõem modelos sobre o assunto. Considerados dois pioneiros nesse assunto, Halal e Mitchell (1994) propuseram um método que leva a expansão térmica e o movimento radial dos revestimentos dos anulares em consideração a fim de calcular o APB quando projetado o *design* do revestimento.

Oudeman e Bacarreza (1995) desenvolveram um modelo geral de acumulação de pressão em anulares não confinados e descobriram que a parcela de vazamento de fluido do modelo proposto teve influência dominante na pressão. Este modelo geral tem sido amplamente utilizado na previsão APB.

Oudeman e Kerem (2006) demonstraram que, em geral, a taxa de acumulação de pressão sempre foi superestimada ao prever o acúmulo de pressão com base na expansão térmica, levando em consideração o efeito de *ballooning* do revestimento mais externo e da compressão do revestimento mais interno.

Hasan *et al.* (2009; 2010) apresentaram duas análises sobre abordagens envolvendo formulações pseudoestacionárias e transientes, com base no modelo geral proposto por Oudeman & Bacarreza (1995) e Oudeman & Kerem (2006). Neste modelo de estado pseudo-estacionário, eles trataram o fluxo de fluido como estando no estado estacionário, enquanto a troca de calor com a formação ocorrendo em modo transiente. No entanto, esses autores não levaram em consideração a deformação do anular.

Gao *et al.* (2012), Yang *et al.* (2013) e Yin e Gao (2014) estabeleceram diferentes modelos para as interações entre os sistemas de formação rochosa e levaram em consideração a deformação do revestimento. A utilização do método de elementos finitos foi usada para prever o APB por Jandhyala e Chiney (2014).

Perez (2015) realizou um estudo do cálculo do APB para poços no pré-sal. O autor utilizou o modelo de duplo mecanismo, que é uma simplificação do modelo desenvolvido por Munson (POIATE *et al.*, 2006), para descrever a fluência do sal e estudou o crescimento de

pressão no anular de um poço de pré-sal em um trecho de poço aberto não cimentado de uma seção evaporítica. Nessa metodologia, foi calculada a redução do volume do anular devido ao efeito da fluência do sal, que foi associada com o aumento de pressão causado pela expansão térmica do fluido confinado nos anulares durante a produção do poço. O resultado foi o cálculo integrado do APB causado pela fluência do sal e do APB devido ao efeito térmico, que não é considerado nos modelos de *softwares* comerciais. Há limitações em seu trabalho apenas no que se refere ao alívio de pressão, devido à fratura do sal na sapata do revestimento anterior, pois este estudo ocasiona controvérsias devido à amplitude de variáveis que o tema abrange. Assim, foram sugeridos critérios de falha a serem utilizados, em especial, o critério de dilatância como um possível método para quantificar a tensão em que ocorre a falha da rocha de sal quanto à permeabilidade ou fratura (PEREZ, 2015).

2.5 Métodos de Mitigação de APB

As formas de mitigação do fenômeno APB podem estar relacionadas à redução da troca de calor na coluna de produção, possibilitando a diminuição da temperatura nos anulares através do uso de *tubing* isolado com vácuo (*Vacuum Insulated Tubing*) (ALCOFRA, 2014; PEREZ, 2015), como também, relacionadas à flexibilidade da fronteira, através dos discos de ruptura para alívio de pressão (VARGO JR *et al.*, 2002) e às propriedades do fluido de perfuração, como a utilização de fluidos compressíveis com espaçadores de nitrogênio, fluidos base água contendo emulsificantes de monômero de metacrilato, presença de esferas de vidro no fluido e instalação de espumas sintéticas aderidas ao revestimento (ALCOFRA, 2014; PEREZ, 2015).

De acordo com Ferreira *et al.* (2012), o sistema VIT (“*Vacuum Insulated Tubing*”) é amplamente utilizado em poços injetores de vapor no cenário *onshore* do nordeste e sudeste brasileiros. Entretanto, sua implementação em cenários de lâmina d’água profunda restringe-se a uma aplicação no Campo de Marlim Sul. Esta técnica pode ser definida como a utilização de dois tubos metálicos concêntricos, que ao serem soldados em suas extremidades, formam um espaço anular, o qual é evacuado, reduzindo, assim, a transferência de calor radial (AZZOLA *et al.*, 2004). Por outro lado, como a conexão entre cada dois tubos não é termicamente isolada, a transferência de calor pode ser significativa nesta região (FERREIRA *et al.*, 2015). Os diferentes caminhos do fluxo de calor no sistema VIT são ilustrados na Figura 6 (AZZOLA *et al.*, 2004).

Mesmo que a dissipação de calor através da conexão seja superior à observada no corpo do tubo, a perda de calor nesta região possui um efeito maior do que o seu comprimento sugere, devido à elevada condução axial de calor, através das paredes do VIT (PATILLO *et al.*, 2004; FERREIRA *et al.*, 2015). A dissipação de calor através dessa região pode ser reduzida em até 60%, se as conexões forem isoladas termicamente, o que influenciaria significativamente o valor de condutividade térmica equivalente do VIT (FERREIRA *et al.*, 2015). Apesar da ampla utilização do sistema VIT em poços *onshore* brasileiros, Ferreira *et al.* (2015) obteve resultados com aspectos relevantes para seleção de tubos VIT, a serem empregados em colunas de produção de um poço *offshore*, através do acoplamento do modelo térmico 2-D do VIT em um simulador de produção em poços de petróleo.

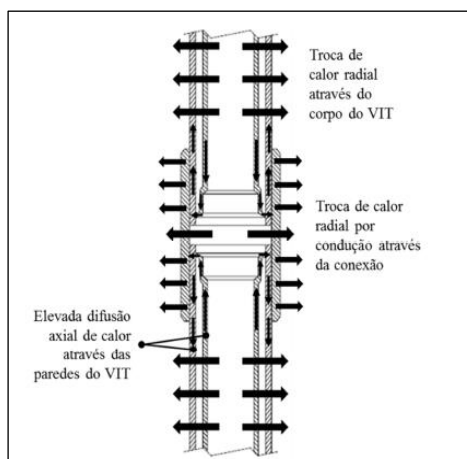


Figura 6. Esquema de fluxo de calor através do corpo e da conexão do VIT. Fonte: Adaptado de Azzola *et al.* (2004).

Perez (2015) afirma que cimentar o anular até o fechamento da sapata do revestimento anterior pode ser considerada uma prática mais segura em formações evaporíticas por evitar a migração de fluidos, entretanto, não haverá um ponto de alívio de pressão para a formação. Sendo assim, quando há limitação dos equipamentos do poço, são necessários métodos de mitigação do APB.

2.5.1 Alívio de pressão

Os poços *onshore* e *offshore* possuem equipamentos de cabeça de poço, os quais permitem o acesso a qualquer anular. Dessa forma, quando for observado o aumento de pressão, o fluido pode ser drenado, diminuindo a pressão no anular e evitando os danos que o APB pode causar (HASAN *et al.*, 2010).

Entretanto, de acordo com Moe e Erpelding (2000), a maioria dos poços marítimos em águas profundas apresentam completação molhada, sistema no qual o equipamento de cabeça de poço não permite o acesso a todos os anulares. Logo, neste tipo de completação, o anular existente entre a coluna de produção e o revestimento de produção (anular A) pode ser o único anular acessível, permitindo a sua drenagem. Sendo assim, deve haver outras formas de controlar a pressão em poços com extensa lâmina d'água.

Existem situações em que o cimento cobre a sapata do revestimento anterior, não permitindo o alívio do aumento de pressão do fluido para a formação. Neste caso, ocorre uma redução do volume de fluido do anular confinado. O efeito de crescimento de pressão devido à carga térmica é mais acentuado, já que a troca térmica ocorre com uma diferença de temperatura média superior. Isso ocorre porque a temperatura média do fluido confinado está mais baixa, devido ao confinamento de fluido ser mais próximo do fundo do mar, que é o caso de poços marítimos. Nestes casos com a sapata do revestimento anterior fechada, outros métodos de mitigação estão disponíveis como os citados na seção 2.5 (HASAN *et al.*, 2010; ALCOFRA, 2014, PEREZ, 2015).

Uma das alternativas utilizadas atualmente para aliviar a pressão no sistema é a instalação de equipamentos de segurança que rompem quando a pressão excede um limite estabelecido no projeto (SEUFITELLI, 2016). No escopo deste trabalho, uma das alternativas a ser estudada é o alívio de pressão do anular através da drenagem de fluido confinado para o interior da rocha, caso a sapata do revestimento anterior esteja aberta, ou seja, caso exista acesso do anular para a formação rochosa.

O escoamento de fluido confinado pode ser afetado pela presença de partículas sólidas em suspensão no fluido, já que elas tendem a decantar com o passar do tempo, constituindo um leito poroso no fundo dos anulares e dificultando o escoamento do fluido para o interior da rocha (THOMAS *et al.*, 2001; SEUFITELLI, 2016). Com a sapata aberta, o fluido tende a escoar para o interior da rocha. De acordo com Alcofra (2014), o escoamento de parcela do fluido que sofreu expansão, devido ao aquecimento para o interior da rocha, pode gerar um alívio de pressão no anular, se a pressão do anular for maior que a pressão de fratura da rocha.

Assim, quando o projeto do poço considera a fratura da formação como ponto de alívio de pressão e método de mitigação de APB, cria-se, de alguma forma, a possibilidade de migração de fluido do anular para a formação, uma vez que é rompida a integridade de uma rocha impermeável, como é o caso do sal, em poços de pré-sal (PEREZ, 2015). Quando ocorre em outras formações rochosas, como arenitos, por exemplo, pode ocorrer troca de fluidos com a formação ou migração de fluido até o fundo do mar, em casos mais críticos de falha de revestimentos mais internos, pois o anular não estaria cimentado até a sapata do revestimento anterior (PEREZ, 2015; SEUFITELLI, 2016).

É importante ressaltar que em alguns projetos de poços, ao realizar o dimensionamento dos revestimentos e demais equipamentos, considera-se o valor de sobrecarga das rochas como a pressão em que ocorre a fratura da formação, com consequente expulsão de fluido do anular e alívio de pressão. Outros projetos utilizam 1,2 vezes a sobrecarga como valor para a fratura da formação, porque considera-se que o sal necessita de uma força adicional de tração para romper a rocha (PEREZ, 2015). Independente do critério utilizado, o projeto de revestimento deve atender a essa carga adicional de colapso do revestimento interno e pressão interna no revestimento externo do anular analisado. Por fim, deve-se considerar ainda outros equipamentos do poço que compõem o conjunto de barreiras de segurança, como o *pack-off*, por exemplo que é responsável por selar o fluido no anular (ALCOFRA, 2014; PEREZ, 2015; SEUFITELLI, 2016).

Segundo Moe e Erpelding (2000), as consequências de um aumento de pressão sem a utilização das técnicas descritas acima podem ser catastróficas. Isto é, os revestimentos de produção e dos anulares podem acumular pressão, ao ponto de colapsar o revestimento do anular ou romper o revestimento de produção.

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta as principais equações e os modelos utilizados para compor o algoritmo para o cálculo de APB. Em seguida é descrita a metodologia para determinar o APB na condição limite, na qual todos os sólidos presentes no fluido de perfuração encontram-se sedimentados, além da modelagem proposta para descrever o mecanismo de alívio de pressão através da sua drenagem para a formação rochosa.

Para a modelagem do fenômeno *Annular Pressure Buildup*, este trabalho considerou as seguintes hipóteses:

- Operação em regime permanente (vazão constante de produção);
- Escoamento monofásico;
- Escoamento vertical ascendente e axial unidimensional;
- Difusão axial desprezível;
- Não há geração de calor;
- Densidade do fluido varia de acordo com pressão e temperatura.

3.1 Propriedades do Fluido

Sabe-se que, de acordo com a termodinâmica, a variação do volume do fluido pode ser expressa como função da pressão e da temperatura, conforme a Equação (1).

$$dV = \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \delta T + \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \delta P \quad (1)$$

Considerando que o coeficiente de expansão térmica (compressibilidade isobárica) α e o coeficiente de compressibilidade isotérmica β são dados pelas Equações (2) e (3), respectivamente:

$$\alpha = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \quad (2)$$

$$\beta = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (3)$$

Ao substituir as Equações (2) e (3) na (1), encontra-se a equação (4) na forma diferencial.

$$\delta V = \alpha V \delta T - \beta V \delta P \quad (4)$$

3.2 Modelo PVT do Fluido

A compressibilidade isobárica e a compressibilidade isotérmica do fluido contribuem fundamentalmente para o cálculo do APB. De acordo com a Equação (1), afirma-se que o volume de fluido pode ser expresso como função da temperatura e da pressão e, sabendo que a massa específica pode ser calculada através da razão entre massa e volume, entende-se que a massa específica do fluido de perfuração também pode ser expressa como uma função da temperatura e da pressão.

Neste trabalho, a correlação aplicada para determinar a massa específica do fluido utilizado será dada por Zamora *et al.*, (2013), descrita pela Equação (5). Esses autores buscavam modelar o comportamento volumétrico dos fluidos através de medidas de pressão, volume e temperatura e, para isso, realizaram um estudo experimental de fluidos com base sintética e com base aquosa, a fim de obter dados de correlação para validar seu modelo. Neste estudo foram realizados ensaios em que os fluidos foram submetidos a pressões desde a atmosférica até 30.000 psi e a temperaturas no intervalo de 20 a 600°F. Em seguida, foram feitas análises de regressão nos dados obtidos, a partir de uma equação polinomial de segunda ordem, com o objetivo de determinar a massa específica do fluido em função da pressão e da temperatura. De acordo com Zamora *et al.* (2013), a equação (5) é indicada na norma API (API 13D, 2010) e pode ser utilizada por uma grande quantidade de fluidos de perfuração.

$$\rho_{base}(P,T) = (c_1 + d_1P + e_1P^2) + (c_2 + d_2P + e_2P^2)T \quad (5)$$

Nessa equação, ρ_{base} é indicado em *ppg* (*pound per gallon*) ou *lb/gal*, P em *psi* e T em °F. Estas unidades estão no Sistema Americano, usual na indústria do petróleo. Em casos de conversão para o Sistema Internacional, sabe-se que 119,8 kg/m³ equivale a 1,0 *ppg* para massa específica, 6891,2 Pa correspondem a 1,0 psi para pressão e as conversões de graus Celsius (°C) para graus Fahrenheit (°F) podem ser encontradas em Perry *et al.* (1999). As constantes c_1 , d_1 , e_1 são os parâmetros de pressão do fluido e c_2 , d_2 e e_2 são os coeficientes de temperatura utilizados na correlação de Zamora *et al.* (2013).

É necessário obter os parâmetros termodinâmicos para as bases orgânica e aquosa a partir de dados experimentais para cada composição de sólidos e densidade do fluido. Uma alternativa aos experimentos é combinar a base orgânica e a aquosa aos sólidos e químicos presentes na composição do fluido de perfuração simulado, como expresso na Equação (6), e assim estimar o modelo PVT, considerando a concentração, compressibilidade e expansão térmica dos fluidos e sólidos (PETERS, CHENEVERT & ZHANG, 1990).

$$\rho(P_2, T_2) = \frac{\rho_{o1}f_o + \rho_{w1}f_w + \rho_s f_s + \rho_c f_c}{1 + f_o \left(\frac{\rho_{o1}}{\rho_{o2}} - 1 \right) + f_w \left(\frac{\rho_{w1}}{\rho_{w2}} - 1 \right)} \quad (6)$$

Na Equação (6), a massa específica do fluido de perfuração $\rho(P_2, T_2)$ na condição de P_2 e T_2 é composto por ρ_{o2} e ρ_{w2} , que representam as massa específicas da base orgânica e da base aquosa, respectivamente, nas condições de P_2 e T_2 , ou seja, nas condições de equilíbrio do processo, ρ_{o1} e ρ_{w1} que representam as massas específicas da base orgânica e da base aquosa nas condições de P_1 e T_1 , ou condições iniciais de temperatura e pressão. E por fim, os termos ρ_s e ρ_c são as densidades dos sólidos e dos químicos e f_o , f_w , f_s e f_c , que representam, respectivamente, as frações volumétricas da base orgânica, base aquosa, dos sólidos e químicos na condição inicial do fluido.

3.3 Cálculo da Variação de Volume nos Anulares

3.3.1 Variação de volume em anular rígido e selado

De acordo com Zambrano (2013), a Equação (4) pode ser integrada em relação ao volume e, conseqüentemente, será encontrada a função logarítmica, expressa pela Equação (7), caso os coeficientes de compressibilidade isotérmica e compressibilidade isobárica sejam considerados constantes.

$$\ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) = \alpha(T_2 - T_1) - \beta(P_2 - P_1) \quad (7)$$

Neste caso, V indica o volume, T é a temperatura, P é dada pela pressão e o sub-índice 1 significa condição inicial e o 2, a condição final do fluido.

Para fins de simplificação, muitos trabalhos, como o de Sathuvalli *et al.* (2005), consideram o volume do anular em que o fluido está confinado como um vaso de pressão rígido e fechado, apresentando uma variação de volume de fluido pequena em seu interior em relação ao volume total. Desta maneira, a Equação (7) seria apresentada de forma linearizada (sem o termo logaritmo), considerando o volume do anular na condição final como aproximadamente igual ao da condição inicial. Assim, encontra-se a Equação (8), em que V_{f1} é o volume inicial do fluido, α_f é o coeficiente de expansão térmico (compressibilidade isobárica) e β_f coeficiente de compressibilidade isotérmica.

$$\Delta V_f = V_{f1} [\alpha_f \Delta T - \beta_f \Delta P] \quad (8)$$

De acordo com Perez (2015), a aproximação utilizada na obtenção da Equação (8) fornece um erro da ordem de 2% no resultado final, para uma variação de volume da ordem de 5% do volume total.

A fim de obter a forma mais comum e amplamente utilizada por Sathuvalli *et al.* (2005), a Equação (8) pode ser reescrita, isolando o termo de pressão, como demonstrado na Equação (9).

$$\Delta P = \frac{\alpha_f}{\beta_f} \Delta T - \frac{1}{\beta_f} \frac{\Delta V_f}{V_{f1}} \quad (9)$$

3.3.2 Variação de volume com conservação de massa

Pode-se utilizar outra forma de calcular a variação de volume do fluido, que é através dos princípios de conservação de massa. Sabendo-se que a massa do fluido é resultado do produto da sua massa específica pelo volume ocupado, encontra-se a Equação (10)

$$m = \rho(P, T) V(P, T) \quad (10)$$

Ao ser delimitado um volume de controle no fluido e considerando que não há variação de massa neste volume de controle, pode-se afirmar que a massa na condição inicial de pressão e temperatura é igual à massa na condição final de equilíbrio de pressão e temperatura, como expresso na Equação (11) (ALCOFRA, 2014; PEREZ, 2015).

$$V_{f1}(P_1, T_1) \rho_{f1}(P_1, T_1) = V_{f2}(P_2, T_2) \rho_{f2}(P_2, T_2) \quad (11)$$

Com o objetivo de relacionar a variação de massa específica e a variação de volume, são definidas as equações (12) e (13).

$$V_{f2} = V_{f1} + dV_f \quad (12)$$

$$\rho_{fl2} = \rho_{fl1} + d\rho_{fl} \quad (13)$$

Assim, a forma diferencial para a variação de volume pode ser encontrada ao substituir as Equações (12) e (13) e isolar o termo de variação de volume, conforme descrito na Equação (14).

$$\sum_k \Delta V_{fl,k} = - \sum_k \left(V_{fl1,k} \frac{\Delta \rho_{fl,k}}{\rho_{fl1,k} + \Delta \rho_{fl,k}} \right) \quad (14)$$

Ao dividir o volume total do anular em intervalos verticais k de extensão L_k e aproximar os termos diferenciais por intervalos pequenos Δ , encontra-se a variação de volume ΔV_{fl} em função da variação de massa específica $\Delta \rho_{fl}$. Assim, a Equação (14) pode ser expressa pela seguinte forma:

$$dV_{fl} = -V_{fl1} \frac{d\rho_{fl}}{\rho_{fl1} + d\rho_{fl}} \quad (15)$$

3.3.3 Cálculo da variação de volume dos anulares

Para realizar o cálculo de mudança de volume nos anulares dividiu-se o poço em seções axiais s com semelhança na geometria e condições de contorno. Em seguida, as seções verticais s foram divididas em intervalos k de comprimento L_k , referente à profundidade do intervalo, de acordo com a nomenclatura apresentada na Figura 7 (PEREZ, 2015).

