

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

PEDRO RAPOSO RODRIGUES MAGALHÃES

**MODELAGEM E ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO DO AUMENTO DE PRESSÃO
EM ANULARES CONFINADOS DE POÇOS**

MACEIÓ

2022

PEDRO RAPOSO RODRIGUES MAGALHÃES

**MODELAGEM E ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO DO AUMENTO DE PRESSÃO
EM ANULARES CONFINADOS DE POÇOS**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado ao
Colegiado do Curso de Engenharia de Petróleo
da Universidade Federal de Alagoas como
requisito parcial para obtenção do título de
Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Toledo de Lima
Junior

Coorientador: Eng. Me. Thiago Barbosa da
Silva

MACEIÓ

2022



ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Às 15:07 horas do dia 22 de março de 2022, na sala virtual <<https://meet.google.com/evi-dybo-rwo>>, reuniu-se a banca examinadora para avaliação e defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) do(a) aluno(a) Pedro Raposo Rodrigues Magalhães, sob o título “Modelagem e estratégias de mitigação do aumento de pressão em anulares confinados de poços”, composta pelos seguintes participantes:

Orientador: Prof (A₁) Eduardo Toledo de Lima Junior,

Co-orientador Eng Thiago Barbosa da Silva,

Eng Avaliador (A₂) João Paulo Nogueira de Araújo,

Prof Avaliador (A₃) Lucas Pereira de Gouveia.

A apresentação oral do aluno foi realizada em 40 minutos, findos os quais foi iniciado o debate, perfazendo um tempo total de defesa de 2 horas.

Abaixo, assinatura do orientador, seguida dos membros da banca, de acordo com a ordem listada acima, todos seguidos da respectiva nota, a assinatura do aluno e a assinatura do Coordenador de TCC.

A nota final de cada avaliador, denominada NFA_n , será calculada da seguinte forma:

$$NFA_n = (0,6 \times \text{Monografia} + 0,2 \times \text{Apresentação oral do trabalho} + 0,2 \times \text{Arguição})$$

$$A_1: NFA_1 = (0,6 \times 9,00 + 0,2 \times 9,00 + 0,2 \times 9,00) = 9,00$$

$$A_2: NFA_2 = (0,6 \times 9,00 + 0,2 \times 9,00 + 0,2 \times 9,00) = 9,00$$

$$A_3: NFA_3 = (0,6 \times 9,00 + 0,2 \times 9,00 + 0,2 \times 9,00) = 9,00$$

Prof(a) (A₁) Eduardo Toledo de Lima Junior, nota final: $9,00 \times (0,9) + 9,00 \times (0,1) = 9,00$

Prof(a) (A₂) João Paulo N. de Araújo, nota final: $9,00 \times (0,9) + 9,00 \times (0,1) = 9,00$

Prof(a) (A₃) Lucas Pereira de Gouveia, nota final : $9,00 \times (0,9) + 9,00 \times (0,1) = 9,00$

*Para a nota final, deve-se ponderar a média desta etapa com 10% da nota que o aluno obteve no Plano de TCC.

O aluno obteve média final de Trabalho de Conclusão de Curso de: 9,00 (nove inteiros)

Aluno: Pedro Raposo Rodrigues Magalhães

Coordenadora de TCC: _____



ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Sugestões de correções:

- (X) Questões relativas à Introdução do Trabalho de Conclusão de Curso;
- (X) Questões relativas aos Objetivos propostos no Trabalho de Conclusão de Curso;
- (X) Questões relativas à Metodologia executada no Trabalho de Conclusão de Curso;
- (X) Questões relativas aos Resultados apresentados no Trabalho de Conclusão de Curso;
- (X) Questões relativas às Conclusões do Trabalho de Conclusão de Curso;
- () Questões relativas às Referências Bibliográficas do Trabalho de Conclusão de Curso;
- (X) Questões relativas à Redação/Ortografia/Gramática no Trabalho de Conclusão de Curso.

Assinatura: A₁ Eduardo Toledo de Lima Junior

A₂ João Paulo N. de Araújo

A₃ Luciano

**MODELAGEM E ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO DO AUMENTO DE PRESSÃO
EM ANULARES CONFINADOS DE POÇOS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ASSINATURAS:

Pedro Raposo Rodrigues Magalhães

Pedro Raposo Rodrigues Magalhães (Autor)

Eduardo Toledo de Lima Junior

Eduardo Toledo de Lima Junior (Orientador)

Thiago Barbosa da Silva

Thiago Barbosa da Silva (Coorientador)

RESUMO

MAGALHÃES, P. R. R. Modelagem e Estratégias de Mitigação do Aumento de Pressão em Anulares Confinados de Poços. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió.

O aumento de pressão em anulares confinados, também conhecido como APB (*Annular Pressure Buildup*), é um fenômeno que ocorre quando a expansão térmica do fluido aprisionado é limitada pela rigidez imposta pelos revestimentos e formações rochosas que circundam a região anular. O APB está associado ao aumento do perfil de temperatura que é provocado pelo escoamento de hidrocarbonetos quentes pela coluna de produção até a cabeça do poço, transferindo calor na direção radial para as camadas mais externas. Esse problema vem ganhando destaque conforme cresce o interesse pela perfuração de poços profundos e poços HPHT (*High Pressure and High Temperature*), sujeitos a altas temperaturas e pressões. Os valores de acréscimo de pressão gerados por esse fenômeno podem ser altos o suficiente para colapsar os revestimentos do poço, comprometer sua integridade estrutural e provocar grandes perdas. Portanto, a previsão correta do APB ainda na fase de projeto é essencial para garantir a escolha de tubulares capazes de suportar esse tipo de carregamento ou planejar a adoção de alguma medida mitigadora. Nesse trabalho, propõe-se o desenvolvimento de uma rotina computacional para cálculo do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo, incluindo a implementação de um modelo pressão-volume-temperatura (PVT) para cálculo da variação de densidade do fluido de perfuração e um modelo para cálculo do deslocamento dos revestimentos. Além disso, propõe-se o estudo de métodos de mitigação do APB e a modelagem computacional de espumas sintéticas colapsáveis e da técnica de cimentação parcial do anular como medidas mitigadoras. Os resultados de APB gerados pelo modelo implementado apresentaram-se adequados e ele foi verificado com sucesso, tendo erros percentuais menores que 0,9% em comparação aos resultados gerados por *softwares* comerciais. A utilização de métodos de mitigação se mostrou muito efetiva no combate ao APB, mitigando mais de 50% do aumento de pressão no anular em que foi empregado, porém é preciso analisar com cuidado a quantidade de material a ser utilizado para não gerar despesas desnecessárias ao projeto.

Palavras-chave: Crescimento de pressão anular, Integridade de poços, Modelo PVT, Métodos de mitigação de APB.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	6
1.1. Comentários Iniciais	6
1.2. Objetivos	7
1.2.1. Objetivo geral	7
1.2.2. Objetivos específicos	7
1.3. Justificativa	7
1.4. Metodologia de Pesquisa	7
1.5. Delimitação do Trabalho	8
2. REFERENCIAL TEÓRICO	8
2.1. Modelo Térmico	9
2.2. Variação do Volume de Fluido Anular	14
2.3. Variação do Volume do Anular	16
2.4. Métodos de Mitigação	20
3. RESULTADOS	32
4. CONCLUSÕES	43
REFERÊNCIAS	45

1. INTRODUÇÃO

1.1. Comentários Iniciais

A indústria petrolífera, durante seu processo de crescimento, buscou reservas com condições exploratórias cada vez mais complexas e extremas, sempre visando um maior aproveitamento do ponto de vista econômico. Isso acarretou o surgimento de diversos desafios operacionais e, conseqüentemente, o desenvolvimento de novas tecnologias para superar tais desafios.

Segundo dados da ANP (Agência Nacional do Petróleo), a produção brasileira de petróleo em janeiro de 2022 superou a marca de 3 milhões de barris produzidos por dia, sendo cerca de 74,7% dessa produção total proveniente da exploração do pré-sal, uma região caracterizada por poços ultraprofundos, alguns com mais de 5 km de extensão.

Nesse contexto de perfuração de poços *offshore* em altas profundidades, problemas relacionados à pressão e à temperatura começam a se tornar mais impactantes no projeto, visto que seus valores tendem a crescer com o aumento da profundidade. A maioria dos poços *offshore* ainda possui como agravante o limitado acesso à cabeça do poço e o monitoramento reduzido de suas condições (HALAL e MITCHELL, 1994).