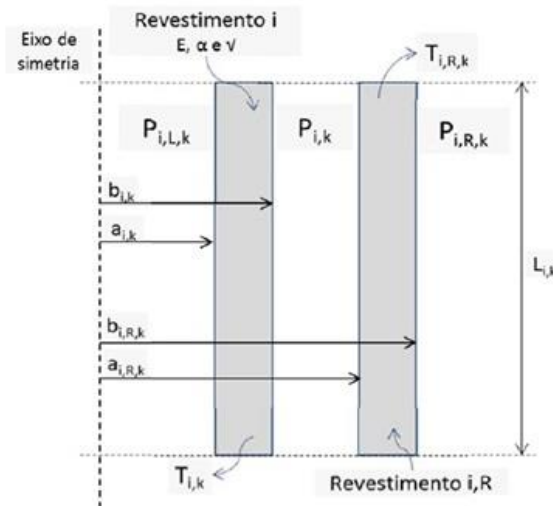


Figura 7. Descrição de propriedades geométricas iniciais para múltiplos anulares em um poço. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

De acordo com a Figura 7, ilustra-se a representação dos revestimentos do poço, neste caso nomeados como i , e o revestimento localizado à sua direita, chamado de i,R . Assim, o raio interno do revestimento i , no intervalo k da seção, foi chamado de $a_{i,k}$ e o seu raio externo, denominado $b_{i,k}$. Analogamente, os raios interno e externo do revestimento i,R são representados por $a_{i,R,k}$ e $b_{i,R,k}$, respectivamente. A temperatura foi expressa pelas notações $T_{i,k}$ e $T_{i,R,k}$, assim como a pressão, representada por $P_{i,k}$, $P_{i,L,k}$ e $P_{i,R,k}$, em que a variável com subscrito L indica que está localizada à esquerda do revestimento i . Para fins de simplificação,

a seção s é a extensão do poço com mesmo número de anulares e colunas de revestimentos, além de mesmas condições de contorno (PEREZ, 2015).

Dessa forma, o cálculo do volume inicial, $V_{a,i,k}$, do elemento k do anular i , representado na Figura 7, é expresso na Equação (16) (PEREZ, 2016).

$$V_{a,i,k} = \pi(a_{i,R,k}^2 - b_{i,k}^2)L_k \quad (16)$$

Após o poço modelado atingir o equilíbrio na produção de hidrocarbonetos, a variação de volume $\Delta V_{a,i,k}$ para cada intervalo k e anular i precisa ser mensurada. Conforme ilustrado na Figura 8, as notações $\Delta T_{i,k}$ e $\Delta T_{iR,k}$ expressam a variação no perfil de temperatura e $\Delta P_{i,k}$, $\Delta P_{iL,k}$ e $\Delta P_{iR,k}$, a mudança nos perfis de pressão.

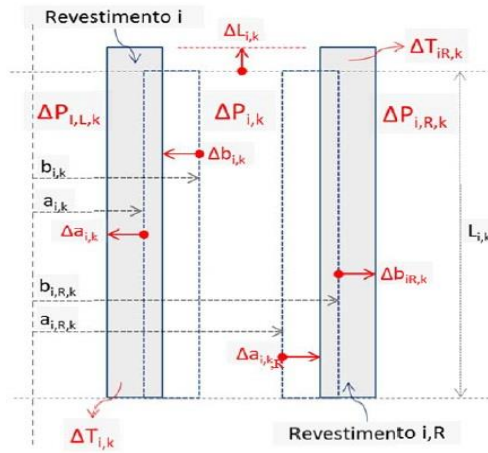


Figura 8. Representação da variação de volume do anular no intervalo k em função dos deslocamentos dos revestimentos. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

Dessa maneira, a variação de volume $\Delta V_{a,i,k}$ será definida pela Equação (17), como a diferença entre o volume na nova condição de equilíbrio e o volume na condição inicial, dado pela Equação (16). Assim, o volume na nova condição de equilíbrio pode ser calculado ao serem adicionados os deslocamentos Δa ao raio interno da coluna iR , Δb ao raio externo da coluna i e ΔL_k ao termo de extensão de profundidade do intervalo k no anular i . $\Delta V_{a,i,k}$ foi estabelecida devido à variação nos perfis de temperatura e pressão gerados pelo poço em produção.

$$\Delta V_{a,i,k} = \pi \left[(a_{i,R,k} + \Delta a_{i,R,k})^2 - (b_{i,k} + \Delta b_{i,k})^2 \right] (L_k + \Delta L_k) - V_{a,i,k} \quad (17)$$

Substituindo-se o volume inicial $V_{a,i,k}$ e expandindo-se os termos da Equação (17) para analisar as ordens de grandeza, obtém-se a Equação (18).

$$\begin{aligned} \Delta V_{a,i,k} = & \pi(a_{i,R,k}^2 - b_{i,k}^2)L_k + 2\pi(a_{i,R,k}\Delta a_{i,R,k} - b_{i,k}\Delta b_{i,k})L_k + \underbrace{\pi(\Delta a_{i,R,k}^2 - \Delta b_{i,k}^2)}_{\approx 0}L_k \\ & + \pi(a_{i,R,k}^2 - b_{i,k}^2)\Delta L_k + 2\pi \underbrace{(a_{i,R,k}\Delta a_{i,R,k} - b_{i,k}\Delta b_{i,k})}_{\approx 0}\Delta L_k + \underbrace{\pi(\Delta a_{i,R,k}^2 - \Delta b_{i,k}^2)}_{\approx 0}\Delta L_k \\ & - \pi(a_{i,R,k}^2 - b_{i,k}^2)L_k \end{aligned} \quad (18)$$

Rearranjando a Equação (18) e desprezando os termos infinitesimais, encontra-se a Equação (19) para a variação de volume no intervalo k em função dos deslocamentos.

$$\Delta V_{a,i,k} = 2\pi [a_{i,R,k} \Delta a_{i,R,k} - b_{i,k} \Delta b_{i,k}] L_k + \pi (a_{i,R,k}^2 - b_{i,k}^2) \Delta L_k \quad (19)$$

A variação da profundidade no intervalo k pode ser calculada em função da dilatação térmica da coluna de revestimento iR , como descrito na Equação (20), já que esta é a menos aquecida do anular i , por ser a coluna de revestimento mais externa da seção descrita na Figura 8 (PEREZ, 2015).

$$\Delta L_k = \alpha \Delta T_{i,R,k} L_k \quad (20)$$

Realizando a substituição da Equação (20) na (19), obtém-se a variação de volume do intervalo k em função da dilatação térmica (Equação (21)), resultante da variação de temperatura da coluna de revestimento à direita do anular i , em que o símbolo Δ representa a modificação do estado inicial de cada variável e α significa o coeficiente de dilatação térmica do material utilizado.

$$\begin{aligned} \Delta V_{a,i,k} &= 2\pi [a_{i,R,k} \Delta a_{i,R,k} - b_{i,k} \Delta b_{i,k}] L_k + \pi \overbrace{[a_{i,R,k}^2 - b_{i,k}^2]}^{V_{a,i,k}} L_k \alpha \Delta T_{i,R,k} \\ &= 2\pi [a_{i,R,k} \Delta a_{i,R,k} - b_{i,k} \Delta b_{i,k}] L_k + V_{a,i,k} \alpha \Delta T_{i,R,k} \end{aligned} \quad (21)$$

Pode-se expressar o volume total e a variação de volume total dos anulares através das Equações (22) e (23), nas quais todos os N intervalos k com extensão L_k de cada anular i são somados.

$$V_{a,i} = \sum_N V_{a,i,k} \quad (22)$$

$$\Delta V_{a,i} = \sum_N \Delta V_{a,i,k} \quad (23)$$

3.3.3.1 Deslocamentos dos revestimentos calculados pelas equações de Lamé

Ao utilizar a solução de Lamé (TIMOSHENKO & GOODIER, 1980) aplicada ao deslocamento (Equação (24)), as modificações ocasionadas nas paredes dos revestimentos devido à variação do perfil de pressão no poço podem ser calculadas com precisão.

$$u_r = \frac{1-\nu}{E} \left(\frac{r_{int}^2 P_{int} - r_{ext}^2 P_{ext}}{r_{ext}^2 - r_{int}^2} \right) r + \frac{1+\nu}{E} \left(\frac{r_{ext}^2 r_{int}^2 (P_{int} - P_{ext})}{r_{ext}^2 - r_{int}^2} \right) \frac{1}{r} - \frac{\nu r}{E} \sigma_o \quad (24)$$

Na Equação (24), u_r é o deslocamento radial, σ_o é a tensão longitudinal, ν é o fator de Poisson, E é o módulo de elasticidade, P_{int} e P_{ext} significam pressão interna e externa, respectivamente, r_{int} , r_{ext} e r significam raio interno, raio externo e raio do ponto considerado para o deslocamento na análise do tubo, em que $r_{int} < r < r_{ext}$, respectivamente (TIMOSHENKO & GOODIER, 1980).

Aplicando as notações presentes na Figura 8 na Equação (24), encontra-se a variação do raio no intervalo k do anular i , como expresso na Equação (25). Isso porque, na análise de APB, considera-se um cilindro de parede espessa com extremidade aberta e também, a expansão da parede do revestimento gerado pela dilatação térmica radial do aço, que é adicionada ao termo do deslocamento, conforme sugerido por Perez (2015).

$$\Delta r = \left(\frac{1-\nu}{E} \right) \left(\frac{a_{i,R,k}^2 \Delta P_{i,k} - b_{i,R,k}^2 \Delta P_{i,R,k}}{b_{i,R,k}^2 - a_{i,R,k}^2} \right) r + \left(\frac{1+\nu}{E} \right) \left(\frac{b_{i,R,k}^2 a_{i,R,k}^2 (\Delta P_{i,k} - \Delta P_{i,R,k})}{b_{i,R,k}^2 - a_{i,R,k}^2} \right) \frac{1}{r} + \alpha r \Delta T \quad (25)$$

Ao aplicar $r=a_{i,R,k}$ na Equação (25), encontra-se a Equação (26) para a variação do raio interno. Analogamente, para a variação do raio externo, utiliza-se $r=b_{i,k}$ na Equação (25), gerando a Equação (27).

$$\Delta a_{i,R,k} = \left[\left(\frac{1-\nu}{E} \right) \left(\frac{a_{i,R,k}^2 \Delta P_{i,k} - b_{i,R,k}^2 \Delta P_{i,R,k}}{b_{i,R,k}^2 - a_{i,R,k}^2} \right) a_{i,R,k} + \left(\frac{1+\nu}{E} \right) \left(\frac{b_{i,R,k}^2 a_{i,R,k}^2 (\Delta P_{i,k} - \Delta P_{i,R,k})}{b_{i,R,k}^2 - a_{i,R,k}^2} \right) \frac{1}{a_{i,R,k}} \right] + \alpha a_{i,R,k} \Delta T_{i,R,k} \quad (26)$$

$$\Delta b_{i,k} = \left[\left(\frac{1-\nu}{E} \right) \left(\frac{a_{i,k}^2 \Delta P_{i,L,k} - b_{i,k}^2 \Delta P_{i,k}}{b_{i,k}^2 - a_{i,k}^2} \right) b_{i,k} + \left(\frac{1+\nu}{E} \right) \left(\frac{b_{i,k}^2 a_{i,k}^2 (\Delta P_{i,L,k} - \Delta P_{i,k})}{b_{i,k}^2 - a_{i,k}^2} \right) \frac{1}{b_{i,k}} \right] + \alpha b_{i,k} \Delta T_{i,k} \quad (27)$$

Nestas duas últimas equações, os índices R e L referem-se às variáveis à direita e à esquerda, respectivamente, da coluna de revestimento i . Assim, os termos $\Delta P_{i,L,k}$, $\Delta P_{i,k}$ e $\Delta P_{i,R,k}$ serão os equivalentes ao APB resultante no anular à esquerda da coluna i , no intervalo k da coluna de revestimento i e à direita da coluna i , respectivamente. Da mesma forma, os termos $\Delta T_{i,k}$ e $\Delta T_{i,R,k}$ serão as variações de temperatura no intervalo k da coluna de revestimento i e no intervalo k da coluna de revestimento iR . Já o módulo de Young, o coeficiente de Poisson e o coeficiente de expansão térmica do aço são representados por E , ν e α .

Pode-se calcular a variação de volume no intervalo k do anular i , em função da variação do perfil térmico e de variações das pressões dos anulares, conhecendo-se a equação de Lamé (TIMOSHENKO & GOODIER, 1980) para o deslocamento e incluindo-se os termos de dilatação térmica. Para isso, é necessário substituir as Equações (26) e (27) na Equação (21). O resultado obtido é a variação de volume expressa em função das variáveis de temperatura e pressão, para facilitar a visualização e manipulação algébrica, como descrita na Equação (28).

$$\Delta V_{a,i,k} = A_{i,k} \Delta P_{i,L,k} + B_{i,k} \Delta P_{i,k} + C_{i,R,k} \Delta P_{i,R,k} + D_{i,k} \Delta T_{i,k} + E_{i,R,k} \Delta T_{i,R,k} \quad (28)$$

Onde:

$$A_{i,k} = -\frac{4\pi L_k}{E} \left(\frac{a_{i,k}^2 b_{i,k}^2}{b_{i,k}^2 - a_{i,k}^2} \right) \quad (29)$$

$$B_{i,k} = \frac{2\pi L_k}{E} \left\{ \frac{a_{i,R,k}^2}{b_{i,R,k}^2 - a_{i,R,k}^2} \left[(1-\nu) a_{i,R,k}^2 + (1+\nu) b_{i,R,k}^2 \right] + \frac{b_{i,k}^2}{b_{i,k}^2 - a_{i,k}^2} \left[(1-\nu) b_{i,k}^2 + (1+\nu) a_{i,k}^2 \right] \right\} \quad (30)$$

$$C_{i,R,k} = -\frac{4\pi L_k}{E} \left(\frac{a_{i,R,k}^2 b_{i,R,k}^2}{b_{i,R,k}^2 - a_{i,R,k}^2} \right) \quad (31)$$

$$D_{i,k} = -2\pi \alpha b_{i,k}^2 L_k \quad (32)$$

$$E_{i,R,k} = 2\pi \alpha a_{i,R,k}^2 L_k + \alpha V_{a,i,k} \quad (33)$$

Com o objetivo de calcular o APB segundo o método *multistring*, no qual a pressão, a temperatura e a variação de volume de cada anular influenciam os anulares adjacentes, necessitando assim de uma análise acoplada, a Equação (34) representa essa variação de volume em um sistema de equações lineares, cuja resolução é simultânea.

$$[\Delta V_f] = [\Lambda][\Delta P] + [\Psi][\Delta T] \quad (34)$$

Assim, na Equação (34) $[\Delta V_f]$ é o vetor coluna que expressa a mudança de volume dos anulares, $[\Delta P]$ é o vetor do valor de APB, $[\Lambda]$ expressa a matriz de flexibilidade do anular do poço, $[\Psi]$ representa a mudança de volume em cada anular referente à expansão térmica e $[\Delta T]$ é o vetor com a mudança no perfil de temperatura do fluido nos anulares.

Desta maneira, afirma-se que a Equação (28) é a forma ampliada da matriz expressa na Equação (34), pois os termos $A_{i,k}$, $B_{i,k}$ e $C_{i,R,k}$ da Equação (28) são equivalentes à matriz $[\Lambda]$ e os termos $D_{i,k}$ e $E_{i,R,k}$ são os equivalentes à matriz $[\Psi]$ da Equação (34).

É importante ressaltar que a variação de volume dos anulares, expressa pela Equação (28), será adequada às condições de contorno do revestimento mais externo da cada seção s , encontradas na modelagem do poço estudado. Estas condições podem ser: anular cimentado, sem contato direto entre o fluido de perfuração e a formação rochosa e anular não cimentado preenchido com fluido de perfuração, estando este em contato direto com a rocha. Nas duas próximas subseções, serão descritas equações para estas duas condições de contorno possíveis.

3.3.3.2 Variação de volume para anular com intervalo cimentado

De acordo com Perez (2015), ao avaliar o intervalo do poço formado por revestimento, cimento e formação rochosa, este intervalo precisa ser considerado como uma fundação elástica (conforme ilustrado na Figura 9), pois se for tratado como rígido, obtém-se erros consideráveis no cálculo do APB. Sendo assim, o cimento e a formação foram definidos como um corpo único, com módulo de Young igual a 10,9 GPa e com coeficiente de Poisson de 0,36. Estes valores foram obtidos do trabalho de Jandhyala *et al.* (2013), enquanto a consideração de que o cimento e a rocha são homogêneos pode ser feita, uma vez que Sathuvalli *et al.* (2005) apresentaram valores de mesma ordem de grandeza.

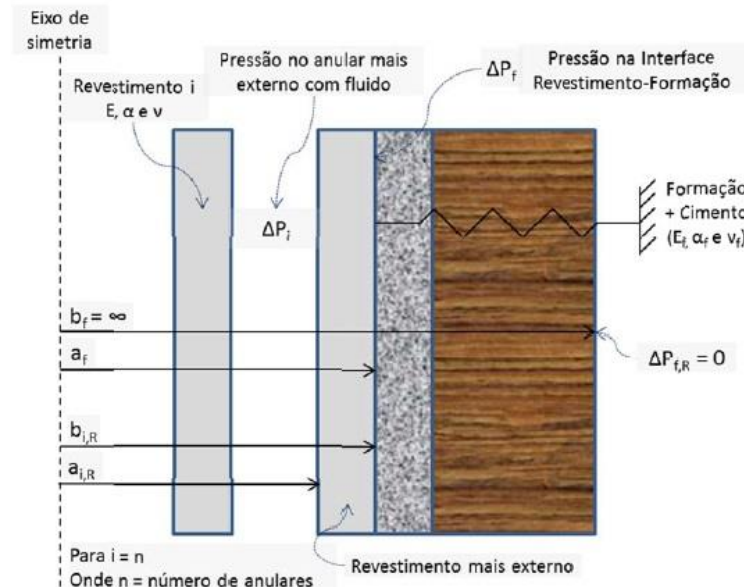


Figura 9. Esquema de fundação elástica para determinar a variação de volume em intervalo cimentado. Fonte: Perez (2015).

Entretanto, para o caso da formação rochosa no intervalo de poço aberto, ou seja, sem cimento, foram utilizados os valores do módulo de Young e do coeficiente de Poisson correspondentes ao tipo de rocha utilizado na simulação, que serão descritos no Capítulo 4.