O aumento de pressão no anular (*Annular Pressure Buildup* – APB) é um fenômeno ocasionado pelo aumento da temperatura do poço que normalmente ocorre na fase de produção, quando os fluidos provenientes do reservatório escoam pela coluna de produção, transferindo calor para as camadas mais externas do poço. Segundo Alcofra (2014), o APB também pode ocorrer durante a fase de perfuração. O princípio do fenômeno é baseado na expansão térmica do fluido aprisionado no anular, que é limitada pela rigidez imposta pelos revestimentos e outros elementos estruturais do poço. Portanto, como o fluido é aquecido e sua variação de volume é limitada, esse fluido irá sofrer um aumento de pressão (ELLIS *et al.*, 2004).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

O objetivo desse trabalho é estudar o fenômeno APB em poços de petróleo e gás por meio da implementação de um modelo para o cálculo do aumento de pressão nos anulares, e avaliar o emprego de métodos que visam mitigar esse efeito.

1.2.2. Objetivos específicos

- Desenvolver uma rotina computacional para cálculo do aumento de pressão em poços de petróleo e gás;
- Realização de estudos de caso, visando validar o modelo e estudar a influência de diferentes parâmetros de projeto no aumento de pressão;
- Estudo e aplicação de métodos de mitigação, avaliando seu impacto nos resultados finais do APB.

1.3. Justificativa

O APB é um tema conhecido e estudado há décadas pela indústria do petróleo, porém ele vem ganhando relevância com o passar do tempo, sobretudo devido à grande exploração de campos profundos e reservatórios HPHT (ALCOFRA, 2014).

Esse fenômeno tem o potencial de causar danos estruturais severos e comprometer a integridade do poço, culminando no interrompimento da produção. No caso analisado por Bradford *et al.* (2004), um poço no campo de Marlin, localizado no Golfo do México, sofreu o colapso do *tieback* de produção e, conseqüentemente, da coluna de produção, sendo o APB uma das causas mais prováveis.

Portanto, o desenvolvimento de modelos que representem o fenômeno APB são de grande importância na fase de projeto de poços, a fim de quantificar a influência desse efeito e avaliar se os revestimentos são capazes de suportar o carregamento adicional. Caso não sejam, a análise do fenômeno na fase inicial permite a seleção de tubulares de maior resistência e/ou o emprego de métodos de mitigação.

1.4. Metodologia de Pesquisa

De acordo com Sathuvalli *et al.* (2005), para que um modelo APB forneça respostas aceitáveis ele deve possuir os seguintes elementos: um modelo pressão-volume-temperatura

(PVT) adequado para o fluido anular, um simulador térmico apropriado, a utilização das condições de contorno corretas na avaliação da flexibilidade do anular, e um método numérico eficiente para resolução das equações do APB.

Propõe-se o estudo dessas etapas que compõem o modelo APB através da revisão da literatura e, posteriormente, o desenvolvimento de uma rotina computacional em ambiente *Python* que possa comportá-las e calcular o aumento de pressão no anular. A validação do modelo será feita através de cenários teóricos descritos na literatura. Por fim, propõe-se a modelagem de estratégias de mitigação e sua aplicação na rotina computacional com o intuito de avaliar a eficácia dessas técnicas.

1.5. Delimitação do Trabalho

Apesar da possibilidade de mudança de fase do fluido ao longo do escoamento devido à redução da pressão, considera-se que o escoamento ao longo da coluna de produção é monofásico, pois a modelagem de escoamentos multifásicos é consideravelmente mais complexa. Também se admite o escoamento apenas em regime permanente, o que possibilita a solução do balanço de quantidade de movimento e energia, já que a vazão mássica é constante (HAFEMANN, 2015). Além disso, o fluido produzido é limitado apenas à água, pois esse é um dos poucos fluidos com uma vasta documentação acerca de sua entalpia específica, propriedade essencial para o funcionamento do modelo térmico.

Também é considerado que cada anular é preenchido por um único fluido confinado e serão analisados apenas poços verticais. Ademais, considera-se que a transferência de calor ocorre apenas na direção radial e a difusão axial é desprezível.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

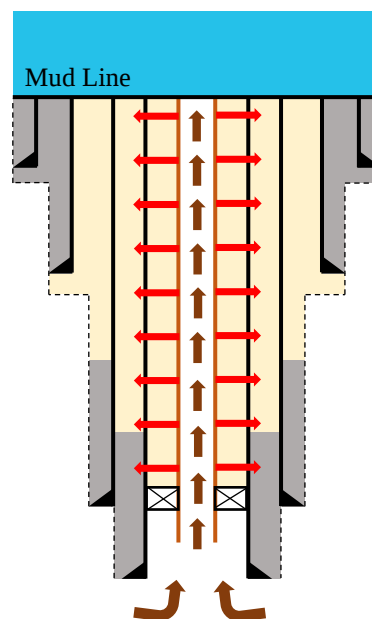
O referencial teórico é dividido em três seções principais nesse trabalho: a primeira é dedicada ao modelo térmico de transferência de calor e como são gerados os perfis térmicos do poço a partir dele; a segunda é dedicada ao modelo APB, no qual envolve a expansão térmica e a modelagem PVT do fluido anular, o cálculo da deformação estrutural do anular e a convergência entre a variação de volume do fluido e do anular; a terceira e última seção é dedicada à apresentação dos diversos métodos de mitigação do APB e à modelagem da técnica

de cimentação parcial do anular e da utilização de espuma sintética colapsável, que serão os métodos implementados à rotina computacional proposta.

2.1. Modelo Térmico

Antes do início da produção, considera-se que todos os componentes do poço se encontram em equilíbrio térmico com a temperatura da formação. Ao iniciá-la, hidrocarbonetos com temperaturas mais elevadas, provenientes do reservatório, começam a escoar pela coluna de produção até a cabeça do poço. Essa diferença de temperatura entre o fluido produzido e a formação rochosa ocasiona a transferência de calor na direção radial do poço e, em consequência, o aquecimento dos fluidos aprisionados nos anulares e dos outros elementos que limitam o anular (revestimentos, cimento, formação), como pode ser visto na Fig. 1.

Figura 1 – Representação da transferência de calor em um poço.



Fonte: Autor.

Segundo Oudeman e Kerem (2004), o aumento de pressão no anular é regido por três fenômenos básicos: a expansão do fluido confinado decorrente do aumento da temperatura do poço, a variação do volume das paredes cilíndricas que compõem o anular e possíveis efluxos de fluido para a formação rochosa, conhecido como *Annular Fluid Leakoff*. O autor ainda relata que o primeiro termo (expansão térmica do fluido) é responsável por cerca de 80% a 90% da contribuição do APB em um anular aprisionado. Portanto, para a estimativa correta do aumento

de pressão no anular, se faz necessário a utilização de um simulador térmico que possa discretizar com precisão os perfis de temperatura de diferentes componentes do poço.

O primeiro passo para o cálculo da transferência de calor para as camadas mais externas de um poço de petróleo e suas respectivas temperaturas é a modelagem do escoamento do fluido na coluna de produção, considerando os fenômenos termofísicos que regem esse fluxo.

2.1.1. Escoamento na Coluna de Produção

O escoamento monofásico é o modelo mais simples que pode ocorrer em poços de petróleo, porém, em poços produtores, é comum que ele esteja presente apenas na região mais profunda e sofra mudança de fase em consequência da redução de pressão ao longo do escoamento pela coluna (HAFEMANN, 2015). Apesar disso, Barcelos (2017) relata que o escoamento monofásico é muito frequente em poços produtores de gás e poços injetores de água, além de argumentar que o domínio da sua formulação mais simples é muito importante para o entendimento de modelos mais complexos de fluxo, nos quais consideram múltiplos padrões de escoamento.

Diante disso, o presente trabalho irá assumir o escoamento como sendo monofásico em regime permanente. Essa segunda simplificação com relação ao escoamento é considerada mais realista, pois a vazão dentro do tubo de produção é mantida constante por uma escala de tempo razoavelmente grande.