Para o cálculo da variação de volume do anular com intervalo cimentado, a única diferença para a Equação (28) é o termo $C_{i,R,k}$, o qual é uma função da pressão do anular i , adjacente à formação, definido pela Equação (35), na qual o índice re indica revestimento mais externo e f significa formação rochosa.

$$C_{i,R,k} = - \left(\frac{4\pi L_k}{E} \frac{a_{re,k}^2 b_{re,k}^2}{(b_{re,k}^2 - a_{re,k}^2)} \right) \left(\frac{2a_{re,k}^2}{E(b_{re,k}^2 - a_{re,k}^2) \frac{(1+\nu)}{E_f} + [(b_{re,k}^2 - a_{re,k}^2) - \nu(b_{re,k}^2 - a_{re,k}^2)]} \right) \quad (35)$$

A dedução e as condições empregadas para encontrar a Equação (35) estão descritas em detalhes em Perez (2015). As Equações (29), (30), (35), (32) e (33) compõem a variação de volume do anular para intervalo cimentado, conforme expresso pela Equação (36).

$$\Delta V_{a,i,k} = A_{i,k} \Delta P_{i,L,k} + (B_{i,k} + C_{i,R,k}) \Delta P_{i,k} + D_{i,k} \Delta T_{i,k} + E_{i,R,k} \Delta T_{i,R,k} \quad (36)$$

3.3.3.3 Variação de volume para anular com intervalo não cimentado

Para a condição de contorno com o intervalo não cimentado, a variação de volume do anular pode ser expressa pela Equação (37), que é muito semelhante à Equação (28), entretanto apresenta as seguintes diferenças: *i*) as propriedades da formação são incluídas na modelagem através das Equações (39) e (40), que possuem o subscrito f no lugar de i ; e *ii*) não há o termo $C_{i,R,k}$, pelo fato da variação de pressão ser considerada nula em uma distância muito grande em relação ao poço (PEREZ, 2015).

$$\Delta V_{a,f,k} = A_{i,k} \Delta P_{i,L,k} + B_{f,k} \Delta P_{i,k} + D_{i,k} \Delta T_{i,k} + E_{f,k} \Delta T_{f,k} \quad (37)$$

Onde:

$$A_{i,k} = - \frac{4\pi L_k}{E} \frac{a_{i,k}^2 b_{i,k}^2}{(b_{i,k}^2 - a_{i,k}^2)} \quad (38)$$

$$B_{f,k} = 2\pi L_k \left\{ a_{f,k}^2 \left(\frac{1+\nu}{E_f} \right) + \frac{b_{i,k}^2}{E(b_{i,k}^2 - a_{i,k}^2)} [b_{i,k}^2(1-\nu) + a_{i,k}^2(1+\nu)] \right\} \quad (39)$$

$$D_{i,k} = -2\pi b_{i,k}^2 L_k \alpha \quad (40)$$

$$E_{f,k} = 2\pi a_{f,k}^2 L_k \alpha_f + \pi (a_{f,k}^2 - b_{i,k}^2) L_k \alpha_f \quad (41)$$

A dedução da Equação (37) pode ser encontrada em Perez (2015).

3.4 Algoritmo para Cálculo de APB

Este trabalho teve como base o modelo matemático desenvolvido por Perez (2015), que adotou uma abordagem bem fundamentada e descrição detalhada dos fenômenos envolvendo o APB. Entretanto, o mecanismo de fluência de sal foi desconsiderado, visto que o objetivo deste trabalho é o cálculo do APB em um poço de petróleo fora do pré-sal, onde não há influxo do evaporito para o interior do anular.

Partindo da modelagem matemática apresentada anteriormente, utilizou-se um programa computacional, adaptado de Perez (2015), para calcular o valor do APB e a variação de volume de fluido dos anulares nesta nova configuração de poço. O fluxograma do algoritmo implementado neste trabalho é apresentado na Figura 10.

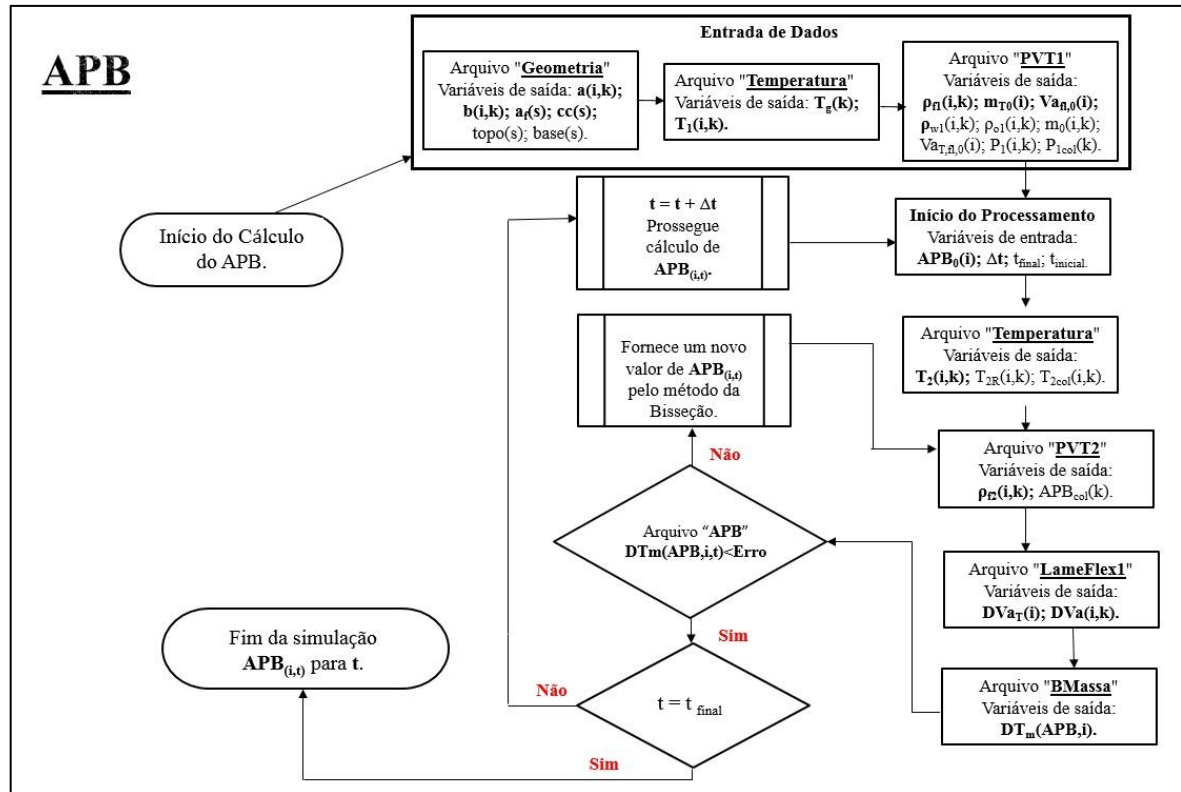


Figura 10. Fluxograma simplificado do algoritmo implementado neste trabalho. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

O algoritmo tem início no bloco “Entrada de Dados”, onde são carregadas as informações iniciais da simulação da seguinte forma: os dados geométricos do poço são alimentados na sub-rotina “Geometria”; as condições térmicas iniciais são inseridas na sub-rotina “Temperatura”, com a implementação do perfil geotérmico da rocha, e; os cálculos da massa específica do fluido, do volume dos anulares e das pressões na coluna de produção e nos anulares nas condições iniciais de temperatura são realizados na sub-rotina “PVT1”.

Após a definição das condições iniciais do poço, tem início a produção do poço, estipulada de acordo com Perez (2015) como sendo de 5.000 barris por dia e, devido ao aquecimento dos anulares provocado pela transferência de calor oriundo do petróleo que está sendo retirado do poço, faz-se necessário determinar os novos perfis estacionários de temperatura na condição final de equilíbrio térmico. Pela abordagem de Perez (2015), admite-se que este novo estágio estacionário é alcançado instantaneamente e os novos perfis estacionários de temperatura nos anulares, calculados com o *software Wellcat*[®], foram fornecidos pela Petrobras. Esse perfil estacionário também é alimentado na sub-rotina “Temperatura”.

A partir desta etapa, inicia-se a rotina de cálculos para a determinação da evolução temporal do APB. A cada instante de tempo essa rotina é realizada por meio de um procedimento iterativo para se determinar o APB correspondente ao aumento na temperatura dos anulares provocado pelo início da produção de petróleo. Como o valor do APB é desconhecido, arbitra-se um valor inicial para esta variável e realiza-se a iteração indicada no

fluxograma descrito na Figura 10, visando a convergência do balanço de massa por meio do ajuste de pressão.

Com os novos perfis estacionários de temperatura dos anulares obtidos na sub-rotina “Temperatura”, os cálculos da massa específica do fluido, do volume dos anulares e das pressões na coluna de produção e nos anulares nas novas condições térmicas são realizados na sub-rotina “PVT2”, na qual também são calculados os valores de APB.

Sabe-se que o fenômeno APB ocorre devido à resistência imposta pelos revestimentos à expansão dos fluidos confinados nos anulares e a magnitude deste fenômeno pode ser determinada pelo balanço de forças dado pelas equações de Lamé (TIMOSHENKO & GOODIER, 1980), as quais estão relacionadas ao deslocamento dos revestimentos. Esses cálculos são realizados na sub-rotina “LameFlex1”, onde são determinadas as variações dos volumes devido às conformações elásticas dos anulares e dos revestimentos.

Por fim, deve-se aplicar o princípio de conservação de massa nos anulares, ou seja, o volume do fluido na nova condição térmica é calculado considerando os resultados obtidos na sub-rotina “LameFlex1” e a hipótese de que a variação de volume do fluido é igual à variação de volume dos anulares é imposta (HALAL & MITCHELL, 1994). Este cálculo é realizado na sub-rotina “BMassa”. Para se obter o valor correto do APB, primeiro calcula-se a massa total de fluido em cada anular, multiplicando-se o volume do anular pela massa específica na condição inicial do poço. Para o atendimento da condição de conservação de massa, deve-se obter a convergência entre a massa de fluido na condição inicial e a massa de fluido na condição após o equilíbrio térmico. Para que isso ocorra, calcula-se iterativamente o valor do APB na condição de equilíbrio térmico, que resulta na massa específica e nos volumes dos anulares que satisfazem essa igualdade. Na prática, estabelece-se um valor tolerável de erro para a convergência na premissa de conservação de massa. Se o critério de convergência for atendido, faz-se um incremento no tempo e retorna-se ao início do processamento, caso contrário, arbitra-se um novo valor para o APB, calcula-se a nova condição PVT do fluido (“PVT2”), realiza-se o balanço de forças e o deslocamento dos revestimentos decorrente dessa nova condição (“LameFlex1”) e verifica-se o balanço de massa do fluido (“BMassa”). Este procedimento é repetido até que haja convergência na premissa de conservação de massa.

A seguir serão detalhadas as sub-rotinas do algoritmo de cálculo do APB.

3.4.1 Geometria do poço

Inicialmente, a modelagem proposta prevê a entrada de dados característicos da geometria do poço em estudo. Para isso, o poço foi dividido em seções axiais com condições de contorno semelhantes, conforme esquema na Figura 11.

Alguns parâmetros são alimentados nesta etapa, são eles: diâmetro externo (b) e diâmetro interno (a) de cada revestimento, profundidades do topo e da base de cada seção, diâmetro do poço aberto (a_f), quantidade de anulares de cada seção e tipo de condição de contorno, ou seja, se a seção do anular está cimentada (condição de contorno 1) ou não cimentada (condição de contorno 2), conforme descrito na Tabela 1 (PEREZ, 2015; 2016).

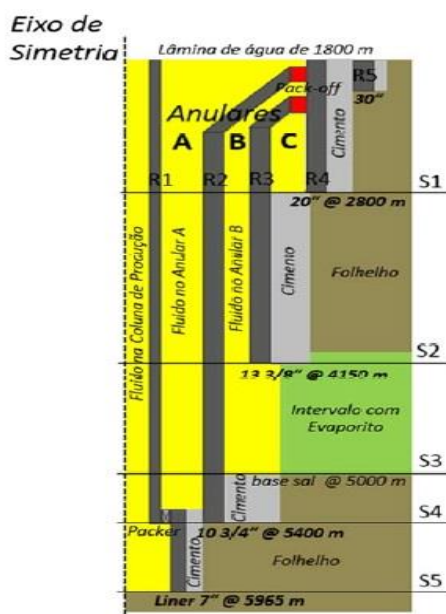


Figura 11. Configuração de poço modelo para cálculo de APB. Fonte: Perez (2015).

Tabela 1. Parâmetros característicos do poço para alimentação do programa.

Revestimento	Diâmetro Ext. (in)	Diâmetro Int. (in)	Topo (m)	Base (m)	Diâmetro do Poço Aberto (in)
Condutor	30	28	1800	1872	36
Superfície	20	18	1800	2800	26
Intermediário	13 5/8	12 3/8	1800	4150	17,5
Produção	10,75	9,156	1800	5400	14,75
Liner Prod.	7,0	6,0	5300	5965	8 1/2
COP	6 5/8	5,791	1800	5400	-

Fonte: Perez (2015).

3.4.2 Perfis de temperatura

Uma vez que os perfis de temperatura presentes no poço são de grande importância para o estudo deste fenômeno, alimentou-se o perfil geotérmico, característico da rocha utilizada, como referente à condição inicial do fluido (ou condição 1). Por outro lado, os perfis de temperatura da condição 2 do fluido (ou condição de equilíbrio térmico) foram determinados a partir do *software* comercial da área petrolífera, chamado *Wellcat*[®]. Dessa forma, foram obtidos perfis estacionários de temperatura em cada anular e revestimento para a condição de produção de 5000 bbl/dia, considerando o equilíbrio térmico citado acima. Estes perfis de temperatura, assim como o perfil geotérmico, podem ser encontrados na Figura 12.

Como estes perfis na nova condição de equilíbrio dependem de diversos fatores, que estão relacionados ao perfil geotérmico, à vazão de produção do poço, às propriedades dos fluidos, à geometria do poço e às propriedades do aço, eles foram obtidos para cada coluna de revestimento e para cada anular com o objetivo de calcular a expansão térmica e as dilatações do aço com mais precisão (PEREZ, 2015).

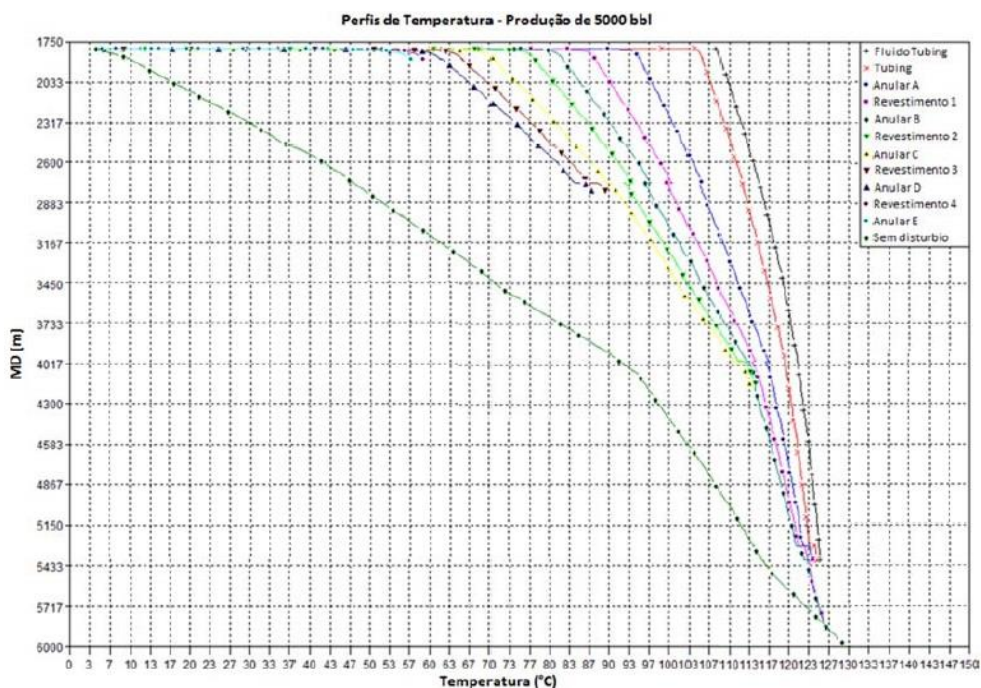


Figura 12. Perfis térmicos obtidos pelo *Wellcat* para produção de 5.000 bbl/dia. Fonte: Perez (2015).

Entretanto, nesta dissertação decidiu-se investigar a hipótese de que este novo equilíbrio térmico poderia ser alcançado após um transiente de temperatura e a sua validade poderia ser testada ao comparar os resultados obtidos com aqueles oriundos da hipótese adotada por Perez (2015) de equilíbrio térmico instantâneo. Para tanto, o algoritmo original (Figura 10) foi alterado para considerar perfis térmicos com pequenos incrementos de temperatura nas primeiras 24 horas de simulação, de modo a simular um transiente de aquecimento a partir do início da produção.

3.4.3 Modelo PVT do fluido de perfuração

As massas específicas das bases orgânica e aquosa e a do óleo mineral, sendo este último utilizado puro na coluna de produção, foram calculados individualmente através da Equação (5), conforme apresentado na Tabela 2 (ZAMORA *et al.*, 2013), tanto para a condição inicial como para a condição final de equilíbrio.

Como a massa específica de cada base é dependente da temperatura e pressão, que variam em função da pressão hidrostática, é necessário prosseguir com o cálculo iterativo até que ocorra a convergência da massa específica do fluido para um erro inferior ao limite estabelecido. Esse cálculo deve ser realizado iterativamente até a convergência em cada intervalo k e em cada anular i . De acordo com Perez (2015), utilizou-se o método de Newton-Raphson com acelerador de convergência devido à grande eficiência deste método, o qual requer o conhecimento da forma analítica da função e de suas derivadas.

Tabela 2. Valores das constantes dos fluidos utilizados na simulação de APB (continua).

	Base	Orgânica (S ₂)	Salmoura (B ₄)	Óleo (MO ₂)
Coeficientes de Pressão	c_1 (lb/gal)	6,8467	9,8426	6,8701
	d_1 (lb/gal/psi)	$3,05 \cdot 10^{-5}$	$1,95 \cdot 10^{-5}$	$3,13 \cdot 10^{-5}$
	e_1 (lb/gal/psi ²)	$-2,43 \cdot 10^{-11}$	$-1,01 \cdot 10^{-10}$	$-2,22 \cdot 10^{-10}$

Tabela 2. Continuação.

	Base	Orgânica (S ₂)	Salmoura (B ₄)	Óleo (MO ₂)
Coeficientes de Temperatura	c ₂ (lb/gal/°F)	-2,72.10 ⁻³	-3,14.10 ⁻³	-2,82.10 ⁻³
	d ₂ (lb/gal/psi/°F)	5,35.10 ⁻⁸	2,31.10 ⁻⁸	6,11.10 ⁻⁸
	e ₂ (lb/gal/psi ² /°F)	-6,99.10 ⁻¹³	-8,74.10 ⁻¹⁴	-9,47.10 ⁻¹³
Ajuste dos Dados à Curva	Coefficiente de Correlação (R ²)	0,998	0,997	0,998
	Erro médio (%)	0,21	0,33	0,19

Fonte: Zamora *et al.* (2013).

3.4.4 Cálculo da variação de volume do anular e conservação de massa

O cálculo da variação de volume dos anulares foi obtido por meio das Equações (36) para intervalo cimentado e (37) para o intervalo de poço aberto à formação, respeitando, assim, as condições de contorno estipuladas na configuração do poço. Essas equações consideram as propriedades elásticas da formação e dos revestimentos, através das equações de Lamé (TIMOSHENKO & GOODIER, 1980).

A partir das variações de volume dos anulares calculadas na sub-rotina “LameFlex1”, o APB pode ser estimado, considerando a conservação de massa do fluido nos anulares. Isto é, nesta etapa é realizado um balanço de massa onde se compara a massa de fluido na condição inicial e na nova condição de equilíbrio em cada anular na sub-rotina “BMassa”. Esta condição é satisfeita quando a variação de volume dos anulares for igual à variação de volume do fluido contido nos anulares, segundo a Eq. (42), considerando como volume de controle o anular fechado e selado (PEREZ, 2015).

$$\Delta V_a = \Delta V_f \quad (42)$$

Deste modo, para determinar o APB, é necessário realizar o acoplamento da variação de volume de fluido com a variação geométrica do anular em função da expansão do fluido confinado entre os revestimentos e as propriedades elásticas do revestimento e formação (PEREZ, 2015). Com isso, deve-se considerar a variação de volume de fluido confinado como $\Delta V_f (m^3)$ e a variação do volume do anular como $\Delta V_a (m^3)$ como descritas na Equação (42).

3.5 Equações para o Alívio de Pressão

Uma inovação desta dissertação foi propor modelar o mecanismo de alívio de pressão (APB) por meio da drenagem do fluido confinado nos anulares para a formação rochosa. Para estimar a quantidade de fluido que seria drenado para formação, admitiu-se a hipótese de que haveria a sedimentação de todos os sólidos em suspensão no fluido e a formação de uma torta, cujos parâmetros seriam fundamentais para a determinação de quanto fluido seria drenado. Apresenta-se a seguir o detalhamento da modelagem proposta desta técnica de mitigação do APB.

3.5.1 Cálculo da pressão de fratura da rocha

De acordo com o Perez (2015), a pressão de fratura da rocha é o limite máximo suportado antes de ocorrer o seu rompimento. É importante ressaltar que a pressão de fratura

varia de acordo com o perfil geológico da rocha, entretanto, neste trabalho, será considerada uma relação linear, na qual a pressão de fratura varia com a profundidade, conforme modelo disponibilizado pela Petrobras (2017) e expresso na Equação (43).

$$P_f = 2,21h \quad (43)$$

Em que P_f é a pressão de fratura em *psi* e h é a altura da formação rochosa em metros.

A verificação da fratura da rocha é condição necessária para o cálculo do volume drenado do anular e para o conseqüente alívio de pressão. Para isso, através da Equação (44), foi obtido o diferencial de pressão (ΔP_d) entre a pressão do anular B (P_B) e a pressão de fratura (P_f). Sempre que a pressão no anular for superior à pressão de fratura da rocha, ou seja $\Delta P_d > 0$, ocorrerá a perda de fluido, exceto quando a permeabilidade da torta formada pelos sedimentos for muito baixa.

$$\Delta P_d = P_B - P_f \quad (44)$$

Para determinar o cálculo da vazão de fluido drenado para uma região de menor pressão, que é a região da formação rochosa, algumas propriedades do leito poroso formado pela sedimentação de adensantes presentes no fluido devem ser levadas em consideração, tais como a porosidade e a permeabilidade. Após o conhecimento destas propriedades, é possível encontrar a velocidade superficial de escoamento do fluido e, por conseqüência, a vazão de drenagem do fluido.

3.5.2 Cálculo da permeabilidade

Para calcular a permeabilidade da torta utilizou-se a correlação de Kozeny-Carman, representada na Equação (45). Este modelo, chamado de capilar, apesar de simples, permite relacionar qualitativamente a permeabilidade com alguns parâmetros estruturais da matriz porosa (MASSARANI, 2001).

$$k_{mc} = \frac{(D_p \phi)^2 \varepsilon^3}{180(1 - \varepsilon)^2} \quad (45)$$

Em que k_{mc} é a permeabilidade (m^2), ϕ a esfericidade e D_p o diâmetro médio de Sauter (m) das partículas e ε a porosidade do leito. De acordo com a Petrobras (2017), utilizou-se o valor de 50% de porosidade neste trabalho.

3.5.3 Cálculo da queda de pressão no leito

A diferença entre a pressão no fundo do anular, P_n (P_a), e a pressão acima do leito, P_{n-1} (P_a), é a definição de queda de pressão no leito de sedimento, ΔP_L (P_a), expresso pela Equação (46). No caso da simulação, a queda de pressão foi considerada entre a pressão no fundo da seção 2 do poço e a pressão acima do leito, formado pela torta de sedimentos localizada na seção 2.

$$\Delta P_L = P_n - P_{n-1} \quad (46)$$

3.5.4 Cálculo da velocidade superficial

Segundo Massarani (2001), a velocidade superficial do fluido é amplamente utilizada em lugar da velocidade intersticial, que é a velocidade do fluido na matriz porosa. A velocidade superficial é calculada pela Lei de Darcy, como descrito pela Equação (47).

$$q = -\frac{k_{mc}}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (47)$$

Sendo q é a velocidade superficial do fluido (m/s); k_{mc} é a permeabilidade do meio poroso (m^2); μ é a viscosidade do fluido ($kg/m \cdot s$); L é a altura do meio poroso (m); ΔP é a queda de pressão através do meio poroso (Pa).

3.5.5 Cálculo da vazão de fluido

Antes de obter a vazão, é importante determinar que a área de escoamento é dada pela Equação (48), e estará localizada na seção 2 do poço modelado, como sugere a Figura 13. A vazão volumétrica pode ser determinada ao multiplicar a velocidade superficial do fluido e a área de escoamento, conforme descrito pela Equação (49).

$$A = \pi(a_3^2 - b_2^2) \quad (48)$$

$$Q = Aq \quad (49)$$

Em que A é a área de escoamento localizada na seção 2 (m^2), a_3 é o raio interno do revestimento 3 (m), b_2 é o raio externo do revestimento 2 (m), Q é a vazão volumétrica (m^3/s) e q é a velocidade superficial do fluido (m/s).

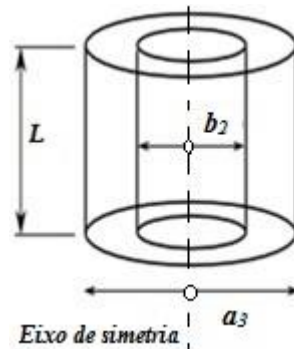


Figura 13. Esquema para cálculo da área de escoamento. Fonte: Adaptado de Silva (2015).

3.5.6 Cálculo de volume de fluido perdido

O volume de fluido perdido, ΔV_{ef} (m^3), é obtido pela Equação (50) e atualizado ao longo do tempo de drenagem, Δt (s).

$$\Delta V_{ef} = \frac{k_{mc}}{\mu} \frac{\Delta P}{L} A \Delta t \quad (50)$$

3.5.7 Cálculo da perda de massa de fluido

A perda de massa de fluido, Δm , pode ser calculada pela diferença entre a massa de fluido que é drenada para a formação, $m_{perdida}$, e a massa inicial, $m_{inicial}$, conforme a Equação (51).

$$\Delta m = m_{perdida} - m_{inicial} \quad (51)$$

3.6 Algoritmo para Cálculo do APB com Sólidos Sedimentados e Mecanismo de Alívio de Pressão

Partindo da modelagem matemática apresentada na seção 3.4 para o cálculo do APB, o mecanismo de alívio de pressão foi inserido àquele algoritmo. Esta nova abordagem possui as mesmas características da adotada por Perez (2015), exceto pelos seguintes aspectos:

- A sub-rotina “Geometria” foi modificada para incluir os cálculos da altura de sólidos sedimentados e da fração volumétrica de sólidos e demais componentes químicos;
- As sub-rotinas “PVT1” e “PVT2” foram alteradas para considerar a modificação no fluido de perfuração, que agora admite a hipótese de que todos os sólidos que estavam suspensos agora estão sedimentados. Essas sub-rotinas foram renomeadas como “PVT1_FluidoSedmtado” e “PVT2_FluidoSedmtado”, respectivamente;
- Uma sub-rotina denominada “AlivioP” foi criada para realizar os cálculos referentes ao alívio da pressão dos anulares decorrente do efluxo de fluido para a formação rochosa.

Assim, este novo algoritmo foi proposto como uma metodologia para modelar o alívio de pressão dos anulares por meio da filtração do fluido de perfuração através da torta de sólidos sedimentados ao longo do período de produção do poço. O fluxograma resumido do algoritmo implementado neste trabalho é apresentado na Figura 14.

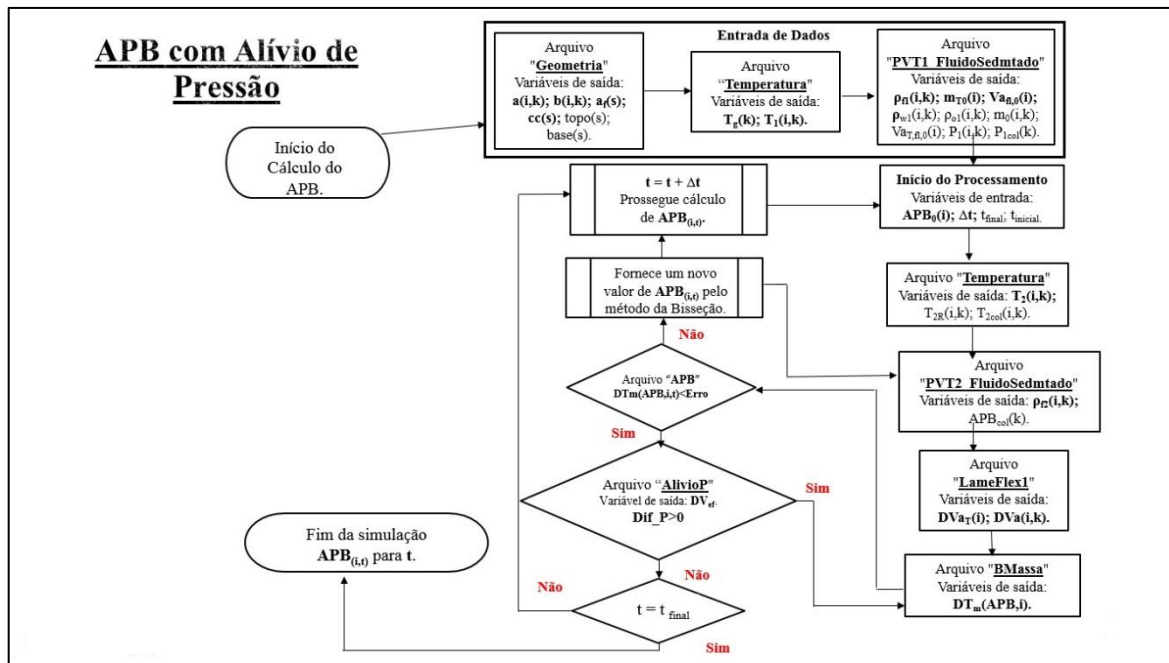


Figura 14. Fluxograma para cálculo de APB com mecanismo de alívio de Pressão. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

3.6.1 Aspectos geométricos

Na sub-rotina “Geometria”, foi considerado que todos os sólidos e químicos presentes no fluido de perfuração foram sedimentados com 50% de compactação em todos os três anulares do poço (A, B e C), conforme ilustrado na Figura 15, na qual as cotas de alturas sedimentadas do anular B estão representadas.

Inicialmente os volumes dos fluidos de cada anular são calculados para cada seção do poço, com base na Equação (16). Na sequência, são calculadas as frações volumétricas de sólidos quando o fluido estiver sedimentado e essas informações serão utilizadas nas sub-rotinas “PVT1_FluidoSedmtado” e “PVT2_FluidoSedmtado”. Para isso, o volume de sólidos presentes em cada anular é determinado com base na ponderação das frações volumétricas de sólidos e de químicos iniciais dadas por Perez (2015) com o volume total de cada anular, conforme a Equação (52).

$$V_{sol,i} = f_c V_{tot,i} + f_s V_{tot,i} \quad (52)$$

Em que $V_{sol,i}$ é o volume de sólidos e químicos totais para cada anular i , f_c é a fração volumétrica de químicos, f_s é a fração volumétrica de sólidos e $V_{tot,i}$ é o volume total de fluido de cada anular i .

De acordo com Perez (2015), f_c , f_s e f_w são iguais a 0,01; 0,165 e 0,20, respectivamente, onde a fração f_w é a fração de *brine* (salmoura), que foi considerada como sendo constante.

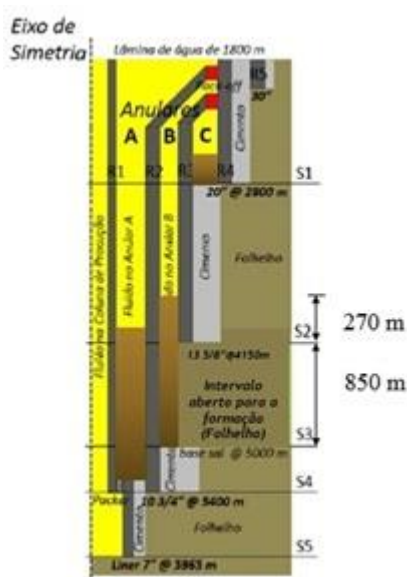


Figura 15. Configuração de poço utilizada para algoritmo de cálculo de APB com mecanismo de alívio de Pressão. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

De acordo com a Equação (53), o volume de sólidos e químicos totais para cada anular i ($V_{sol,i}$), ao ser dividido pela porcentagem de compactação dos sólidos, gera o volume de sólidos e químicos compactados ($V_{sol,comp,i}$). Neste trabalho, a compactação utilizada foi de 50%. Por meio das Equações (54) e (55), são determinadas as novas frações volumétricas de sólidos ($f_{v,s}$) e químicos ($f_{v,c}$), a partir das frações iniciais dadas por Perez (2015) f_s e f_c , do volume total de fluido de cada anular i ($V_{tot,i}$) e do volume de sólidos e químicos compactados ($V_{sol,comp,i}$).

$$V_{sol,comp,i} = \frac{V_{sol,i}}{\text{compactação}} \quad (53)$$

$$f_{v_s} = \frac{f_s V_{tot,i}}{V_{sol,comp,i}} \quad (54)$$

$$f_{v_c} = \frac{f_c V_{tot,i}}{V_{sol,comp,i}} \quad (55)$$

Para calcular as alturas de sólidos sedimentados nos anulares A e C, que não possuem contato direto com a formação rochosa, são utilizadas as Equações (56) e (57):

$$L_{s,A} = \frac{V_{sol,comp,A}}{\pi(a_2^2 - b_1^2)} \quad (56)$$

$$L_{s,C} = \frac{V_{sol,comp,C}}{\pi(a_4^2 - b_3^2)} \quad (57)$$

Em que $L_{s,A}$ e $L_{s,C}$ são as alturas dos sólidos e químicos sedimentados nos anulares A e C, respectivamente, $V_{sol,comp,A}$ e $V_{sol,comp,C}$ são os volumes de sólidos e químicos compactados destes anulares, enquanto a e b são os raios interno e externo correspondentes aos revestimentos utilizados para o cálculo.

No entanto, pelo fato de o anular B possuir um intervalo em contato direto com a formação rochosa, há a necessidade de calcular o volume que extrapola a seção 3 para que, em seguida, sejam calculadas a altura total sedimentada e a altura da torta de filtração.

Dessa forma, o volume extra ($V_{extra,B}$), que é formado pelos sólidos e químicos e se encontra na seção 2 do poço estudado, é dado pela Equação (58), na qual $V_{sol,comp,B}$ é o volume de sólidos e químicos compactados do anular B e $V_{a,B,s3}$ é o volume da seção 3 do anular B, obtido pela Equação (16).

$$V_{extra,B} = V_{sol,comp,B} - V_{a,B,s3} \quad (58)$$

Com as Equações (59), (60) e (61), obtém-se a altura de sólidos e químicos sedimentados apenas na seção 3 do poço ($L_{s3,B}$), a altura da torta de filtração formada pelos sedimentos na seção 2 ($L_{torta,B}$) e a altura total de sedimentos no anular B ($L_{s,B}$), respectivamente. É válido ressaltar que a e b são os raios interno e externo correspondentes aos revestimentos utilizados para o cálculo e a_{f3} é o raio interno do revestimento 3 até a formação rochosa.

$$L_{s3,B} = \frac{V_{sol,comp,B}}{\pi(a_{f3}^2 - b_2^2)} \quad (59)$$

$$L_{torta,B} = \frac{V_{extra,B}}{\pi(a_3^2 - b_2^2)} \quad (60)$$

$$L_{s,B} = L_{s3,B} + L_{torta,B} \quad (61)$$

3.6.2 Aspectos termodinâmicos

As sub-rotinas “PVT1_FluidoSedmtado” e “PVT2_FluidoSedmtado” são alimentadas com as alturas de sedimentação dos sólidos e químicos dos três anulares A, B e C, calculadas

na sub-rotina “Geometria”, e calculam a massa específica do fluido na condição inicial e na condição final após o equilíbrio térmico do poço agora considerando a mudança de composição do fluido devido à sedimentação dos sólidos suspensos. Vale ressaltar que nessas sub-rotinas também são determinados os volumes iniciais do fluido dos anulares.

A diferença principal entre “PVT1_FluidoSedmtado”, “PVT2_FluidoSedmtado”, “PVT1” e “PVT2” é o valor das frações volumétricas que compõem o fluido de perfuração. Em “PVT1” e “PVT2”, utilizados no algoritmo para cálculo do APB, a composição do fluido de perfuração era constante em todos os anulares e com a seguinte composição: 62,5% de base orgânica (6,85 ppg), 20% de base salina (9,85 ppg), 16,5% de sólidos (35,8ppg) e 1% de químicos (9,5 ppg) (PEREZ, 2015). Entretanto, ao inserir o mecanismo de alívio de pressão no algoritmo, foi proposta a hipótese de que o fluido de perfuração apresente 50% de compactação de sólidos e químicos, mas mantendo a fração volumétrica da base salina (ou brine, f_w) como constante e igual a 0,20 em todos os anulares.

Portanto, ao calcular a massa específica do fluido nas sub-rotinas “PVT1_FluidoSedmtado” e “PVT2_FluidoSedmtado”, são levados em conta as seguintes características do poço:

- No *riser*, que alcança o intervalo de profundidade de 1m a 1800m, incluindo a parte com a lâmina d’água, as frações de químicos e sólidos é considerada igual a zero, a fração de *brine* é igual a 0,20 e a de base orgânica é 0,80;
- No intervalo de profundidades de 1801m a 5400m, o poço está dividido em 4 seções. Desse modo, o valor da base de cada seção em que o anular se encontra, foi subtraído da altura de sedimentação obtida na sub-rotina “Geometria”, para que assim seja determinada qual é a profundidade de cada anular em que os sólidos e químicos estão sedimentados com 50% de compactação.

No caso de 50% de compactação e considerando as frações volumétricas iniciais dadas por Perez (2015), as frações volumétricas de sólidos e químicos utilizadas neste trabalho, foram calculadas como sendo 0,4714 e 0,0286, respectivamente.

3.6.3 Mecanismo de alívio de pressão

Para incluir o mecanismo de alívio de pressão neste algoritmo, foi criada uma sub-rotina chamada de “AlivioP”, na qual, inicialmente, é verificada a ocorrência ou não da fratura da rocha por meio da utilização da Equação (44).

A verificação da fratura da rocha é condição necessária para o cálculo do volume drenado do anular para a formação e para o conseqüente alívio de pressão. Para isso, através da Equação (44), é obtido o diferencial de pressão (ΔP_d) entre a pressão do anular B (P_B) e a pressão de fratura (P_f). Sempre que a pressão no anular for superior à pressão de fratura da rocha, ocorrerá a perda de fluido, ou seja, sempre que $\Delta P_d > 0$, a não ser que a torta formada pelos sólidos sedimentados impeça que isto aconteça devido a uma permeabilidade eventualmente muito baixa.