Já que o escoamento é assumido como sendo monofásico, é possível utilizar as equações de quantidade de movimento e de massa para descrever o escoamento dentro da coluna de produção (BARCELOS, 2017). Portanto, a equação de conservação de massa na tubulação pode ser dada pela Eq. 1:

$$\frac{\partial \rho}{\partial z} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z} = 0 \quad (1)$$

onde z denota a profundidade, ρ é a densidade do fluido e v é sua velocidade. Ao assumir que o escoamento é permanente, não é possível que ocorra acúmulo de massa no volume de controle. Logo, a Eq. 1 pode ser simplificada para:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial z} = 0 \quad (2)$$

O balanço de forças no volume de controle de um tubo em escoamento monofásico possui parcelas associadas à taxa de variação da pressão, do atrito e da gravidade, sendo a última dominante no escoamento de poços, tendo cerca de 80-95% de contribuição (HAFEMANN, 2015). Aplicando as devidas simplificações, a equação de conservação da quantidade de movimento na direção axial é representada pela Eq. 3:

$$\frac{dP}{dz} = -\rho v \frac{d(v)}{dz} - \frac{\tau \pi d}{A} - \rho g \quad (3)$$

onde P é a pressão no interior do tubo, τ é a tensão cisalhante na parede, d é o diâmetro do tubo, A é a sua área transversal e g é a aceleração da gravidade.

2.1.2. Transferência de Calor

A modelagem da transferência de calor é feita através da associação de resistências térmicas, onde cada resistência representa uma camada concêntrica do poço. Segundo Hafemann (2015), o modelo é resolvido pelo cálculo da resistência global e da integração da equação de energia que é dada pela Eq. 4:

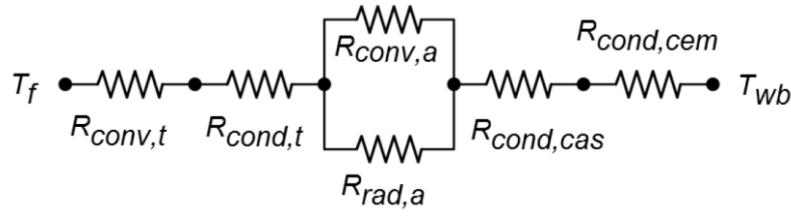
$$\frac{dh}{dz} = -\frac{Q}{GA} - g - v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (4)$$

em que h é a entalpia específica do fluido, G é o fluxo de massa, v_m é a velocidade da mistura e Q é a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento entre a COP e a formação, que pode ser obtida pela Eq. 5:

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_{wb}) \quad (5)$$

na qual r_{to} é o raio externo da COP, T_f e T_{wb} são as temperaturas do fluido escoando e da interface poço/formação rochosa, respectivamente, e U_{to} é o coeficiente global de transferência de calor, ou seja, o inverso da resistência térmica global do poço. No caso de um poço com apenas um anular, a representação das resistências térmicas seria dada pela Fig. 2 e o cálculo do coeficiente global de transferência de calor pela Eq. 6.

Figura 2 – Associação de resistências para geometria de poço simplificada.



Fonte: Hafemann (2015).

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti}h_c} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_t} + \frac{r_{to}}{r_{to}(h_a + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{cas}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{wb}}{r_{co}}\right)}{k_{cem}} \quad (6)$$

Os termos $R_{conv,t}$ e $R_{conv,a}$ correspondem à resistência térmica à convecção na coluna de produção e no anular. $R_{cond,t}$, $R_{cond,cas}$ e $R_{cond,cem}$ correspondem à resistência térmica à condução da coluna de produção, do revestimento e do cimento. $R_{rad,a}$ é a resistência térmica à radiação do anular. Ainda, r_{ti} é o raio interno da COP, h_c é o coeficiente de transferência de calor por convecção na COP, k_t é o coeficiente de transferência de calor por condução na COP, h_a é o coeficiente de transferência de calor por convecção no anular, h_r é o coeficiente de transferência de calor por radiação no anular, r_{co} é o raio externo do revestimento, r_{ci} é o raio interno do revestimento, k_{cas} é o coeficiente de transferência de calor por condução do revestimento, r_{wb} é o raio da interface poço/formação, e k_{cem} é o coeficiente de transferência de calor por condução do cimento.

2.1.3. Temperatura das Camadas

Após obter a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento e as resistências individuais de cada camada do poço, é possível calcular suas respectivas temperaturas através da seguinte equação:

$$T_n = T_f - Q * \sum_{i=1}^n R_i \quad (7)$$

onde T_n é a temperatura de uma camada qualquer do poço, T_f é a temperatura do fluido escoando na COP, Q é a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento e R_i é a resistência térmica de uma camada qualquer do poço.

2.1.4. Resolução do Problema

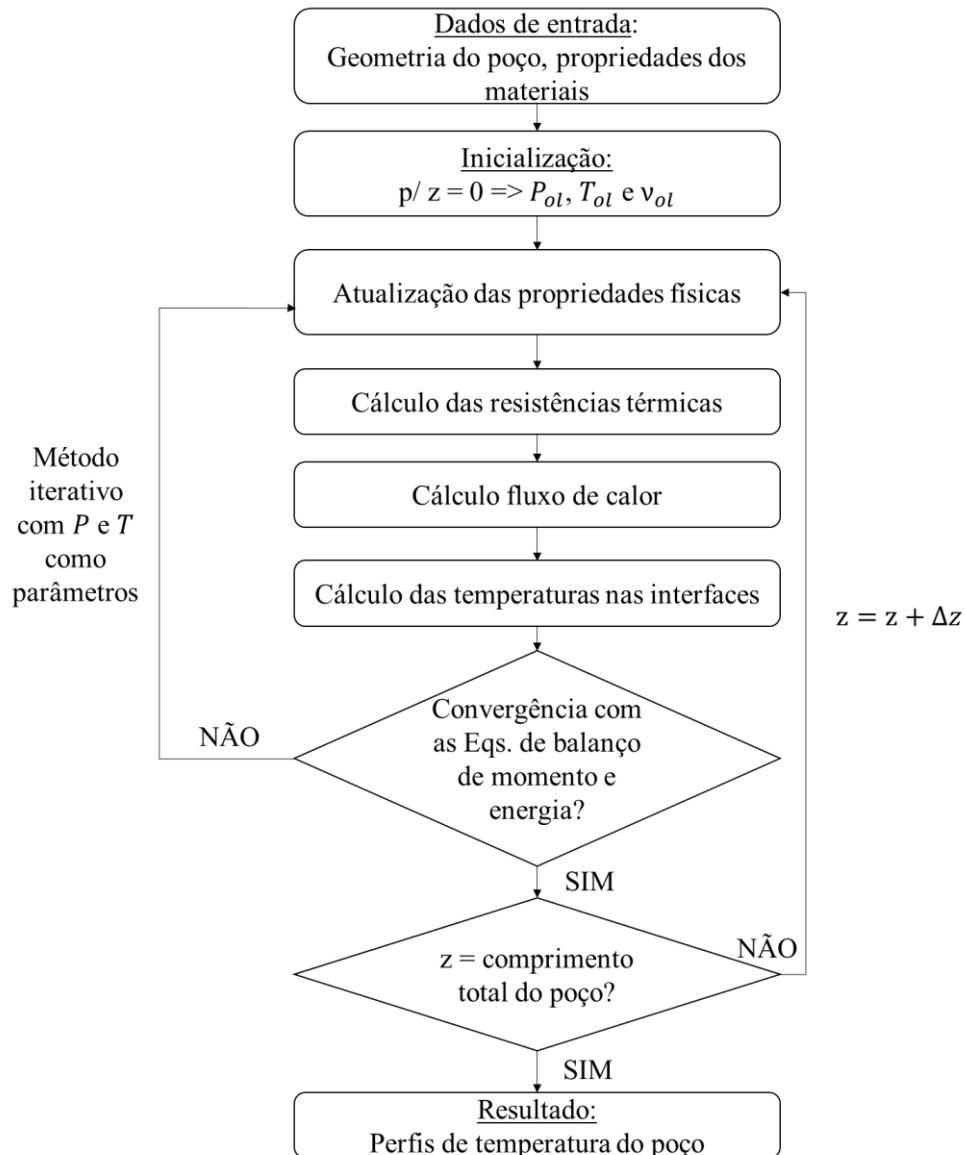
O poço é dividido em pequenos volumes de controle com comprimento de 1 metro. O objetivo do problema é calcular a temperatura do próximo volume de controle do fluido escoando na COP até que as temperaturas de todas as cotas sejam conhecidas. Sabendo a temperatura no interior da COP, é possível calcular qualquer outra temperatura do poço na mesma cota através da Eq. 7.

Entretanto, para calcular a temperatura do próximo volume de controle é preciso conhecer as propriedades do fluido presente nele e, por sua vez, isso depende diretamente da pressão e temperatura que ele está submetido. Dessa forma, nota-se que os termos são interdependentes e a resolução do problema envolve a utilização de um método iterativo duplo, envolvendo pressão e temperatura.