Caso o diferencial de pressão ΔP_d seja maior do que zero, ocorrerá o alívio de pressão, que será calculado a partir do cômputo do volume de fluido drenado para a formação. Para isso, primeiramente devem ser obtidos os parâmetros para a caracterização da torta de filtração formada pelos sólidos e químicos presentes no fluido e que estão compactados no anular B. A seguir, é calculada a área de filtração através da qual o fluido irá escoar, que é dada pela Equação (48). Em seguida, será calculada a permeabilidade da torta, pela correlação de Kozeny-Carman, expressa na Equação (45). Os parâmetros utilizados para este cálculo são listados na Tabela 3. Foi considerado, para fins de simplificação, que apenas a parafina era drenada para a formação,

sendo assim, a viscosidade do fluido foi aproximada para a da parafina a 100° C e obtida pela Petrobras (2017).

Tabela 3. Parâmetros utilizados para os cálculos do mecanismo de alívio de pressão.

Parâmetro	Valor	Unidade
Diâmetro das partículas (D_p)	$2,5 \cdot 10^{-5}$	<i>m</i>
Esfericidade das partículas (ϕ)	0,8	-
Viscosidade da parafina (μ)	$4,81 \cdot 10^{-3}$	<i>Pa.s</i>

Para determinar a queda de pressão na torta de filtração, utiliza-se a Equação (46) e a velocidade superficial do fluido na matriz porosa, por meio da Equação de Darcy (47). Por fim, calcula-se a vazão de fluido que drenado pela Equação (49) e o volume total de fluido perdido, pela Equação (50). Esses cálculos são continuados até a pressão do anular B atingir o equilíbrio com a pressão de fratura da formação.

É importante ressaltar que a massa de fluido perdida é atualizada pela Equação (51), para que a massa de fluido do anular atenda o princípio da conservação.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, serão apresentados e discutidos os resultados referentes às validações de duas configurações de poços distintas quanto ao tipo de rocha, evaporito e folhelho, e quanto ao raio exposto à formação.

Em seguida, foram realizadas simulações com comparações entre diferentes configurações de poço considerando suas condições de contorno, tipo de rocha exposta no intervalo aberto e tipo de regime de variação da temperatura dos anulares, ou seja, se o equilíbrio térmico entre a coluna de produção e os anulares foi atingido instantaneamente ou após um regime transiente de aquecimento.

Na sequência, os dados dos processos de sedimentação dos sólidos presentes no fluido de perfuração e a subsequente filtração para alívio de pressão foram apresentados e discutidos na Seção 4.3. Além disso, o cálculo do APB e do volume de filtrado em função da permeabilidade da torta formada também foram apresentados.

4.1 Estudo do APB

Nesta seção utilizou-se o algoritmo original para o cálculo do APB apresentado na seção 3.4. Este código foi validado através da utilização do *software* comercial *Wellcat*[®], o qual é amplamente empregado na indústria do petróleo. Entre suas contribuições estão o uso no cálculo de esforços em revestimentos e equipamentos de poço, determinação de perfis térmicos e cálculo de APB. Nas próximas seções, serão feitas comparações entre os valores do APB calculados nesta dissertação e pelo *Wellcat*[®] para duas configurações de poço distintas.

4.1.1 Validação do modelo de poço em formação evaporítica

Os resultados da simulação para a configuração de poço utilizado por Perez (2015), considerando rocha evaporítica, raio até a formação (a_f) de 14,75 polegadas e sem fluência de sal são apresentados na Tabela 4. Nesta simulação, os parâmetros utilizados para a rocha evaporítica foram 10,9 *GPa* para módulo de Young e 0,36 para coeficiente de Poisson (JANDHYALA *et al.*, 2013; PEREZ, 2015).

A configuração de poço simulada nesta validação é ilustrada na Figura 16 abaixo.

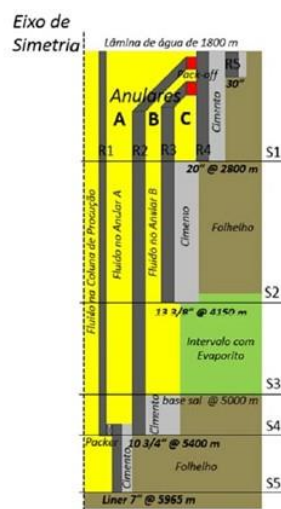


Figura 16. Configuração de poço com rocha evaporítica e raio até a formação (a_f) de 14,75 in. Fonte: Perez (2015).

Tabela 4. Valores de APB obtidos pelo *Wellcat*[®] e pelo código computacional utilizado neste trabalho.

Anulares	<i>Wellcat</i> [®] (psi)	Este trabalho (psi)	Erro relativo
A	4015,0	4026,3	0,28%
B	3211,0	2792,1	13,05%
C	5053,0	4888,8	3,25%

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 4, os erros relativos entre os resultados obtidos pelo *Wellcat*[®] e pelo código computacional utilizado neste trabalho foram inferiores a 5% para os anulares A e C, enquanto que para o anular B ficou em torno de 13%.

O maior valor do erro para o anular B provavelmente é devido às diferenças entre os parâmetros adotados para o módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson das formações rochosas, conforme já destacado por Perez (2015). Para o código computacional desenvolvido neste trabalho, foram assumidos que o módulo de elasticidade e a constante de Poisson do cimento permaneceriam constantes ao longo de todo o perfil do poço, embora haja grande variação dessas propriedades em função da profundidade.

4.1.2 Validação do modelo de poço em formação folhelho

A nova configuração de poço proposta por este trabalho utiliza a rocha folhelho, com raio até a formação (a_f) de 12,25 polegadas, conforme ilustrado na Figura 17.

Para este poço, em rocha do tipo folhelho, foram utilizados no intervalo de poço aberto para a formação os valores de 21,57 GPa para o módulo de Young e 0,29 para coeficiente de Poisson (PANITZ *et al.*, 2007).

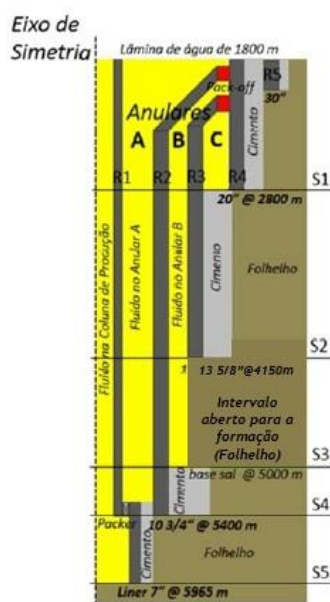


Figura 17. Configuração de poço com rocha folhelho e raio até a formação (a_f) de 12,25 in. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

A validação do código computacional desenvolvido neste trabalho para esta configuração de poço é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5. Valores de APB obtidos pelo *Wellcat*[®] e pelo código computacional deste trabalho.

Anulares	<i>Wellcat</i> [®] (psi)	Este trabalho (psi)	Erro relativo
A	4115,0	4198,3	2,02%
B	3706,0	3674,8	0,84%
C	5151,0	5019,1	2,56%

De acordo com os dados apresentados na Tabela 5, o erro relativo entre os resultados obtidos pelo código deste trabalho e pelo *Wellcat*[®] foram inferiores a 3% para todos os anulares do poço, o que permite concluir que o modelo utilizado nesta dissertação apresenta resultados confiáveis para o cálculo do APB nesta formação rochosa do tipo folhelho.

4.2 Simulações para o Cálculo do APB

Para modelagem do fenômeno de APB, o poço foi dividido em seções *s* compostas por intervalos *k*, os quais são caracterizados por uma extensão do poço com geometria e condições de contorno semelhantes, conforme apresentado na Figura 18 (a).

As simulações realizadas tiveram como objetivo calcular o aumento de pressão e a variação de volume em cada anular. Os resultados foram submetidos a comparações em relação a diferentes configurações de poço, à exposição à rocha salina e à rocha não-salina (folhelho) e à utilização de perfis de temperatura transientes e estacionários.

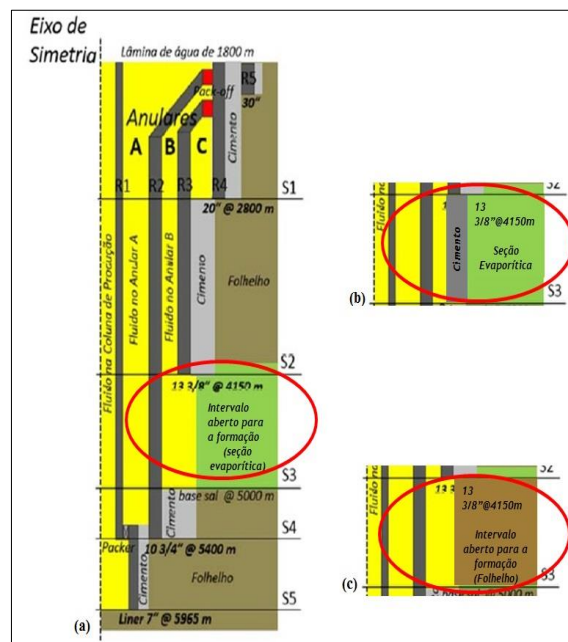


Figura 18. Configurações convencionais do poço estudado: (a) Seção 3 com intervalo aberto para a formação evaporítica; (b) Seção 3 com intervalo cimentado para a formação evaporítica e (c) Seção 3 com intervalo aberto para a formação folhelho. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

Na Figura 18 (a) representa-se a configuração original estudada por Perez (2015), onde a seção 3 está em contato com a formação evaporítica, característica de uma rocha de pré-sal. Na Figura 18 (b), o poço representado é similar ao da Figura 18 (a), exceto pela terceira seção, a qual apresenta uma coluna de revestimento cimentada, tornando o fluido do anular B confinado e sem contato com a rocha evaporítica. Por fim, na Figura 18 (c), representa-se um

poço com características estruturais semelhantes ao poço da Figura 18 (a), exceto pelo tipo de formação rochosa, que agora apresenta características geológicas e elásticas da formação rochosa folhelho.

Vale lembrar que, diferente da hipótese de equilíbrio térmico instantâneo proposta por Perez (2015), neste trabalho o cálculo do APB considerou uma dinâmica de aquecimento da condição inicial de repouso até a condição de equilíbrio, dada por um perfil transiente de temperatura. Assim, considera-se que no tempo inicial, t_0 , o poço encontra-se com o perfil geotérmico de temperatura, sendo assim caracterizada a condição inicial, e a partir do início da produção, o poço alcança o perfil de temperatura característico da condição de equilíbrio em 24 horas. Na modelagem original (PEREZ, 2015), não foi computado o transiente inicial de aquecimento.

Ressalta-se também que o mecanismo de fluência de sal foi desconsiderado na metodologia do presente trabalho, visto que um dos objetivos foi calcular o efeito do tipo de formação rochosa sobre o APB, desconsiderando-se o influxo de sal para o interior do poço.

4.2.1 Simulações com diferentes configurações de poço

A primeira abordagem realizada foi referente à comparação entre dois poços na mesma formação rochosa e que diferem apenas na terceira seção: uma simulação apresenta o fluido de perfuração do anular B em contato com a formação evaporítica (Figura 18 (a)) e em outra simulação o fluido encontra-se confinado, ou seja, a seção 3 está cimentada até a sapata do revestimento anterior, assim como em todas as outras seções do poço (Figura 18 (b)).

Além disso, foi realizado o cálculo do APB levando em conta, principalmente, a expansão térmica que ocorre durante a produção de hidrocarbonetos, ou seja, nessas simulações, não foi considerado o mecanismo da fluência do sal e, portanto, não há influxo de sal para o interior do poço, mesmo para o caso da seção 3 aberta. Os resultados dessas simulações são apresentados na Tabela 6 e Tabela 7.

Tabela 6. Resultados do cálculo do APB relacionados à configuração geométrica do poço.

Anular	Valores de APB com poço contendo intervalo aberto (psi)	Valores de APB com poço totalmente cimentado (psi)	Diferença Percentual
A	4026,3	4229,4	5,04%
B	2792,1	3830,3	37,18%
C	4888,8	5044,9	3,19%

Tabela 7. Resultados da variação de volume dos anulares relacionados à configuração geométrica do poço.

Anular	Variação do volume nos anulares com intervalo aberto (m ³)	Variação de Volume nos anulares com poço totalmente cimentado (m ³)	Diferença Percentual
A	0,425	0,370	12,94%
B	0,494	0,321	35,02%
C	0,644	0,605	6,06%

Analisando os resultados apresentados na Tabela 6, observa-se que nos três anulares analisados (A, B e C), o APB é maior para a configuração de poço totalmente cimentado (Figura 18 b). Tal comportamento pode ser explicado pelo fato de que o fluido de perfuração que está confinado exerce pressão nas cargas dos revestimentos (efeito *multistring*) devido à expansão térmica sofrida durante a produção de hidrocarbonetos. Já na outra configuração de poço, em

que o fluido de perfuração está em contato com a formação rochosa através da seção 3, pode haver alívio de pressão através da invasão de fluido para a formação, o que explica os menores valores de APB, sobretudo no anular B, que é o único em contato com a formação.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 7, observa-se que todos os três anulares da configuração de poço com a seção 3 aberta apresentaram maior variação de volume do que a dos anulares com a seção 3 cimentada. De acordo com Perez (2015), durante a produção de hidrocarbonetos, a expansão térmica ocasiona a expansão dos fluidos dos anulares e dos revestimentos, justificando assim a variação de volume positiva dos anulares. No entanto, conforme esperado, a variação de volume no poço com a seção 3 aberta é sempre maior, visto que o aumento do volume do sistema resulta na diminuição de sua pressão.

Novamente, a maior diferença ocorre no anular B pois, quando o projeto do poço contempla a cimentação do anular até o fechamento da sapata anterior, ocorre a limitação do volume do fluido do anular confinado. Assim, outros métodos de mitigação devem estar disponíveis, tais como discos de ruptura, esferas de vidro no fluido e outros, visto que o fechamento da sapata do revestimento anterior pode impedir o alívio de pressão para a formação rochosa.

4.2.2 Simulações com diferentes formações rochosas

A segunda abordagem está relacionada à comparação entre duas situações geológicas de poço, em que ambas apresentam a terceira seção do poço com o fluido em contato direto com a formação rochosa. Em uma delas o fluido do anular B está em contato com a rocha evaporítica presente nos campos de pré-sal (Figura 18 (a)), enquanto que na outra (Figura 18 (c)), o fluido do anular B encontra-se em contato com a rocha do tipo folhelho. Estas duas situações foram analisadas comparativamente na Tabela 8, em relação ao APB, e na Tabela 9, quanto a variação de volume nos anulares.

Tabela 8. Resultados de APB relacionados ao tipo de formação rochosa.

Anular	APB com rocha evaporítica (psi)	APB com rocha folhelho (psi)	Diferença Percentual
A	4026,3	4107,9	2,03%
B	2792,1	3203,8	14,75%
C	4888,8	4949,8	1,25%

Tabela 9. Resultados de variação de volume em cada anular relacionados ao tipo de formação rochosa.

Anular	Varição de volume nos anulares com a rocha evaporítica (m ³)	Varição de volume nos anulares com a Rocha Folhelho (m ³)	Diferença Percentual
A	0,425	0,403	5,18%
B	0,494	0,357	27,73%
C	0,644	0,628	2,48%

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 8, observa-se que o APB é maior na configuração de poço exposto à rocha folhelho do que na configuração equivalente na rocha evaporítica. Assim como, pelos resultados da Tabela 9, a variação de volume dos anulares é maior quando a sapata está aberta para a formação evaporítica.

Esses resultados indicam que a rocha do tipo folhelho tende a suportar tensões maiores do que a rocha evaporítica, já que o valor do módulo de elasticidade (ou módulo de Young) é

maior que o da rocha evaporítica, como reportado na Tabela 10. Já o coeficiente de Poisson é responsável pela relação entre as deformações transversais e longitudinais presentes na rocha. Assim, o fato da rocha salina apresentar o maior valor neste coeficiente, significa que o evaporito apresenta maior facilidade em ser deformado pelo fluido de perfuração, justificando assim os resultados de variação de volume mais elevados para a rocha evaporítica.

Tabela 10. Valores de módulo de Elasticidade (E) e coeficiente de Poisson (ν) utilizados.

Tipo de Rocha	Módulo de Elasticidade (E)	Coefficiente de Poisson (ν)
Evaporítica	10,90 <i>GPa</i>	0,36
Folhelho	21,57 <i>GPa</i>	0,29

Fonte: Panitz *et al.* (2007) e Perez (2015).

Estes resultados são justificados pelo fato de que a estrutura coesiva da rocha é enfraquecida pela presença de fluido entre seus poros e, como os processos de deformação e falha são em grande parte influenciados por sua coesão, esse tipo de rocha é afetada pela pressão do fluido presente (PANITZ, 2007). Assim, a resistência e o módulo de deformabilidade decrescerão e a potencialidade do fluxo aumentará.

Quando o projeto do poço considera a fratura da formação como ponto de alívio de pressão e método de mitigação de APB, cria-se a possibilidade de migração de fluido do anular para a formação, uma vez que é rompida a integridade de uma rocha impermeável como é o caso da evaporítica. Quando ocorre em outras formações, como folhelhos, pode ocorrer troca de fluidos com a formação ou migração de fluido até o fundo do mar, em casos mais críticos de falha dos revestimentos mais internos, pois o anular não estaria cimentado até a sapata do revestimento anterior (PEREZ, 2015).

4.2.3 Influência do perfil transiente de temperatura no cálculo do APB

No trabalho de Perez (2015), o cálculo do APB foi realizado sem considerar o transiente de temperatura entre a condição inicial do poço, dada pelo perfil geotérmico de temperatura, e o perfil estacionário de temperatura do poço alcançado após o início da produção, no qual as temperaturas variam apenas com a profundidade do poço e com os diferentes anulares e revestimentos. Segundo essa abordagem, Perez (2015) admitiu a hipótese de que o perfil estacionário de temperatura é alcançado instantaneamente, ou seja, o poço foi caracterizado na condição inicial, t_0 , pelo perfil geotérmico e então alcançava instantaneamente o perfil de temperatura da condição de equilíbrio, obtido pelo simulador *Wellcat*, não sendo considerada a dinâmica de aquecimento dos fluidos nos anulares.

Neste trabalho buscou-se investigar se e de que forma essa dinâmica de aquecimento dos fluidos nos anulares poderia influenciar os valores finais de APB e de variação de volume no anular. Esta proposição foi verificada através da implementação de um perfil transiente de temperatura nos fluidos confinados. Dessa forma, admitiu-se que o equilíbrio térmico se daria após 24 horas de produção e, para tanto, foi implementada no código numérico uma dinâmica de variação de temperatura dos fluidos nos anulares ao longo do primeiro dia de simulação. Vale ressaltar que os resultados dessas simulações (Figura 19 e Figura 20) referem-se à configuração de poço da Figura 18 (c), ou seja, quando a rocha é do tipo folhelho.

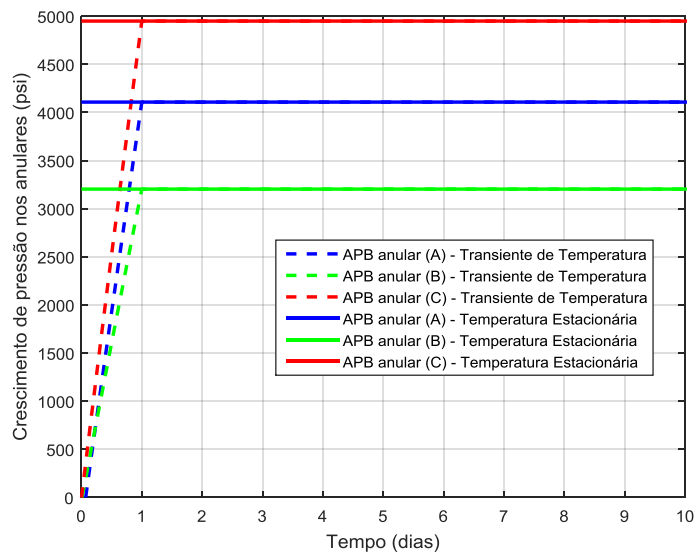


Figura 19. Resultados da variação de APB com e sem o perfil de transiente temperatura dos fluidos nos anulares.