As equações usadas para resolver o método iterativo são as desenvolvidas anteriormente: conservação de massa para calcular a velocidade (Eq. 2), balanço de momento (Eq. 3) para calcular a pressão e balanço de energia (Eq. 4) para calcular a temperatura. Porém, a Eq. 4, a de conservação de energia, está em termos de entalpia específica. Portanto, é preciso calcular a entalpia do fluido através dos valores de pressão e temperatura e, posteriormente, fazer a conversão inversa para obter a temperatura. Isso cria uma limitação, pois o fluido precisa ser detalhadamente conhecido e possuir seus valores de entalpia documentados. Nesse trabalho, o único fluido disponível dentro dessas limitações foi a água. Já em outros trabalhos, a entalpia do óleo e de outros fluidos pôde ser calculada através de um software comercial (HAFEMANN, 2015; Barcelos, 2017).

A Fig. 3 apresenta o fluxograma do modelo térmico:

Figura 3 – Fluxograma do modelo térmico.



Fonte: Autor.

2.2. Variação do Volume de Fluido Anular

O fluido que se encontra aprisionado no anular, delimitado pelos revestimentos, cabeça do poço e topo do cimento, está submetido a uma certa pressão hidrostática e a uma certa temperatura. Conforme a produção é iniciada e o calor é transferido radialmente, as temperaturas são alteradas, provocando a variação de volume desse fluido. A mudança de volume é descrita pela Eq. 8:

$$\Delta V_{fl} = V_{fl} \left[\alpha_{fl} \Delta T - \frac{1}{\beta_{fl}} \Delta P \right] \quad (8)$$

onde ΔV_{fl} é a variação do volume de fluido, V_{fl} é o volume inicial de fluido, α_{fl} é o coeficiente de expansão térmica, β_{fl} é o coeficiente de compressibilidade, e ΔT e ΔP são, respectivamente, as variações de temperatura e pressão. Essa abordagem considera que os coeficientes do fluido usados na equação são constantes, porém isso normalmente não é verdade em poços de águas profundas (SATHUVALLI *et al.*, 2005).

Para contornar esse problema, uma segunda abordagem é utilizada, a qual não necessita conhecer explicitamente os valores dos coeficientes do fluido. Ela utiliza o princípio da conservação de massa, já que o anular é confinado, para relacionar a variação do volume de fluido com a variação de sua massa específica, como mostra a Eq. 9:

$$\Delta V_{fl}(P, T) = - \int_{V_a} \frac{\Delta \rho(P, T)}{\rho_i(P_i, T_i) + \Delta \rho(P, T)} dV_a \quad (9)$$

onde $\Delta V_{fl}(P, T)$ é a variação do volume de fluido para uma dada pressão e temperatura, $\Delta \rho(P, T)$ é a variação da massa específica do fluido para uma dada pressão e temperatura, $\rho_i(P_i, T_i)$ é a massa específica na condição inicial, e V_a é o volume do anular. De acordo com Sathuvalli *et al.* (2005), a Eq. 8 e a Eq. 9 são matematicamente idênticas e os coeficientes do fluido são implicitamente representados pela variação da densidade.

Para o cálculo da massa específica em cada ponto de pressão e temperatura deve-se utilizar um modelo PVT para o fluido. Zamora *et al.* (2012) realizaram experimentos com uma gama de fluidos à base de óleo, água e sintéticos com o objetivo de estudar seu comportamento sob diferentes condições. Então, por meio da regressão, definiu equações polinomiais de segundo grau para cálculo da densidade de cada fluido, como mostra a Eq. 10:

$$\rho_{base} = (a_1 + b_1 P + c_1 P^2) + (a_2 + b_2 P + c_2 P^2) T \quad (10)$$

onde ρ_{base} é a massa específica da base em libras por galão, P é pressão em psi, T é temperatura em °F, e a_1 , b_1 , c_1 , a_2 , b_2 e c_2 são coeficientes de correlação.

Contudo, é comum na indústria petrolífera a utilização de fluidos de perfuração com diferentes combinações de componentes, chamados de fluidos composicionais. A predição do

comportamento desses fluidos é feita utilizando a massa específica individual de cada componente através da correlação mostrada na Eq. 11:

$$\rho(p_2, T_2) = \frac{\rho_{01}f_0 + \rho_{w1}f_w + \rho_{s1}f_s + \rho_{c1}f_c}{1 + f_0 \left(\frac{\rho_{01}}{\rho_{02}(p_2, T_2)} - 1 \right) + f_w \left(\frac{\rho_{w1}}{\rho_{w2}(p_2, T_2)} - 1 \right)} \quad (11)$$

onde $\rho(p_2, T_2)$ é a massa específica do fluido composicional. ρ_{01} , ρ_{w1} , ρ_{s1} , ρ_{c1} representam, respectivamente, a massa específica do fluido à base de óleo, do fluido à base de água, dos sólidos e dos químicos na condição inicial. ρ_{02} e ρ_{w2} são a massa específica do fluido a base de óleo e à base de água na condição final. Ainda, f_0 , f_w , f_s e f_c são as frações volumétricas correspondentes.

2.3. Variação do Volume do Anular

Os revestimentos delimitam o anular e impedem que o fluido que ali está aprisionado se expanda livremente quando aquecido, gerando um aumento de pressão na região. Entretanto, o crescimento da pressão e da temperatura ocasionam a deformação desses revestimentos e, conseqüentemente, mudanças no volume do anular. Como a expansão do fluido provoca mudança no volume anular, porém o crescimento da pressão depende do volume disponível para expansão do fluido, é possível dizer que esses fenômenos são interdependentes e devem ser tratados de forma acoplada.

Além disso, devido à configuração concêntrica do poço, alterações de pressão em um certo anular que provoquem deformações nos revestimentos não só afetam aquele anular em questão, mas também os anulares adjacentes, já que eles compartilham as mesmas fronteiras (revestimentos). Dessa forma, pode-se considerar que as estruturas do poço formam um sistema elástico composto.

A abordagem denominada *single-string* não considera a interação entre os revestimentos e anulares, fazendo simplificações com relação a rigidez de suas fronteiras. Isso acarreta na previsão de valores muito altos ou muito baixos, dependendo da simplificação feita e da altura do topo do cimento (HALAL e MITCHELL, 1994). Já a metodologia de análise *multistring* considera a interdependência entre os revestimentos e anulares do poço, ou seja, as alterações que ocorrem em certo anular têm influência direta nos anulares adjacentes. Portanto, essa

segunda metodologia se mostra mais completa e faz uma representação mais fiel dos cenários analisados.

Considerando que as extremidades dos revestimentos são fixas, a variação do volume do anular pode ser descrita pela Eq. 12:

$$\Delta V_{ANU} = \int_0^z \pi[(\Delta r_o^2 + 2\Delta r_o r_o) - (\Delta r_i^2 + 2\Delta r_i r_i)] dz \quad (12)$$

onde V_{ANU} é o volume do anular, r_o é o raio externo desse anular, r_i é o raio interno desse anular, e Δ denota variação. Utilizando a Lei de Hooke e as equações de Lamé para tubos espessos, é possível relacionar a variação do raio do tubular com as tensões radiais, axiais e tangenciais e, assim, calcular o deslocamento das paredes do revestimento, como mostram as Eq. 13 e 14.

$$\Delta r_{o,anu} = \Delta r_{i,RE} = r_{i,RE} \cdot (k1 \cdot \Delta P_{anu} + k2 \cdot \Delta P_o + k3 \cdot \Delta T_{RE}) \quad (13)$$

$$\Delta r_{i,anu} = \Delta r_{o,RI} = r_{o,RI} \cdot (c1 \cdot \Delta P_{anu} + c2 \cdot \Delta P_i + c3 \cdot \Delta T_{RI}) \quad (14)$$

onde $r_{o,anu}$ e $r_{i,anu}$ são os raios externo e interno do anular. $r_{i,RE}$ e $r_{o,RI}$ representam, respectivamente, o raio interno do revestimento externo ao anular e o raio externo do revestimento interno ao anular. P_{anu} , P_o e P_i são as pressões no interior do anular, externa ao anular interna ao anular. T_{RE} e T_{RI} são as temperaturas do revestimento externo e interno ao anular. Já os termos $k1$, $k2$, $k3$, $c1$, $c2$ e $c3$ são constantes que representam as propriedades dos revestimentos. Mais informações sobre o desenvolvimento dessas equações e das suas constantes podem ser encontradas com detalhes no Apêndice C do trabalho de Santos (2017).