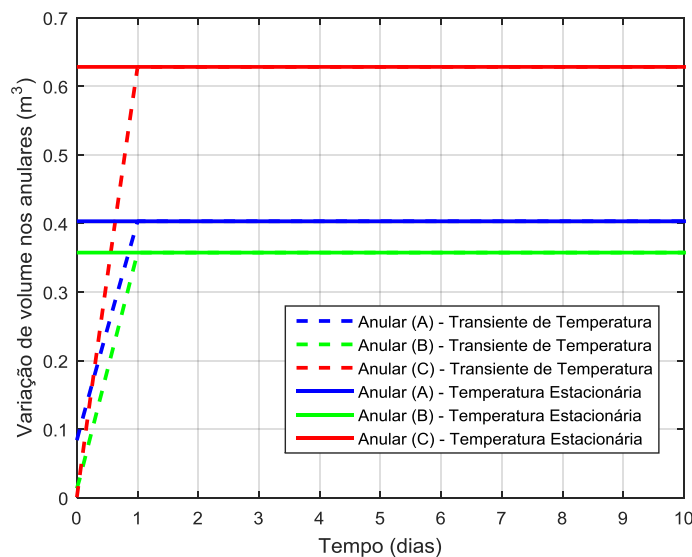


Figura 20. Resultados da variação de volumes em cada anular com e sem o perfil de transiente temperatura dos fluidos nos anulares.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 19 e Figura 20, é possível observar que independente da forma como os perfis de temperatura variaram a partir da condição inicial, os valores finais de APB e de variação de volume dos anulares não são alterados, o que valida a hipótese simplificada de equilíbrio térmico imediato adotada por Perez (2015).

4.3 Simulações para o Cálculo do APB com Inclusão do Mecanismo de Alívio de Pressão

Para incluir o mecanismo de alívio de pressão no algoritmo de cálculo do APB, foi necessário fazer duas hipóteses, uma relacionada ao percentual de sólidos sedimentados e a outra relacionada ao grau de compactação do sedimento formado. Para a primeira hipótese, admitiu-se que todo sólido suspenso estaria sedimentado e para a segunda, considerou-se que o sedimento teria compactação de 50%, valor este estipulado de acordo com informações heurísticas obtidas do CENPES/Petrobras (2017).

No entanto, buscou-se determinar qual seria a compactação limite para que a altura de sedimentos ainda ultrapassasse a seção 3 do poço estudado (intervalo em contato direto com a rocha), causando a formação de uma torta de filtração na seção 2. Como a seção 3 na configuração de poço estudada (Figura 21) possui 850 m, todas as compactações que resultarem em alturas de leito sedimentado inferiores a este valor não apresentariam problemas de APB, visto que o excesso de pressão nos anulares seria aliviado por meio da fratura na formação rochosa. A título de ilustração, na Figura 21 estão indicadas as configurações de poço com 50% (Figura 21 a) e 100% (Figura 21 b) de compactação com as respectivas alturas aproximadas de sólidos sedimentados.

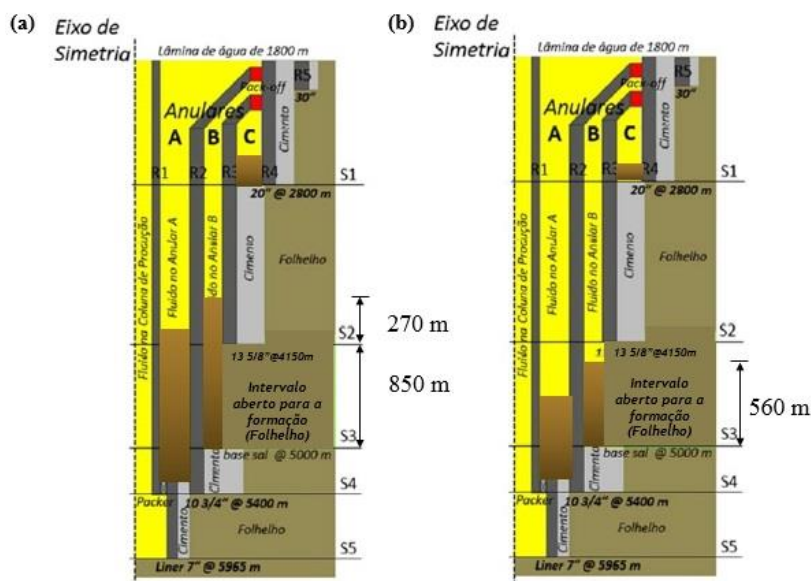


Figura 21. Configurações de poço para: (a) 50% e (b) 100% de compactação de sólidos do fluido de perfuração. Fonte: Adaptado de Perez (2015).

Os cálculos da altura de leito sedimentado em função da sua compactação foram realizados na faixa de 50% a 100% de compactação e os resultados são apresentados na Tabela 11, onde é possível verificar que a compactação limite para haver a formação de uma torta de filtração encontra-se em torno de 65%, que é o valor acima do qual não haverá problemas com APB.

Tabela 11. Alturas de sedimentos variando com a compressão dos sólidos.

Compactação	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Alturas de Sedimentação (m)	1120,0	933,3	800,0	700,0	622,2	560,0

Como neste trabalho utilizou-se uma torta com 50% de compactação, os resultados apresentados nas próximas seções consideram que a altura de sedimentado foi a de 1120 m. Dessa forma, considerou-se que toda a seção 3 (850m) e 270m da seção 2 estão preenchidas com sedimentos com 50% de compactação dos sólidos. Assim, a torta de filtração terá 270m de espessura e 0,5 de porosidade.

4.3.1 Hipótese de equilíbrio térmico instantâneo

Nesta seção, a modelagem do fenômeno APB associada ao mecanismo de alívio de pressão por meio da drenagem de fluido para a formação rochosa utilizou a hipótese do equilíbrio térmico instantâneo, adotando um dia como passo de tempo de simulação.

Tomando como base a Equação (43), a pressão de fratura foi calculada e, em seguida, a diferença entre a pressão do anular B na altura do intervalo aberto à formação rochosa e a pressão de fratura nesta cota foi obtida com a Equação (44). Enquanto a pressão no anular B for maior do que a pressão de fratura naquela cota, ocorrerá vazamento de fluido e o consequente alívio de pressão.

Nas seções 4.3.1.1 a 4.3.1.4 são apresentados os cálculos referentes ao alívio de pressão devido à drenagem do fluido para a formação em função da permeabilidade do leito de sedimentos formado, cujos valores variaram de $1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$ (dado pela correlação de Kozeny-Carman (Equação (45)) até $1,0 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$, determinado experimentalmente por Ferraz (2014) no Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani (LEF)/UFRRJ.

4.3.1.1 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$

Nesta seção, a permeabilidade da torta utilizada foi $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$, obtida pela correlação de Kozeny-Carman, dada pela Equação (45).

A Figura 22 apresenta como a pressão se comporta no anular B ao longo do tempo, em comparação ao valor da pressão de fratura da rocha.

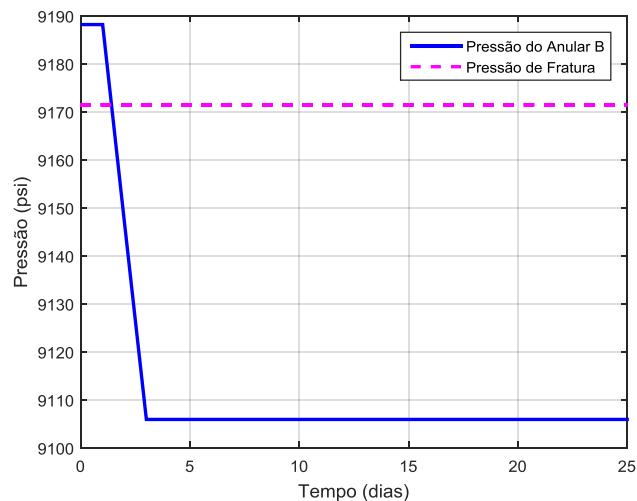


Figura 22. Comportamento da pressão no anular B ao longo do tempo.

De acordo com os dados da simulação, ilustrados na Figura 22, a pressão do anular B atingiu o máximo já no primeiro dia do processo de produção, superando a pressão de fratura da formação rochosa e ativando o mecanismo da drenagem de fluido, no instante em que a produção é iniciada até o primeiro dia de produção.

Já na Figura 23, pode-se enfatizar a quantidade de volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa ao longo do tempo de produção.

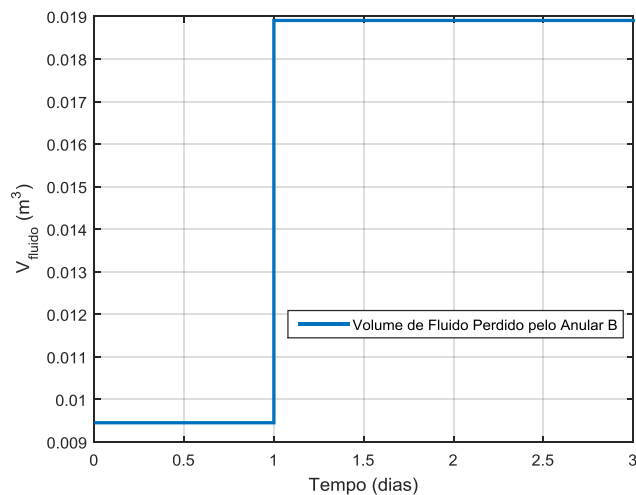


Figura 23. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa.

Assim, a aparente descontinuidade observada na Figura 23 deve-se ao fato de que a base de tempo da simulação é um dia e que o volume de fluido drenado necessário para aliviar o APB era relativamente pequeno. Nesta Figura, também é possível verificar que o volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa corresponde a aproximadamente 0,019 m³. Além disso, pela Figura 24, pode-se observar a perda de massa de fluido no anular B correspondente ao volume de fluido perdido por meio da drenagem pela torta de filtração para a formação rochosa.

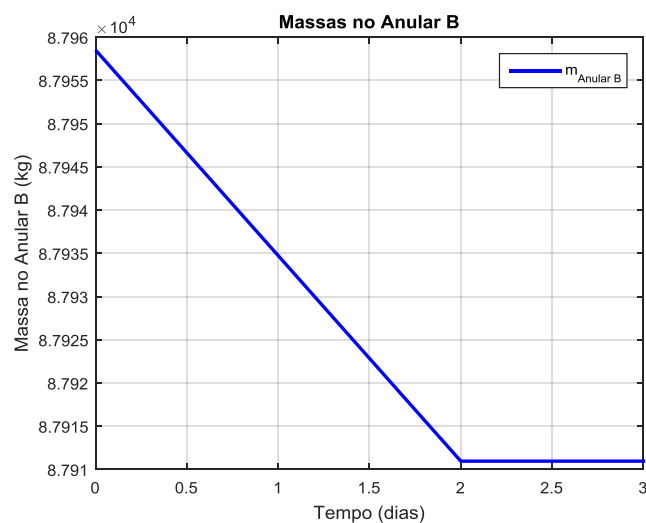


Figura 24. Massa de fluido perdido no anular B correspondente ao volume perdido.

Após um dia de produção o mecanismo de alívio cessou, devido ao fato de que o novo perfil de temperatura já estava estabelecido e que, portanto, a principal causa do fenômeno de aumento de pressão nos anulares, que é o aumento de volume devido ao aquecimento do fluido confinado, havia cessado. Este fato pode ser confirmado pelo estabelecimento do novo valor estacionário de pressão nos anulares, observados na Figura 25.

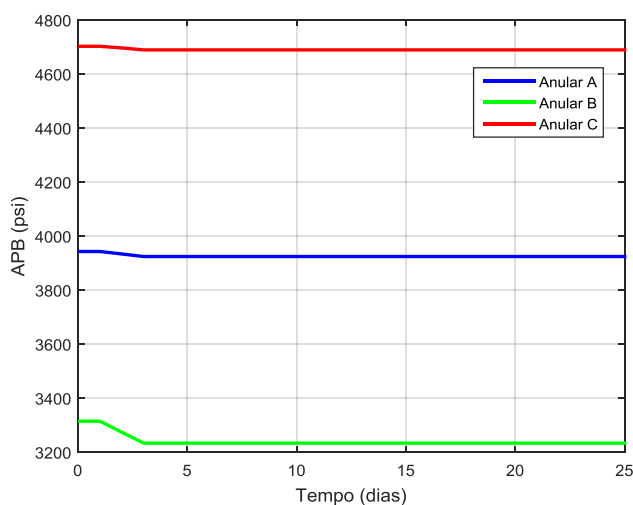


Figura 25. Variação de APB nos anulares para torta com $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$.

Conforme pode ser observado na Figura 25, a perda de fluido do anular B ocasiona a diminuição do APB. De acordo com a modelagem adotada e reportada na seção 3.6, a pressão do anular é proporcional ao volume de fluido confinado. Dessa forma, a redução de volume de fluido confinado no anular B corresponde a uma redução da pressão.

Outro aspecto que deve ser destacado é que apesar do mecanismo de alívio do APB ter sido eficiente, o aumento de pressão nos anulares causado pelo início da produção de hidrocarbonetos (APB residual) ainda é da ordem de 10^3 psi , fato que deve ser considerado nas especificações de segurança da fabricação dos revestimentos.

4.3.1.2 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$

Nesta seção são apresentados os cálculos utilizando o valor de $1,0 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$ para a permeabilidade da torta e o resultado do alívio de pressão é ilustrado na Figura 26.

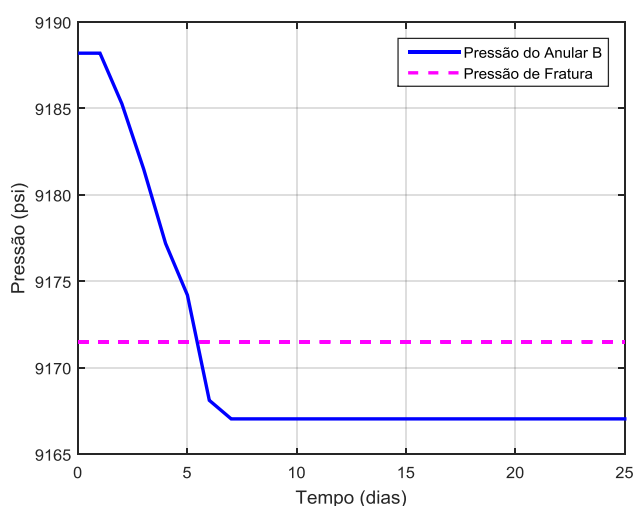


Figura 26. Comportamento da Pressão no anular B ao longo do tempo.

A Figura 26 apresenta como a pressão se comporta no anular B ao longo do tempo, em comparação ao valor da pressão de fratura da rocha. De acordo com os resultados dessa simulação, o alívio de pressão foi atingido após o quinto dia de simulação, enquanto que com

a permeabilidade maior (obtida com a correlação de Kozeny-Carman) o alívio foi atingido já no primeiro dia de simulação. Este fato pode ser explicado pela maior resistência à passagem de fluido imposta pela torta com menor permeabilidade e indica a importância deste parâmetro para o mecanismo de alívio de pressão.

Com a diminuição da permeabilidade da torta, verificou-se também que a quantidade de fluido drenada foi menor, correspondendo a $5,10 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$ para $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$, como ilustrado na Figura 27, contra $1,89 \cdot 10^{-2} \text{ m}^3$ para a torta com a permeabilidade maior obtida com a correlação de Kozeny-Carman (Figura 23).

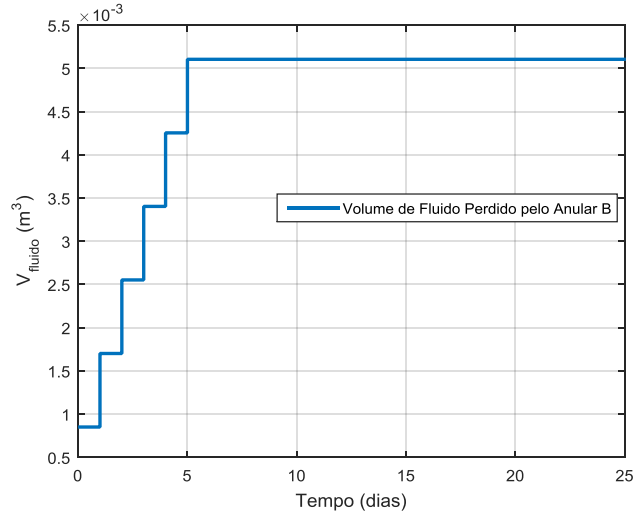


Figura 27. Volume de fluido perdido pelo Anular B para a formação rochosa.

Ao se avaliar o comportamento do APB, percebe-se que o aumento da permeabilidade da torta favorece o alívio da pressão, já que a quantidade de fluido drenada será maior e em um intervalo de tempo menor. Na simulação com a torta com maior permeabilidade ($k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$), o valor final do APB foi 3233,15 psi (Figura 25), enquanto que o resultado para a torta com $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$, o valor de APB encontrado após o alívio foi 3293,35 psi (Figura 28). A explicação para este comportamento é que o diferencial de pressão (APB) do anular B é o mesmo, independente da permeabilidade da torta formada, pois depende apenas do aquecimento dos fluidos e da sua subsequente dilatação. Contudo, a variação da permeabilidade da torta impõe diferentes resistências à passagem do fluido.

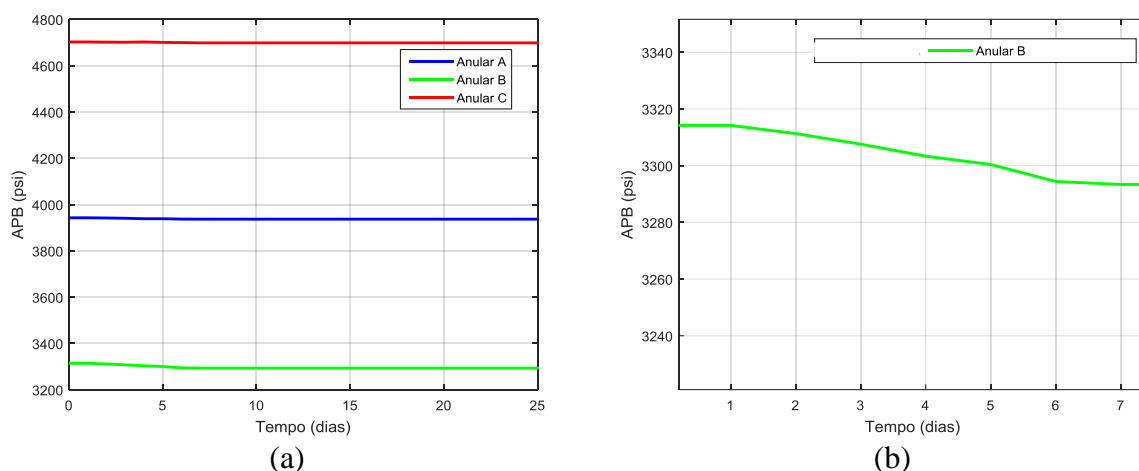


Figura 28. (a) Variação do APB nos anulares para torta com $k_{mc}=1,0.10^{-13} \text{ m}^2$; (b) Ampliação da imagem para a região do APB para o anular B.