A premissa para a resolução do modelo APB é encontrar o valor de acréscimo de pressão que garanta o equilíbrio entre a variação de volume do fluido aprisionado no anular (ΔV_{fl}) e da variação do volume do anular em si (ΔV_a), como mostra a Eq. 15 (SATHUVALLI *et al.*, 2005):

$$\Delta V_{fl} = \Delta V_a \quad (15)$$

Para um poço com múltiplos anulares, a Eq. 15 se torna um sistema de equações que devem ser resolvidas simultaneamente, como mostra a Eq. 16:

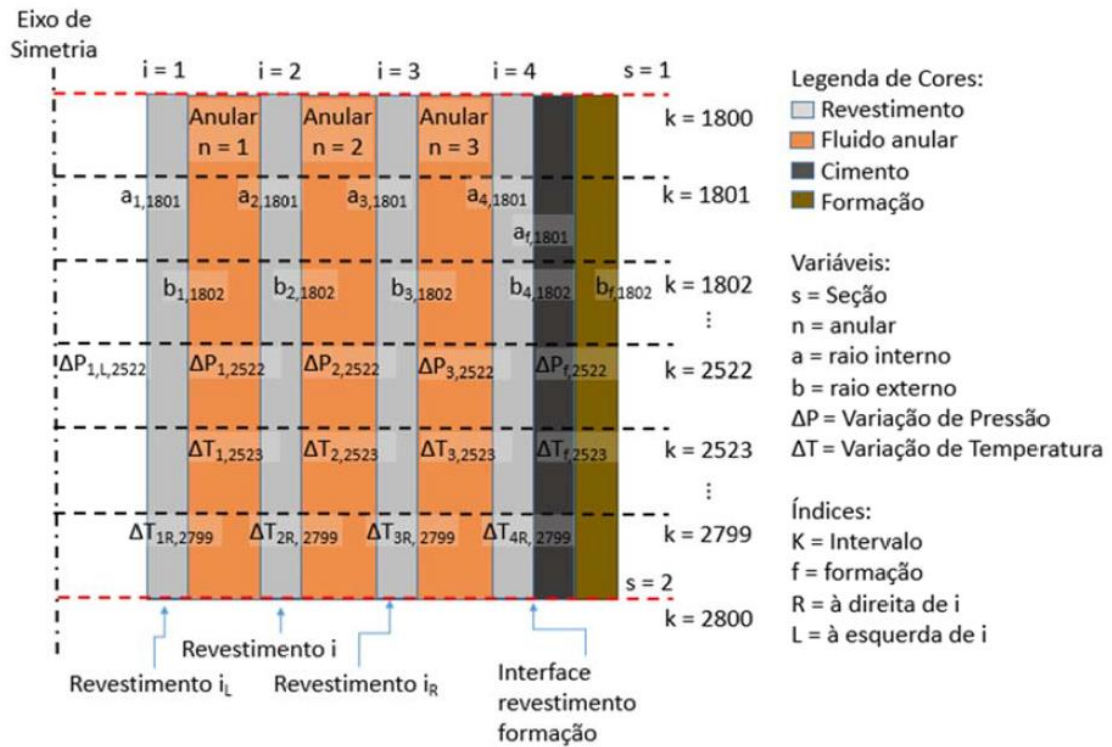
$$[\Delta V_{fl}] = [\Lambda][\Delta P] + [\eta][\Delta T] \quad (16)$$

onde $[\Delta V_{fl}]$ é o vetor que denota a mudança de volume do fluido no anular, $[\Delta P]$ é o vetor do APB incógnito no anular, $[A]$ denota a matriz de flexibilidade do anular, $[\eta]$ é a matriz que contém as variações de volume de cada anular devido a expansão térmica das suas fronteiras, e $[\Delta T]$ é o vetor de variação de temperatura nos revestimentos.

Como existe o acoplamento entre a variação de volume do fluido e a variação de volume do anular, os dois lados da Eq. 16 dependem do vetor do APB ($[\Delta P]$). Portanto, a resolução dessa equação deve ser feita de forma iterativa.

Dado um caso hipotético de uma seção com 3 anulares, como na Fig. 4 apresentada por Perez (2015), o lado direito da Eq. 16 se desdobraria na Eq. 17 para cada intervalo k :

Figura 4 – Seção radial de um poço hipotético



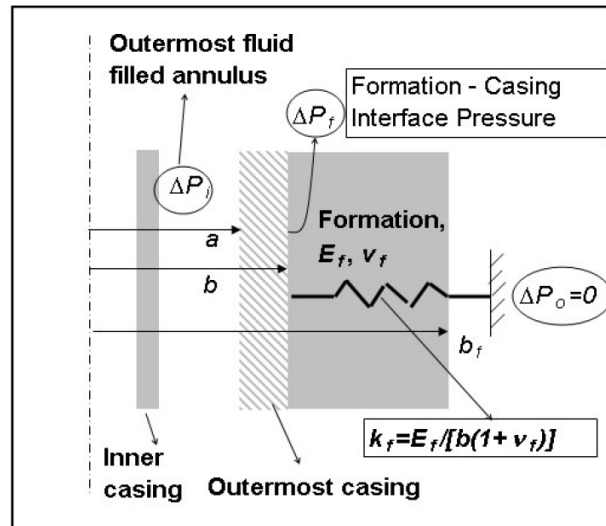
Fonte: Perez (2015).

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \Delta V_{a,1,k} \\ \Delta V_{a,2,k} \\ \Delta V_{a,3,k} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} F_{1,k} & G_{1,k} & H_{1,R,k} & 0 \\ 0 & F_{2,k} & G_{2,k} & H_{2,R,k} \\ 0 & 0 & F_{3,k} & (G_{3,k} + H_{3,R,k}') \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{1,L,k} \\ \Delta P_{1,k} \\ \Delta P_{2,k} \\ \Delta P_{3,k} \end{bmatrix} \\
&+ \begin{bmatrix} M_{1,k} & N_{1,R,k} & 0 & 0 \\ 0 & M_{2,k} & N_{1,R,k} & 0 \\ 0 & 0 & M_{3,k} & N_{3,R,k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_{1,R,k} \\ \Delta T_{2,R,k} \\ \Delta T_{3,R,k} \\ \Delta T_{4,R,k} \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{17}$$

onde os termos F , G e H são termos de flexibilidade equivalentes a matriz $[\Lambda]$ e os termos M e N são termos de flexibilidade equivalentes a matriz $[\eta]$ da Eq. 16. Esses termos são destrinchados em detalhes no Apêndice A de Sathuvalli *et al.* (2005).

O modelo *multistring* de deslocamento de revestimentos demonstrado por Halal e Mitchell (1994) é o mais utilizado na literatura. Sua resolução busca encontrar a pressão de contato nas interfaces entre sólidos (revestimento/cimento e cimento/formação), o que torna o processo mais complexo. Já o modelo apresentado por Sathuvalli *et al.* (2005) considera a formação rochosa como uma fundação elástica e a camada de cimento por trás do revestimento como sendo parte da formação (Fig. 5). Essas simplificações são feitas para evitar a inserção de uma nova variável desconhecida.

Figura 5 – Interface entre o cimento e a formação.



Fonte: Sathuvalli (2005).

2.4. Métodos de Mitigação

Após a determinação das pressões a que a estrutura do poço será submetida, é possível fazer a escolha dos tubulares capazes de suportar tais cargas, no processo denominado de seleção de revestimentos. Entretanto, existem restrições com relação à geometria dos tubulares que podem ser utilizados, como restrições no diâmetro do revestimento seguinte, espessura, diâmetro de passagem, diâmetro necessário para completação, dentre outros (ALCOFRA, 2014). Além disso, nem sempre o revestimento desejável está disponível no mercado e mesmo utilizando um revestimento que suportaria as cargas provocadas pelo APB, os anulares ainda estariam altamente pressurizados, oferecendo perigo para o poço (LEACH e ADAMS, 1993). Nesse tipo de situação, em que limitações impedem a utilização de revestimentos mais robustos, se faz necessária a utilização de métodos de mitigação.

O ato de mitigar certo efeito consiste na aplicação de técnicas com o objetivo de torná-lo menos intenso. Logo, quase nunca esse efeito é eliminado por completo, mas sim trazido para níveis aceitáveis. Aplicando esse conceito no cenário de aumento de pressão no anular, chegamos à definição de APB “permitido” (*Allowable APB*): mínimo valor entre a pressão necessária para provocar a ruptura (*burst*) do revestimento externo e a pressão necessária para provocar o colapso do revestimento interno, sendo o segundo mais dominante na maioria dos casos (SATHUVALLI *et al.*, 2017). Portanto, ao projetar um método de mitigação de APB busca-se reduzir e manter a pressão a níveis iguais ou menores que o APB permitido. É preciso ressaltar a importância de considerar fatores de segurança adequados, pois a previsão do APB envolve múltiplos fatores e, portanto, pode apresentar erros.

Ao longo dos últimos 20 anos, diversos métodos de mitigação de APB foram desenvolvidos e implementados pela indústria, cada vez buscando maior eficiência, confiabilidade e/ou economia (MILLER *et al.*, 2018). Na literatura, existem diferentes formas de classificar e dividir os métodos de mitigação, porém é preciso ressaltar que as diferenças entre elas são sutis. Segundo Dong e Chen (2017), autores de um dos artigos mais abrangentes da literatura, tais métodos podem ser divididos em 12 técnicas, sendo elas classificadas em 5 categorias de mecanismos de controle, como mostra a Tabela 1:

Tabela 1 – Métodos de mitigação de APB

Mecanismo de Controle	Técnica de Mitigação
Aumentar a resistência dos revestimentos	Melhorar o grau do aço dos revestimentos

	Aumentar a espessura da parede dos revestimentos
Eliminar o volume aprisionado no anular	Cimentação total do anular
Aliviar a pressão aprisionada	Sapata do revestimento aberta
	Discos de ruptura nos revestimentos
Balancear a expansão térmica do volume	Colar de alívio de pressão anular
	Espuma sintética colapsável
	Câmara adicional
	Fluido espaçador compressível
	Esferas de vidro ocas
Isolar os canais de transferência de calor	Tubo com isolamento a vácuo (<i>Vaccum Insulated Tubing - VIT</i>)
	Fluido de completação (<i>packer fluid</i>) isolante

Fonte: Dong e Chen (2017).

Dada a grande variedade de métodos de mitigação disponíveis, cada cenário possui uma propensão a se encaixar com uma técnica específica, seja por motivos de limitação física, financeiros, de segurança, experiência da empresa, entre outros. Entretanto, analisando de forma geral, é possível identificar certas vantagens que algumas técnicas possuem em relação a outras. A Tabela 2 compara e analisa alguns métodos de mitigação disponíveis na literatura (ZHANG *et al.*, 2019).

Tabela 2 – Análise comparativa de métodos de mitigação

Método de Mitigação	Custo	Confiabilidade	Dificuldade de Operação	Efeito de Mitigação
Cimentação total	Alto	Alta	Alta	Bom
Tubo isolante térmico	Alto	Alta	Baixa	Bom
Fluido isolante térmico	Alto	Alta	Baixa	Bom
Revestimentos de alta resistência	Alto	Baixa	Baixa	Ruim
Discos de ruptura	Baixo	Média	Baixa	Médio
Sapata do revestimento aberta	Baixo	Baixa	Alta	Ruim
Esferas de vidro ocas	Alto	Alta	Alta	Bom
Espuma sintética compressível	Alto	Alta	Média	Bom

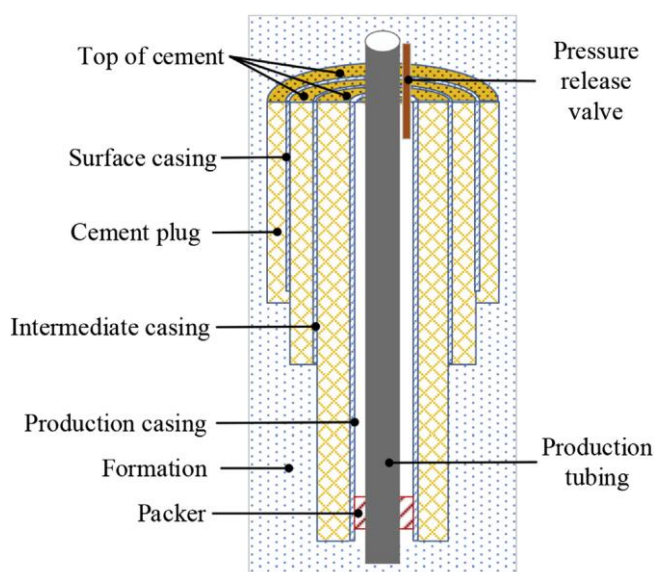
Fonte: Zhang *et al.* (2019).

Na próxima seção deste capítulo, alguns métodos de mitigação serão aprofundados e terão seus princípios de funcionamento explicados. Dentre eles, a técnica de cimentação parcial do anular e a utilização de espuma sintética colapsável foram selecionadas para serem modeladas e implementadas em conjunto ao modelo de previsão do APB pela sua relevância na indústria e literatura. Algumas outras técnicas foram cogitadas para fazer parte da seleção, porém pela alta complexidade, falta de material fonte e/ou semelhança aos métodos já selecionados, não foram escolhidas.

2.4.1. Cimentação Total do Anular

Ao injetar pasta de cimento após a perfuração até que o topo do cimento (TOC) alcance a cabeça do poço, todo o volume de fluido que ocupava o anular será expelido em direção à sonda e, portanto, esse espaço será ocupado totalmente por cimento (Fig. 6). Como o material sólido possui uma taxa de expansão térmica muito inferior à do fluido, o APB não só seria mitigado, mas eliminado praticamente por completo, se o processo for feito corretamente (MILLER *et al.*, 2018). Entretanto, se pelo menos um pouco de fluido permanecer aprisionado no anular, a expansão térmica irá ocorrer e causar APB. Portanto, essa técnica não é considerada totalmente confiável (LEACH e ADAMS, 1993). Além disso, preencher por completo o anular é custoso em termos de material e tempo de sonda, e a formação na parte menos profunda do poço é pouco compactada, sendo suscetível a fraturas provocadas pelo fluido pesado que foi destinado a zonas mais profundas (DONG e CHEN, 2017).

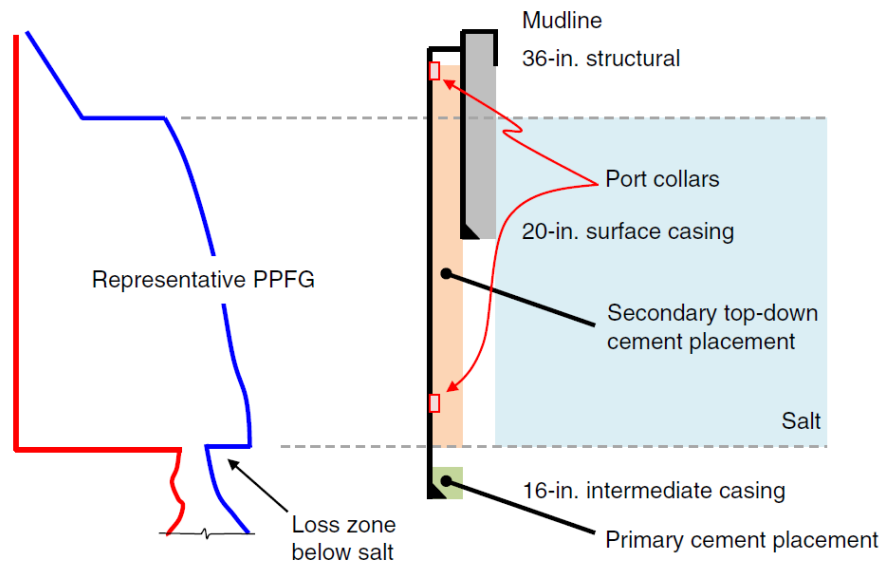
Figura 6 – Poço com anulares totalmente cimentados



Fonte: Dong e Chen (2017).

Miller *et al.* (2018) apresenta uma técnica que visa resolver o problema de circulação em zonas de formação frágil através de uma cimentação em duas etapas, no qual a primeira é feita normalmente até um pouco antes da sapata do último revestimento e a segunda é feita de cima para baixo (*top-down cementing*), “espremendo” e expulsando o fluido de que ocupava o anular em direção à formação frágil, como mostra a Fig. 7.