4.3.1.3 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0.10^{-15} \text{ m}^2$

A grande contribuição deste trabalho é a confirmação de que, quanto maior a permeabilidade da torta de filtração, formada pelos sedimentos no anular B, maior será o alívio de pressão, diminuindo assim o APB no poço.

Entretanto, há um limite de permeabilidade da torta em que a drenagem do fluido torna-se ínfima e a pressão do anular não se altera significativamente. Este caso pode ocorrer com a permeabilidade de $1,0.10^{-15} \text{ m}^2$, conforme as Figuras 28, 29 e 30 exemplificam.

A Figura 29 apresenta como a pressão se comporta no anular B ao longo do tempo, em comparação ao valor da pressão de fratura da rocha.

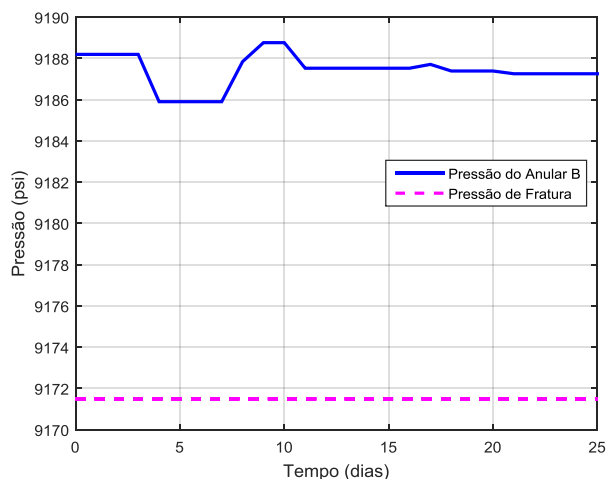


Figura 29. Variação da pressão do anular B para torta com $k_{mc} = 1,0.10^{-15} \text{ m}^2$.

Conforme pode ser observado no resultado da simulação apresentado na Figura 29, com o valor da permeabilidade da torta de $1,0.10^{-15} \text{ m}^2$, por exemplo, não ocorre mais o alívio da pressão do anular B, visto que a baixa permeabilidade dificulta a percolação do fluido de perfuração através da torta e a sua drenagem para a formação rochosa, impedindo o alívio da pressão.

Esse valor de permeabilidade da torta produz um volume de filtrado da ordem de $2,21.10^{-4} \text{ m}^3$ após 25 dias de simulação, como ilustrado na Figura 30. Comparado ao volume do

anular B, que é de $60,93 \text{ m}^3$, o volume perdido corresponde a cerca de $0,00037\%$ do volume total, que na prática equivale a afirmar que não há perda de fluido para a formação.

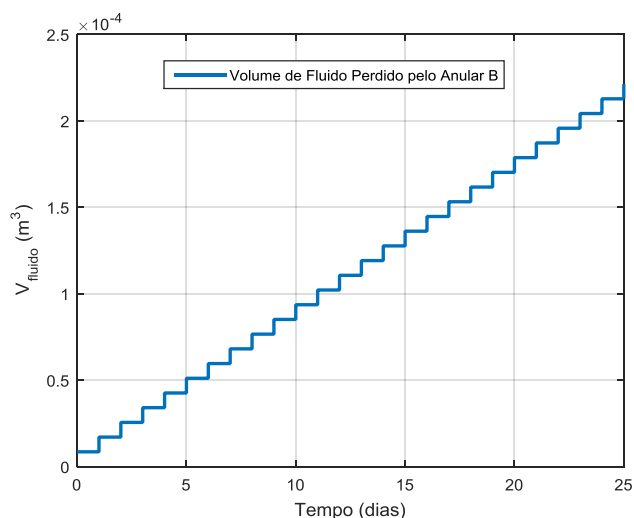


Figura 30. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa.

A análise dos resultados apresentados na Figura 31 fornece a confirmação de que não houve alívio do APB para a torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$, visto que os perfis de pressão permanecem inalterados durante os 25 dias de simulação.

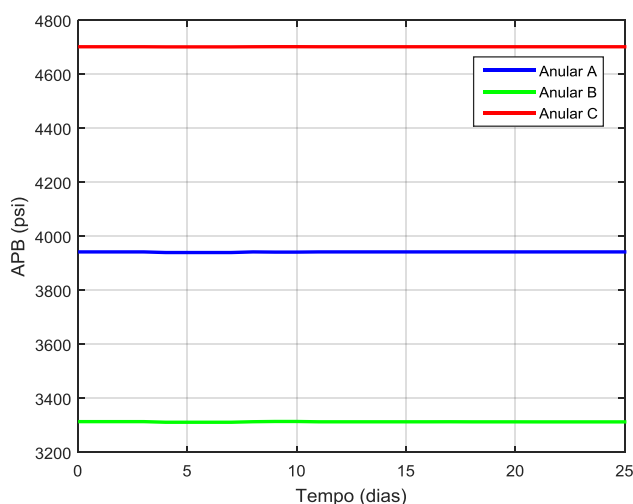


Figura 31. Variação do APB nos anulares para torta com $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$.

Conseqüentemente, conforme o valor de permeabilidade da torta torna-se menor que $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$, a pressão do anular continua não se alterando significativamente, além de não conseguir efetivar o alívio de APB dentro do mesmo intervalo de tempo. Este fato pode ser comprovado pela Tabela 12 da seção 4.3.1.4.

4.3.1.4 Parâmetros de filtração em função da permeabilidade da torta

Conforme relatado nas seções anteriores, a maior permeabilidade para a torta de filtração foi calculada pela correlação de Kozeny-Carman ($k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$), enquanto a menor foi obtida experimentalmente por Ferraz (2014) no LEF/UFRRJ ($k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$). Considerando este intervalo de valores de permeabilidade, calculou-se como o APB e o volume

de fluido drenado variam em função da permeabilidade da torta de filtração e os resultados foram apresentados na Tabela 12.

Tabela 12. Variação do APB e do volume de fluido drenado para a formação em função da permeabilidade da torta.

Permeabilidade (m ²)	Valores de APB (psi)	Volume de fluido drenado do anular B (m ³)
1,0.10 ⁻¹⁸	3314,2	2,21.10 ⁻⁷
1,0.10 ⁻¹⁷	3314,2	2,21.10 ⁻⁶
1,0.10 ⁻¹⁶	3314,2	2,21.10 ⁻⁵
1,0.10 ⁻¹⁵	3313,3	2,21.10 ⁻⁴
1,0.10 ⁻¹⁴	3305,5	2,21.10 ⁻³
1,0.10 ⁻¹³	3293,4	5,10.10 ⁻³
1,0.10 ⁻¹²	3233,2	1,89.10 ⁻²

Conforme observado na Tabela 12, o APB diminui conforme a permeabilidade torta aumenta, visto que quanto mais permeável for a torta, maior será a quantidade de fluido de perfuração drenado para a formação rochosa. O volume drenado de fluido de perfuração do anular B varia de forma oposta ao APB, visto que quanto maior a permeabilidade torta, maior é o volume drenado para a formação.

Além disso, pode-se perceber que o valor de APB não varia mais a partir de $k_{mc} = 1,0.10^{-16}$ m², já que a permeabilidade muito pequena dificulta a percolação do fluido pela torta e impede que a pressão do anular B diminua até valores abaixo da pressão de fratura da formação rochosa.

4.3.2 Hipótese de equilíbrio térmico transiente

Nesta seção, a modelagem do fenômeno APB associado ao mecanismo de alívio de pressão foi desenvolvida considerando que o equilíbrio térmico entre os hidrocarbonetos na coluna de produção e os fluidos dos anulares foi alcançado após um transiente de 24 horas de produção. Nesta abordagem, o passo de tempo utilizado no programa foi de uma hora, de modo a possibilitar calcular a evolução do APB e do mecanismo de alívio em intervalos de tempos menores do que foi realizado na Seção 4.3.1.

Tomando novamente como base a Equação (43), a pressão de fratura foi calculada e, em seguida, a diferença entre a pressão do anular B na altura do intervalo aberto à formação rochosa e a pressão de fratura nesta cota foi obtida com a Equação (44). Enquanto a pressão no anular B for maior do que a pressão de fratura naquela cota, ocorrerá vazamento de fluido e o consequente alívio de pressão.

Na Seção 4.3.2.1 são apresentados os cálculos referentes ao alívio de pressão devido à drenagem do fluido para a formação através de uma torta com a permeabilidade dada pela correlação de Kozeny-Carman ($k_{mc} = 1,0.10^{-12}$ m²) e na Seção 4.3.2.2 os cálculos referentes ao alívio de pressão devido à drenagem do fluido para a formação através de uma torta com a permeabilidade de $k_{mc} = 1,0.10^{-15}$ m². A avaliação do APB em função dos parâmetros de filtração é apresentada na Seção 4.3.2.3.

4.3.2.1 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0.10^{-12}$ m²

A Figura 32 apresenta como a pressão se comporta no anular B ao longo do tempo, em comparação ao valor da pressão de fratura da rocha e a Figura 33, a ampliação da sua região inicial. De acordo com os dados da simulação ilustrados, é possível verificar a dinâmica de

aumento da pressão do anular B, que cresce até que o equilíbrio térmico entre os hidrocarbonetos na coluna de produção e os fluidos dos anulares seja estabelecido.

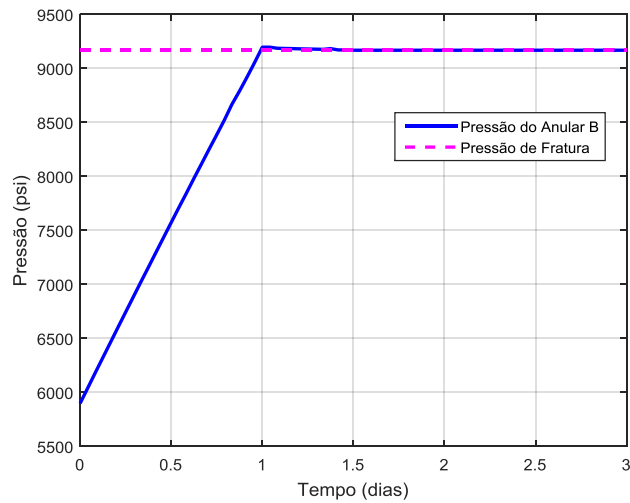


Figura 32. Comportamento da Pressão no anular B ao longo do tempo.

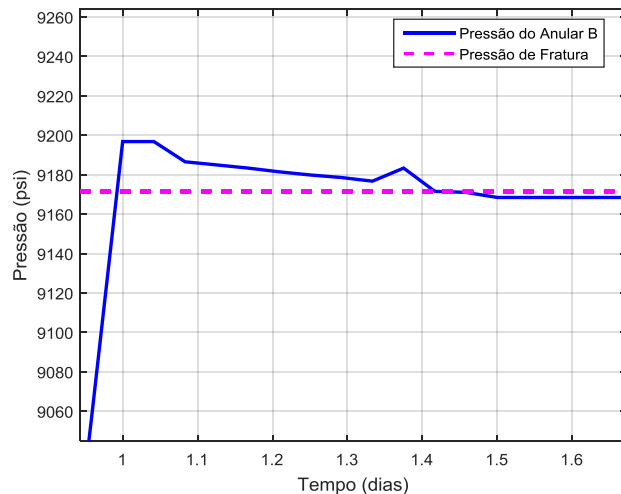


Figura 33. Ampliação da região da Figura 32 próxima ao alívio de pressão do anular B.

Entretanto, como pode ser visto na Figura 33 (que é uma ampliação da Figura 32), a pressão do anular B supera a pressão de fratura da formação rochosa antes que o equilíbrio térmico seja atingido, que neste trabalho foi arbitrado como sendo 24 horas, fazendo com que o mecanismo da drenagem de fluido seja ativado. Porém, após o início da drenagem de fluido, a pressão do anular B é aliviada para valores abaixo da pressão fratura em cerca de 12 horas (Figura 33).

A Figura 34 apresenta o volume de fluido que migrou para a formação rochosa.

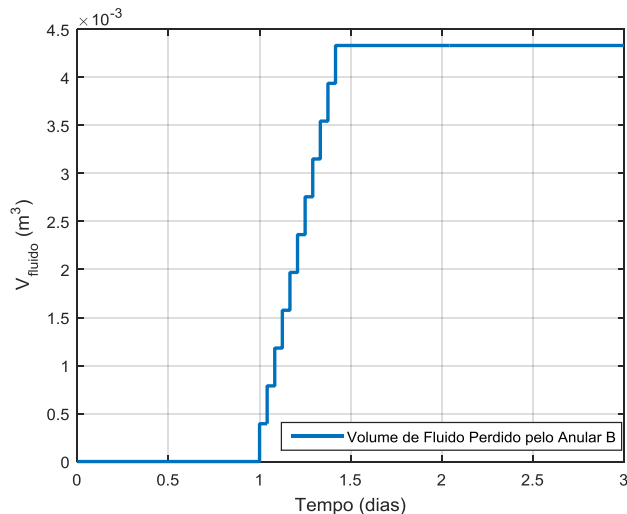


Figura 34. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa.

Pode-se observar na Figura 34 o comportamento dinâmico da perda de fluido do anular B para a formação rochosa, que durou aproximadamente 12 horas e drenou cerca de $0,0043 \text{ m}^3$ de fluido de perfuração. O comportamento do gráfico na forma de escada pode ser justificado pelo fato de que a cada passo de tempo de 1 hora, havia um incremento no valor de volume de fluido perdido.

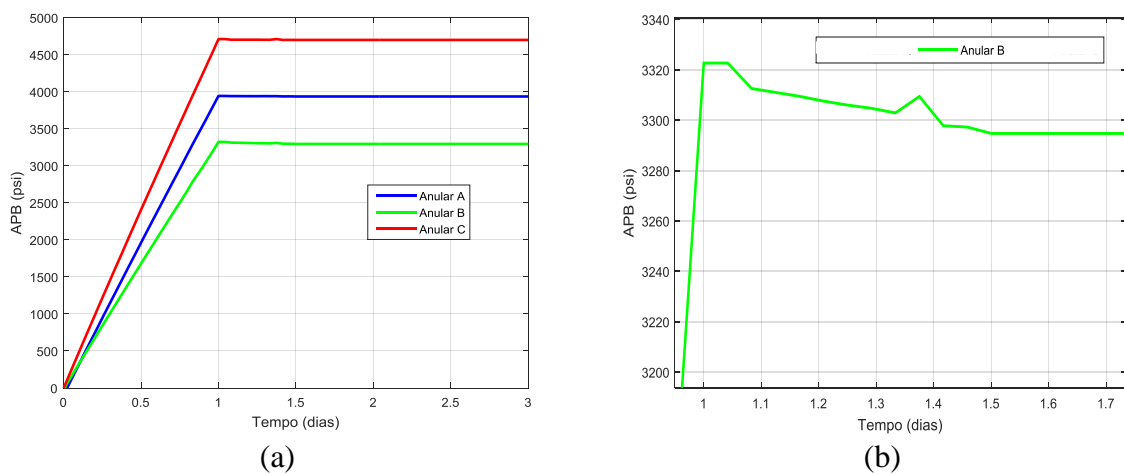


Figura 35. (a) Variação do APB nos anulares para torta com $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$; (b) Ampliação da Figura 35 (a) na região de alívio para o anular B.

Além disso, por meio da Figura 35, é possível verificar o efeito da perda de volume do anular B sobre a pressão nos anulares, confirmando que a redução de volume de fluido confinado no anular B acarretará em uma diminuição da pressão dos anulares.

Nesta simulação baseada na hipótese de que o estabelecimento do equilíbrio térmico ocorre após um transiente de 24 horas, pode-se verificar que o APB tem seu valor estabelecido após as primeiras 24 horas de simulação e o seu decréscimo pode ser notado de modo mais proeminente no anular B, visto que este é o único anular que está em contato com a formação rochosa.

4.3.2.2 Mecanismo de alívio com torta com permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$

Conforme já observado na Seção 4.3.1.3, quando a torta de sedimentação apresenta permeabilidade igual ou menor do que $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$, o fluido encontra maior resistência ao ser drenado para a formação. Isso se forem comparados estes resultados no mesmo intervalo de tempo do que aqueles submetidos a uma permeabilidade da torta mais alta. Já que, quanto maior a permeabilidade da torta de filtração, formada pelos sedimentos no anular B, maior será o alívio de pressão, diminuindo assim o APB no poço. Entretanto, há um limite de permeabilidade da torta em que a drenagem do fluido torna-se ínfima e a pressão do anular não se altera significativamente. Este caso pode ocorrer com a permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ ou valores menores até $1,0 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$, como foi proposto neste trabalho.

Por meio da simulação apresentada na Figura 36, é possível verificar que a pressão do anular B não foi aliviada para valores menores do que a pressão fratura, fato que configura a manutenção do APB.

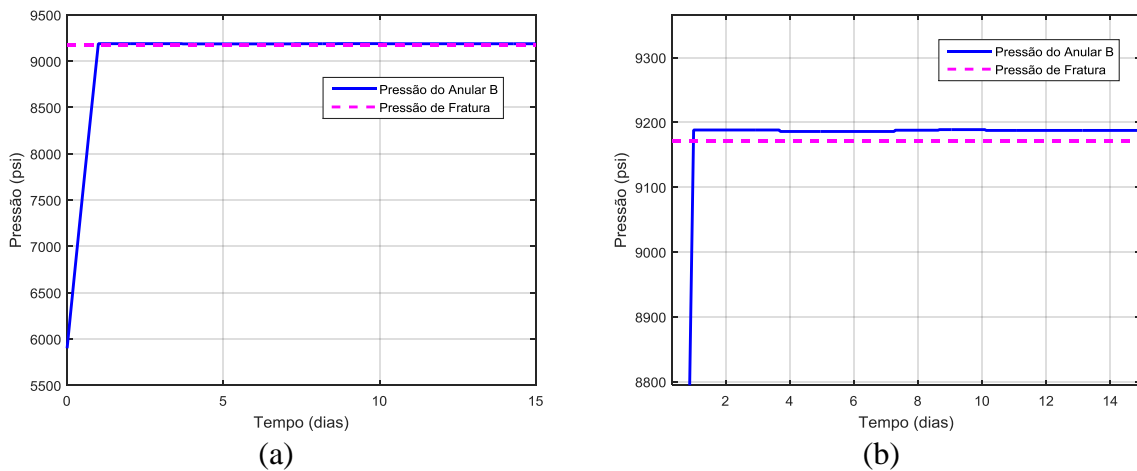


Figura 36. (a) Comportamento dinâmico da pressão do anular B para $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$; (b) Ampliação da Figura 36 (a) na região da pressão de fratura.

O resultado da simulação apresentado na Figura 37 indica que o volume de fluido drenado não se estabilizou, visto que o alívio de pressão não foi alcançado. Porém, é importante destacar que o volume de fluido drenado é extremamente baixo, devido à resistência ao escoamento imposta pela torta com permeabilidade muito pequena.

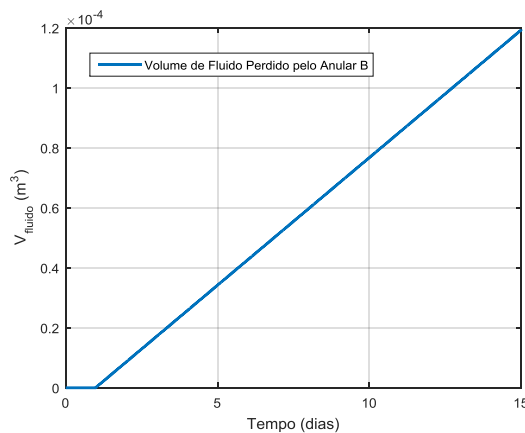


Figura 37. Volume de fluido perdido pelo anular B para a formação rochosa para torta com permeabilidade $k_{mc} = 1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$.