Figura 7 – Figura esquemática da cimentação em duas etapas (*top-down cementing*)

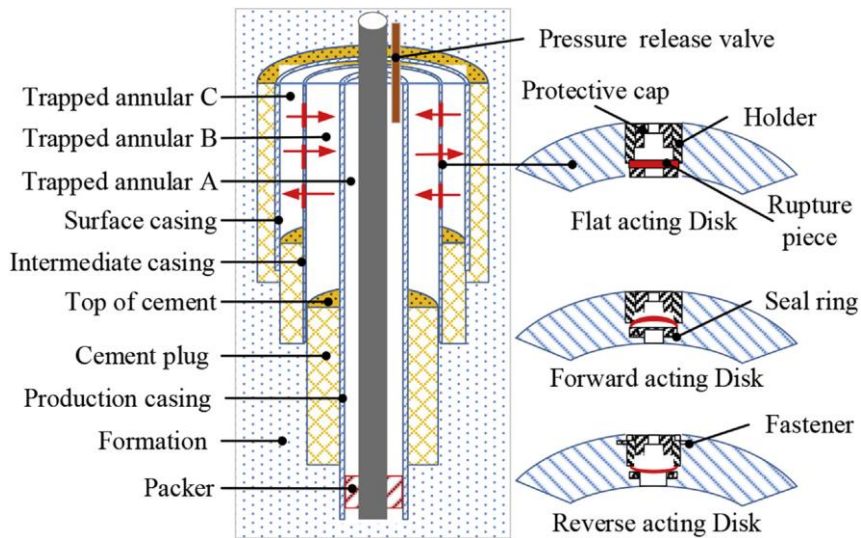


Fonte: Miller *et al.* (2018).

2.4.2. Discos de Ruptura

Os discos de ruptura são dispositivos instalados nas paredes dos revestimentos que sofrem colapso ou *burst*, dependendo da direção da ruptura, quando são expostos a um nível de pressão menor que o APB permitido. Ao serem ativados, permitem a comunicação entre dois anulares adjacentes e, portanto, promovem a equalização das suas pressões, fazendo com que o diferencial de pressão seja nulo e evitando danos à estrutura dos revestimentos. Pontos importantes no seu design são a classificação de pressão e a profundidade de instalação, pois dependem da pressão hidrostática que atuam sobre eles (SATHUVALLI *et al.*, 2017). Também podem ser divididos em 3 classes de acordo com seu formato: disco de atuação frontal, disco de atuação reversa e disco de atuação plana, como mostra a Fig. 8 (DONG e CHEN, 2017).

Figura 8 – Poço com discos de ruptura



Fonte: Dong e Chen (2017).

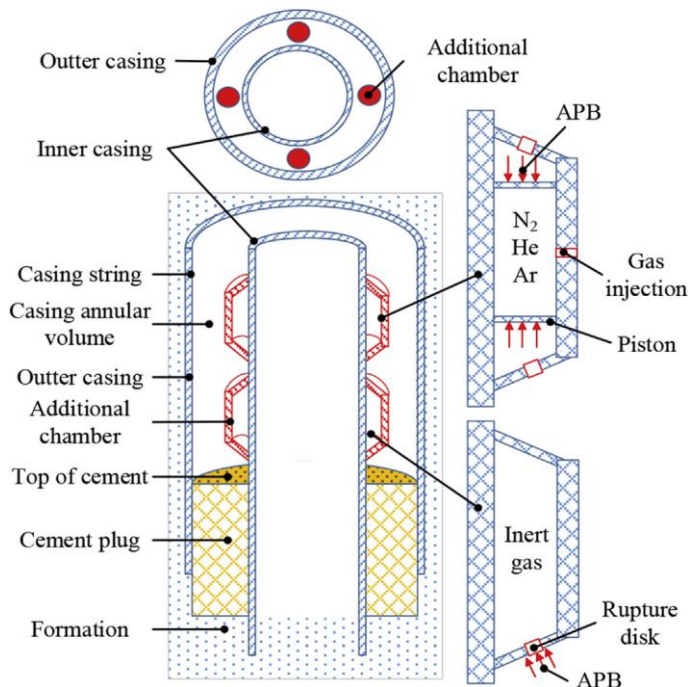
Sathuvalli *et al.* (2017) e Zhang *et al.* (2019) mostram a utilização de discos de ruptura instalados no revestimento mais externo ao anular, em contato com a formação. Ao serem rompidos, a alta pressão causa a fratura da formação, permitindo que o fluido possa escoar para a região rochosa e aliviar o APB, semelhante ao método de mitigação em que a sapata do revestimento é deixada aberta.

2.4.3. Câmeras Adicionais

As câmeras adicionais são instaladas no revestimento de produção e seu conteúdo interno é inicialmente isolado do anular, não permitindo a entrada de fluido. Podem ser classificadas como: pistonadas ou valvuladas. A primeira possui gás inerte pressurizado em seu interior, no qual é comprimido pelos pistões conforme o APB cresce e transfere pressão para a câmara por uma abertura (Fig. 9). A do segundo tipo possui válvulas que são ativadas a um certo valor de pressão menor que o APB permitido, proporcionando a entrada de fluido na câmara (Fig. 9). O princípio das duas é liberar espaço para que o fluido se expanda, porém diferem com relação a velocidade de atuação. A pistonada libera espaço lentamente conforme seu gás é comprimido e a valvulada libera espaço bruscamente após a ativação da válvula. A pressão de instalação do gás inerte e a pressão de inicialização da válvula são determinantes para o funcionamento do mecanismo de mitigação e o volume da câmara rege a quantidade de APB que será reduzido em ambos os casos. Segundo Dong e Chen (2017), essa tecnologia é especialmente adequada para poços ultra profundos, porém Zhang *et al.* (2019) ressalta que a

tecnologia é nova e precisa de mais estudos e desenvolvimento, apesar de ter se mostrado muito efetiva.

Figura 9 – Poço com câmeras adicionais

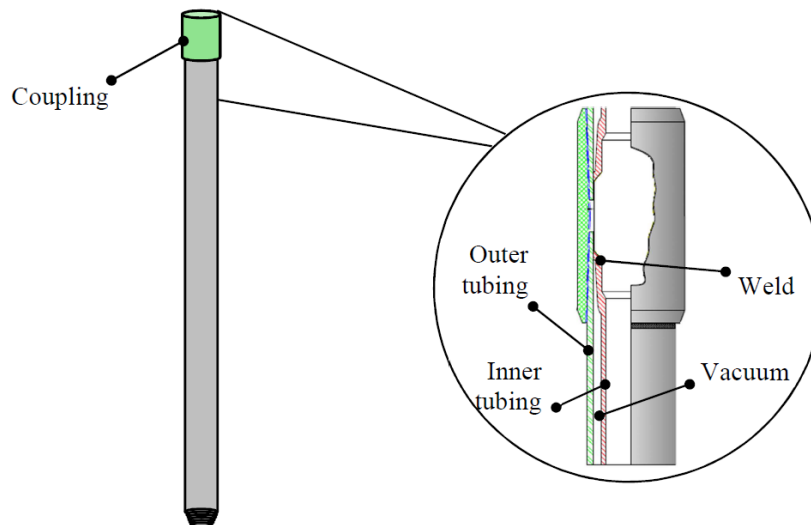


Fonte: Dong e Chen (2017).

2.4.4. Tubo com Isolamento a Vácuo (*Vacuum Insulated Tubing - VIT*)

Os tubos isolados a vácuo substituem os tubos convencionais na coluna de produção do poço, adicionando camadas que visam aumentar a resistência térmica do material, fazendo com que a transferência de calor para o anular seja atenuada (DONG e CHEN, 2017). Diferente de outros métodos de mitigação citados, que atuam de alguma forma manejando a expansão térmica do fluido após ela já ter ocorrido, o VIT age diretamente na origem do problema, ou seja, contém o aquecimento do anular e, conseqüentemente, impede a expansão térmica do fluido. Segundo Ferreira *et al.* (2014), o VIT é constituído por um tubo de produção interno soldado à um tubo externo nas duas extremidades, formando uma região anular entre eles que é evacuada (Fig. 10). Esse espaço de vácuo entre os tubos é a peça chave para o funcionamento da tecnologia, pois a passagem de calor através dela ocorre apenas na forma de radiação, na qual permite uma quantidade muito menor de energia de ser transferida. Entretanto, a região de acoplamento entre duas seções de tubo não possui isolamento térmico, permitindo a perda de calor para as camadas mais externas do poço, representando cerca de 45-90% da transferência de calor radial total.