Da mesma forma, a Figura 38 demonstra que o APB do anular B não sofreu alteração, e, portanto, não teve sua pressão aliviada, como foi corroborado pelos resultados anteriores, devido ao pequeno valor de permeabilidade utilizado na simulação.

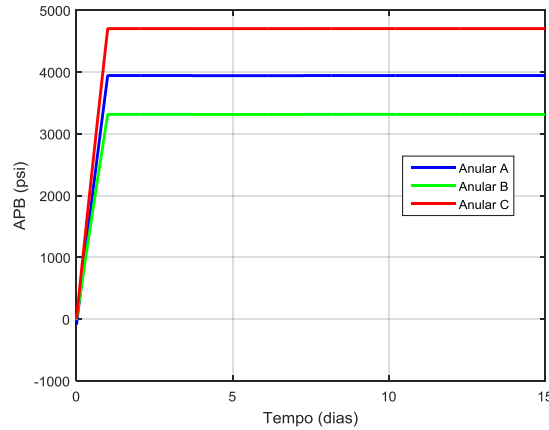


Figura 38. Resultados da variação de APB nos anulares para o Equilíbrio Transiente para $k_{mc}=1,0.10^{-15} \text{ m}^2$.

4.3.2.3 Parâmetros de filtração em função da permeabilidade da torta

Conforme relatado nas seções anteriores, a maior permeabilidade para a torta de filtração foi calculada pela correlação de Kozeny-Carman ($k_{mc} = 1,0.10^{-12} \text{ m}^2$), enquanto a menor foi obtida experimentalmente por Ferraz (2014) no LEF/UFRRJ ($k_{mc} = 1,0.10^{-18} \text{ m}^2$). Considerando este intervalo de valores de permeabilidade, calculou-se como o APB e o volume de fluido drenado variam em função da permeabilidade da torta de filtração e os resultados são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13. Variação do APB e do volume de fluido drenado para a formação em função da permeabilidade da torta.

Permeabilidade (m^2)	Valores de APB (psi)	Volume de fluido perdido pelo anular B (m^3)
$1,0.10^{-18}$	3314,2	$1,19.10^{-7}$
$1,0.10^{-17}$	3314,2	$1,19.10^{-6}$
$1,0.10^{-16}$	3314,2	$1,19.10^{-5}$
$1,0.10^{-15}$	3313,5	$1,19.10^{-4}$
$1,0.10^{-14}$	3309,1	$1,19.10^{-3}$
$1,0.10^{-13}$	3296,7	$4,11.10^{-3}$
$1,0.10^{-12}$	3294,4	$4,73.10^{-3}$

Conforme observado na Tabela 13, o APB diminui conforme a permeabilidade da torta aumenta, visto que quanto mais permeável for a torta, maior será a quantidade de fluido de perfuração drenado para a formação rochosa.

5 CONCLUSÕES

Nesta dissertação, realizou-se um estudo sobre os mecanismos que governam o fenômeno do APB. Para isso, foi utilizada uma programação computacional, a fim de determinar seu cálculo em poços *offshore*. Tal estudo foi baseado no trabalho de Perez (2015), cuja formulação era direcionada para poços no pré-sal, considerando as peculiaridades das formações evaporíticas. Entretanto, após implementar as modificações necessárias, o modelo para poços de petróleo *offshore* foi validado através da comparação dos resultados obtidos com o *software* comercial *Wellcat*[®], utilizado pela Petrobras.

Assim, diversas simulações para determinar o aumento da pressão em anulares confinados (APB) e as respectivas variações de seus volumes em função do tempo foram desenvolvidas, a partir do início da produção de um poço de petróleo. Dessa forma, foram analisadas diferentes configurações de poço e tipos de rocha, além de ter sido realizado um estudo comparativo sobre o efeito da dinâmica de aquecimento do fluido confinado. Para este último, foram observadas as diferenças entre a situação em que o equilíbrio térmico, devido ao início da produção, foi alcançado de modo instantâneo e a situação na qual este equilíbrio é atingido após um transiente de 24 horas.

No primeiro estudo de caso, com diferentes configurações de poço, o modelo matemático foi capaz de prever o alívio de pressão através da invasão do fluido de perfuração na formação rochosa. Isso porque o modelo considera a possibilidade da terceira seção do poço não apresentar o revestimento cimentado até a sapata anterior, o que caracteriza uma das possíveis formas de mitigação do fenômeno do APB.

Na segunda abordagem, investigou-se o efeito do tipo de formação rochosa sobre o APB, na qual foi verificado que o poço com a rocha folhelho apresentou valores maiores de APB, quando comparados aos dados obtidos em um poço com rocha evaporítica. Este resultado foi explicado em função das propriedades mecânicas e das constantes elásticas das formações rochosas envolvidas.

Simulou-se também a existência de um perfil transiente de temperatura para caracterizar a dinâmica de aquecimento do fluido nos anulares do poço, a partir de sua condição de repouso até o equilíbrio térmico. Os resultados demonstraram que a hipótese simplificadora de desprezar essa dinâmica, é válida para o estudo do APB, visto que os mesmos valores finais de APB e de variação de volume dos anulares foram obtidos para a rocha folhelho em ambas as hipóteses.

Contudo, a principal contribuição deste trabalho foi aplicar uma metodologia de cálculo para explicar o mecanismo de alívio de pressão do anular, através da drenagem do fluido confinado para o interior da rocha, além de determinar os principais parâmetros envolvidos neste fenômeno. Este mecanismo de mitigação do APB pressupõe o escoamento do fluido para o interior da rocha, quando há a formação do leito poroso no fundo da sapata, decorrente da sedimentação dos sólidos constituintes do fluido, e o fechamento desta para a formação.

Para observar e calcular o APB a partir deste processo, foi necessário supor que os sólidos e químicos presentes na composição do fluido de perfuração estavam sedimentados, apresentando uma torta de filtração com 50% de compactação e exposta à formação rochosa no anular B do poço em estudo.

Assim, conseguiu-se avaliar a invasão do fluido na rocha, devido à formação de tortas constituídas pelos sólidos sedimentados. Isso porque os resultados destas simulações indicaram o alívio do APB, pois valores da pressão no anular B tornaram-se inferiores ao da pressão de fratura da rocha ao longo do tempo em que o fluido era perdido para a formação. Isso foi possível quando a permeabilidade da torta era um valor acima de $1,0 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$, tanto para um processo de alívio instantâneo, avaliado em dias de produção do poço, como para um

mecanismo com a hipótese de um transiente de temperatura, no qual o processo se desenvolvia por horas de simulação.

Desta forma, obteve-se a confirmação de que, quanto maior a permeabilidade da torta de filtração, formada pelos sólidos do fluido de perfuração sedimentados, maior será o alívio de pressão, diminuindo assim o APB no poço. Também é importante enfatizar que este mecanismo foi avaliado em um intervalo de permeabilidades de $1,0 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$ a $1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$, obtida pela correlação de Kozeny-Carman.

Entretanto, há um limite de permeabilidade da torta em que a drenagem do fluido torna-se ínfima e a pressão do anular não se altera significativamente. Este caso pode ocorrer com a permeabilidade de $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ ou com valores menores até $1,0 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$.

Portanto, foi possível determinar que as propriedades da torta formada pelo sedimento, tais como porosidade e permeabilidade, exercem papel fundamental no mecanismo de alívio de pressão e que o acoplamento deste à programação do cálculo de APB pode gerar grandes melhorias no campo petroquímico brasileiro.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para realização de trabalhos futuros, os seguintes itens podem ser elencados:

- Realizar uma simulação do poço de petróleo com uma maior vazão de produção para potencializar o APB, ocasionando um cenário com mais dificuldades para serem investigadas e solucionadas de modo a propiciar um estudo mais completo e mais próximo da realidade de produção;
- Realizar este estudo do fenômeno APB em outra formação rochosa como, por exemplo, a formação evaporítica, avaliando não só o influxo de sal, mas também o alívio de pressão. Isso significa que seriam propostas melhorias significativas no código computacional desenvolvido por Perez (2015);
- Desenvolver uma versão do programa que incorpore um balanço de energia para determinar os perfis térmicos durante a produção;
- Implementar no algoritmo estudado modificações para incorporar o mecanismo de sedimentação, de forma que seja possível estudar os fenômenos de sedimentação, filtração e alívio de APB simultaneamente e também, com diferentes intervalos de tempo.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRANTES, J. P. Uma contribuição à Modelagem Experimental e Teórica do Processo de Conformação Hidrostática de Tubos de Aço Inoxidável AISI 316 L. Tese de Doutorado, Poli/USP, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, pp. 1-159, 2009.
- ADAMS, A. J. How to Design for Annulus Fluid Heat-up. SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, USA, SPE 22871, pp. 529-540, 1991.
- ADAMS, A. J.; MACEACHRAN, A. Impact on Casing Design of Thermal Expansion of Fluids in Confined Annuli. SPE Drilling & Completion: Society of Petroleum Engineers, SPE 21911, pp. 210-216, 1994.
- ALCOFRA, E. L. M. Aumento de Pressão de Fluido Confinado no Anular de Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, PUC-RJ, Rio de Janeiro, Brasil, pp. 1-103, 2014.
- API 13D. Rheology and Hydraulics of Oil-Well Fluids. API copyright office, Washington, USA, pp. 22-25, 2010.
- AZZOLA, J. H.; PATILLO, P. D.; RICHEY, J. F.; SEGRETTO, S. J. The Heat Transfer Characteristics of Vacuum Insulated Tubing. SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, USA, pp. 26-29, 2004.
- BIRD, R.B.; STEWART, W.E.; LIGHTFOOT, E. N. Fenômenos de Transporte. 2ª Edição. LTC, 2004.
- BRADFORD, D. W.; FRITCHIE JR, D. G.; GIBSON, D. H.; GOSCH, S. W.; PATILLO, P. D.; SHARP, J. W.; TAYLOR, C. E. Marlin Failure Analysis and Redesign: Part 1- Description of Failure. SPE Drilling & Completion: Society of Petroleum Engineers, SPE 88814, pp. 104-111, 2004.
- DARLEY, H. C.; GRAY, G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Fifth Edition. Houston: Gulf Publishing Company, pp. 1-634, 1988.
- FERRAZ, A. S. F. S. Efeito da Distribuição Granulométrica de Partículas Sólidas e de Polímeros Aniônicos na Formação da Torta de Filtração e no Volume de Filtrado. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRRJ, Seropédica, Brasil, pp. 1-108, 2014.
- FERREIRA, M. V. D.; SANTOS, A. R.; VANZAN, V. Thermally Insulated Tubing Application to Prevent Annular Pressure Buildup in Brazil Offshore Fields. SPE Deepwater Drilling and Completions Conference: Society of Petroleum Engineers, SPE 151044, Galveston, Texas, USA, pp. 1-10, 2012.
- FERREIRA, M. V. D.; CALOMENO, R. S.; BARCELOS, J. G. A.; BARBOSA JR, J. R.; SILVA, A. K. Análise Térmica de Tubo Isolado a Vácuo para Mitigação de APB. VI

- Encontro Nacional de Hidráulica de Poços de Petróleo e Gás, Rio Quente, Goiás, Brazil, pp. 1-7, 2015.
- GAO, D.; QIAN, F.; ZHENG, H. On a Method of Prediction of the Annular Pressure Buildup in Deepwater Wells for Oil & Gas. CMES: Computer Modeling in Engineering & Sciences, vol. 89, no. 1, pp. 1-15, 2012.
- HAFEMANN, T. E. Modelagem do Escoamento Multifásico e Transferência de Calor em Poços de Pré-sal para a Estimativa do APB (Annular Pressure Buildup). Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, UFSC, Florianópolis, Brasil, pp. 1-147, 2015.
- HALAL, A. S.; MITCHELL, R. F. Casing Design for Trapped Annular Pressure Buildup. SPE Drilling & Completion: Society of Petroleum Engineers, SPE 25694, pp. 107-114, 1994.
- HASAN, A. R.; IZGEC, B.; KABIR, C. S. Ensuring Sustained Production by Managing Annular-Pressure Buildup. SPE-MS: Society of Petroleum Engineers, SPE 121754, pp. 1-14, 2009.
- HASAN, A. R.; IZGEC, B.; KABIR, C. S. Sustaining Production by Managing Annular-Pressure Buildup. SPE Production & Operations: Society of Petroleum Engineers, SPE 120778, pp. 195-203, 2010.
- JANDHYALA, S. R. K.; BARHATE, Y. R.; ANJOS, J.; FONSECA, C. E.; RAVO, K. Cement Sheath Integrity in Fast Creeping Salts: Effect of Well Operations. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE 166622, Aberdeen, UK, 2013.
- JANDHYALA, S. R. K.; CHINEY, A. Finite Element Approach to Predict the Effect of Annular Pressure Buildup on Wellbore Materials. OTC: Offshore Technology Conference, 2014.
- KIRSCHNER, B. D. Avaliação da Estabilidade de Fluidos de Perfuração Base Água. Monografia de Graduação, Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, UFRN, Natal, Brasil, pp. 1-40, 2008.
- KLEMENTICH, E. F.; JELLISON, M. J. A Service-Life Model for Casing Strings. SPE Drilling Engineering: Society of Petroleum Engineers, SPE 12361, pp. 141-152, 1986.
- LEACH, C. P.; ADAMS, A. J. A New Method for the Relief of Annular Heat-Up Pressures. SPE: Society of Petroleum Engineers, SPE 25497, pp. 819-826, 1993.
- LIU, J.; FAN, H.; PENG, Q.; DENG, S.; KANG, B.; REN, W. Research on the prediction model of annular pressure buildup in subsea wells. Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 27, pp. 1677-1683, 2015.
- MASSARANI, G. Fluidodinâmica em Sistemas Particulados. 2ª Edição. Rio de Janeiro: E-papers, 2002.

- MITCHELL, R. F.; WEDELICH III, H. F. Prediction of Downhole Temperatures Can Be Key for Optimal Wellbore Design. SPE: Society of Petroleum Engineers, SPE 18900, pp. 647-656, 1989.
- MOE, B.; ERPELDING, P. Annular Pressure Buildup: What it is and what to do about it. Deepwater Technology, pp. 2-4, 2000.
- MOYER, M. C.; LEWIS, S. B.; COTTON, M. T.; PEROYEA, M. Challenges Associated with Drilling a Deepwater Subsalt Exploration Well in the Gulf of Mexico: Hadrian Prospect. SPE Deepwater Drilling and Completions Conference: Society of Petroleum Engineers, SPE 154928, Galveston, Texas, USA, 2012.
- OUDEMAN, P.; BACARREZA, L. J. Field Trial Results of Annular Pressure Behavior in a High-Pressure/High-Temperature Well. SPE Drilling & Completion, SPE 26738, pp. 84-88, 1995.
- OUDEMAN, P.; KEREM, M. Transient Behavior of Annular Pressure Buildup in HP/HT Wells. SPE Drilling & Completion, SPE 88735, pp. 234-241, 2006.
- PANITZ, J. S. P. Desenvolvimento e Implementação de Metodologias para a Determinação da Deformabilidade e Tensões em Maciços Gnáissicos. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, PUC-RJ, Rio de Janeiro, Brasil, pp. 1-150, 2007.
- PATILLO, P. D.; BELLARBY, J. E.; ROSS, G. R.; GOSCH, S. W.; MCLAREN, G. D. Thermal and Mechanical Considerations for Design of Insulated Tubing. Society of Petroleum Engineers, 2004.
- PATILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C. Analysis of an Annular Pressure Buildup Failure during Drill ahead. SPE Drilling & Completion: Society of Petroleum Engineers, SPE 89775, pp. 242-247, 2006.
- PEREZ, H. E. E. Efeito da Fluência do Sal no Crescimento de Pressão em Anular Confinado de Poços de Pré-Sal. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, PUC-RJ, Rio de Janeiro, Brasil, pp.1-181, 2015.
- PEREZ, H. E. E. Salt Creep Effect in APB of Subsalt Well. IBP: Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute, Rio Oil & Gas Expo Conference 2016, IBP 2039_16, Rio de Janeiro, Brasil, pp. 1-9, 2016.
- PERRY, R.H.; GREEN, D.W.; MALONEY, J.O. Perry-s Chemical Engineer's Handbook. 7th Edition. Mc Graw-Hill, 1999.
- PETERS, E. J.; CHENEVERT, M. E.; ZHANG, C. A Model for Predicting the Density of Oil-Based Muds at High Pressures and Temperatures. SPE Drilling Engineering: Society of Petroleum Engineers, SPE 18036, pp. 141-148, 1990.
- PETROBRAS DISTRIBUIDORA S. A. Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico – FISPQ. Rio de Janeiro, pp. 6, 2017.

- POIATE, E. JR.; COSTA, A. M.; FALCÃO, J. L. Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin-Brazil. SPE Drilling Conference: Society of Petroleum Engineers, SPE 99161, Miami, Florida, USA, pp. 1-16, 2006.
- SATHUVALLI, U. B.; PAYNE, M. L.; PATILLO, P. D.; RAHMAN, S.; SURYANARAYANA, P. V. Development of a Screening System to Identify Deepwater Wells at Risk for Annular Pressure Build-Up. SPE/IADC Drilling Conference: Society of Petroleum Engineers, SPE/IADC 92594, Amsterdam, Netherlands, pp. 1-14, 2005.
- SEUFITELLI, G. V. S. Simulação Computacional do Aumento de Pressão em Fluidos Confinados Devido ao Aumento da Temperatura: Alívio da Pressão Através da Drenagem de Fluido em Fraturas. Monografia de Graduação, Departamento de Engenharia Química, UFRRJ, Seropédica, Brasil, pp. 1-51, 2016.
- SILVA, B. P. Efeito da Temperatura e da Sedimentação de Barita na Pressão de Fluidos de Perfuração Confinados em Anulares. Monografia de Graduação, Departamento de Engenharia Química, UFRRJ, Seropédica, Brasil, pp. 1-63, 2015.
- THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, PETROBRAS, 2001.
- TIMOSHENKO, S. P.; GODIER, J. N. Teoria da Elasticidade. Rio de Janeiro: Guanabara Koogan, 1980.
- VARGO JR, R. F.; PAYNE, M.; FAUL, R. LEBLANC, J.; GRIFFITH, J. E. Practical and Successful Prevention of Annular Pressure Buildup on the Marlin Project. SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Society of Petroleum Engineers, SPE 77473, San Antonio, Texas, USA, pp. 1-10, 2002.
- YANG, J.; TANG, H.; LIU, Z.; YANG, L.; HUANG, X.; YAN, D.; TIAN, R. Prediction Model of Casing Annulus Pressure for Deepwater Well Drilling and Completion operation. Petroleum Exploration and Development, v. 40, pp. 661-664, 2013.
- YIN, F.; GAO, D. Improved Calculation of Multiple Annuli Pressure Buildup in Subsea HPHT Wells. SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology Conference, SPE 170553, Bangkok, Thailand, 2014.
- ZAMBRANO, C. A. A.; FRANKLIN, E. M. Propriedades Termodinâmicas. Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2013. <http://www.fem.unicamp.br/~franklin/EM524/em524.html> (acessado em 10 dez, 2017).
- ZAMORA, M.; ROY, S.; SLATER, K. S.; TRONCOSO, J. C. Study on the Volumetric Behavior of Base Oils, Brines, and Drilling Fluids Under Extreme Temperatures and Pressures. SPE Drilling & Completion: Society of Petroleum Engineers, SPE 160029, 2013.