Figura 10 – Tubo com isolamento a vácuo (VIT)



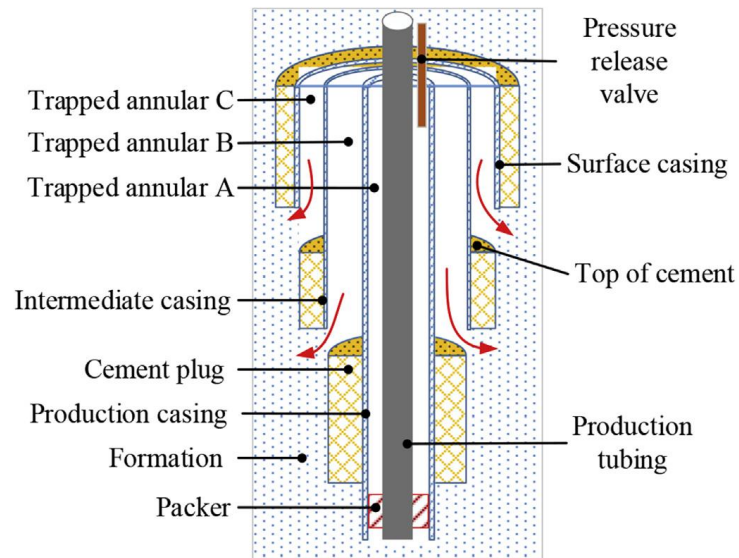
Fonte: Ferreira *et al.* (2014).

Apesar da vasta utilização dessa tecnologia inclusive em poços brasileiros, o VIT apresenta certas desvantagens: possui um alto custo e uma menor resistência mecânica quando comparado a um tubo convencional. Isso torna-se um problema especialmente em poços profundos, onde as cargas de suspensão do revestimento de produção e as temperaturas são muito elevadas (DONG e CHEN, 2017). Além disso, essa tecnologia pode apenas retardar o aumento de temperatura do anular e, conseqüentemente, a ocorrência do APB, pois o sistema do poço tende a entrar em equilíbrio térmico com o passar do tempo (ZHANG *et al.*, 2019).

2.4.5. Sapata do Revestimento Aberta

Quando a cimentação do anular é parcial e o seu topo fica abaixo da sapata do último revestimento, a região trapeada tem contato direto com a formação rochosa, permitindo o fluxo de fluidos entre as superfícies se a rocha for suficientemente permeável (Fig. 11). Essa condição é capaz de mitigar o efeito do APB, pois o volume adicional de fluido que surge durante a expansão térmica pode ser drenado pela formação, aliviando a pressão no anular e não permitindo que ocorra seu acúmulo (LEACH e ADAMS, 1993). Esse fenômeno também pode ser nomeado como *Annular Fluid Leakoff*, sendo esse “vazamento” dividido em perda por infiltração e perda por fratura (ZHANG *et al.*, 2019).

Figura 11 – Poço com sapatas de revestimento abertas



Fonte: Dong e Chen (2017).

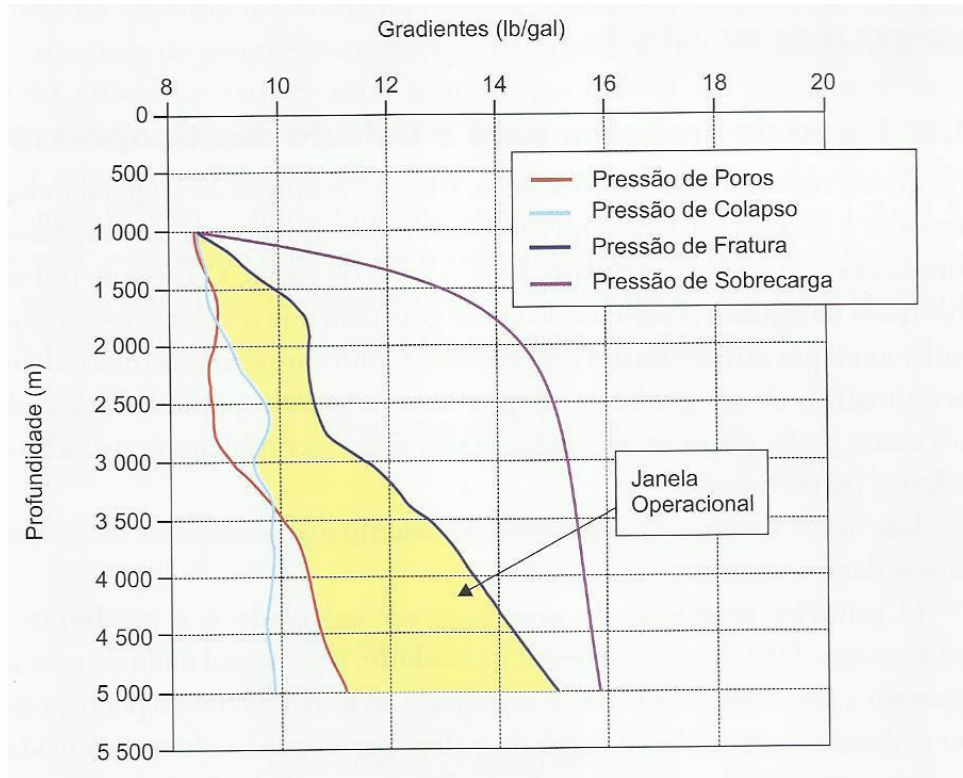
Apesar desse método ser relativamente barato e aparentar fácil implementação, na prática é difícil determinar a localização exata do TOC, pois variações de excentricidade dos revestimentos e de diâmetro do poço fazem com que o cálculo do volume de cimento a ser injetado apresente erros (DONG e CHEN, 2017). Além disso, a barita utilizada em muitos fluidos de perfuração com a função de adensar o composto pode sofrer decantação ao longo do tempo e formar uma espécie de tampão acima do TOC, prevenindo que ocorra a drenagem de fluido para a formação e, conseqüentemente, o alívio de pressão. Também é possível que a pressão atinja valores maiores que o APB permitido em formações com alta pressão de fratura, causando danos à estrutura do poço antes que a técnica de mitigação possa atuar (LEACH e ADAMS, 1993).

Em uma análise em regime transiente, a diminuição de pressão no anular após a ocorrência de *leakoff* ocorre de forma exponencial ao longo do tempo. Oudeman e Bacarreza (1994) alegam que o coeficiente que rege o vazamento de fluido para a formação com base em um diferencial de pressão ao longo do tempo (coeficiente de *leakoff*) dificilmente pode ser aferido corretamente no campo, então o efeito desse fenômeno precisa ser determinado empiricamente na maioria dos casos.

Portanto, pela dificuldade em determinar tais valores, a modelagem e implementação desse método de mitigação foi feito apenas em regime estático. Dessa forma, o valor obtido de APB será o valor mínimo necessário para causar a fratura da formação rochosa em seu ponto

mais frágil. A Fig. 12 faz uma representação gráfica de uma típica janela operacional de fluidos de perfuração e do gradiente de fratura da formação em um poço *offshore*.

Figura 12 – Janela operacional de um poço *offshore*

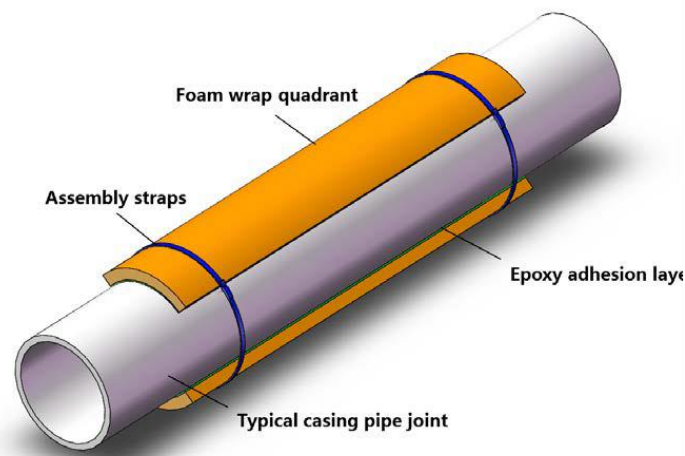


Fonte: Rocha (2009).

2.4.6. Espuma Sintética Colapsável

A espuma sintética colapsável é um dos primeiros métodos de mitigação a serem documentados na literatura, começando por Leach e Adams (1993). As espumas são formadas por micro esferas ocas de vidro preenchidas por ar atmosférico que são abrigadas em uma matriz feita de uma resina polimérica, metálica ou cerâmica (LIU *et al.*, 2016; HU *et al.*, 2018). O material é instalado na forma de um invólucro no revestimento interno do anular em que se pretende mitigar o APB, ocupando cerca de 2-8% do comprimento axial do anular (DONG e CHEN, 2017). Apesar da espuma ocupar parte do anular, é importante que ela permita a limpeza do mesmo e a circulação de fluido. Então, para solucionar esse problema os módulos de espuma são instalados em quadrantes opostos em uma mesma seção, como mostra a Fig. 13.

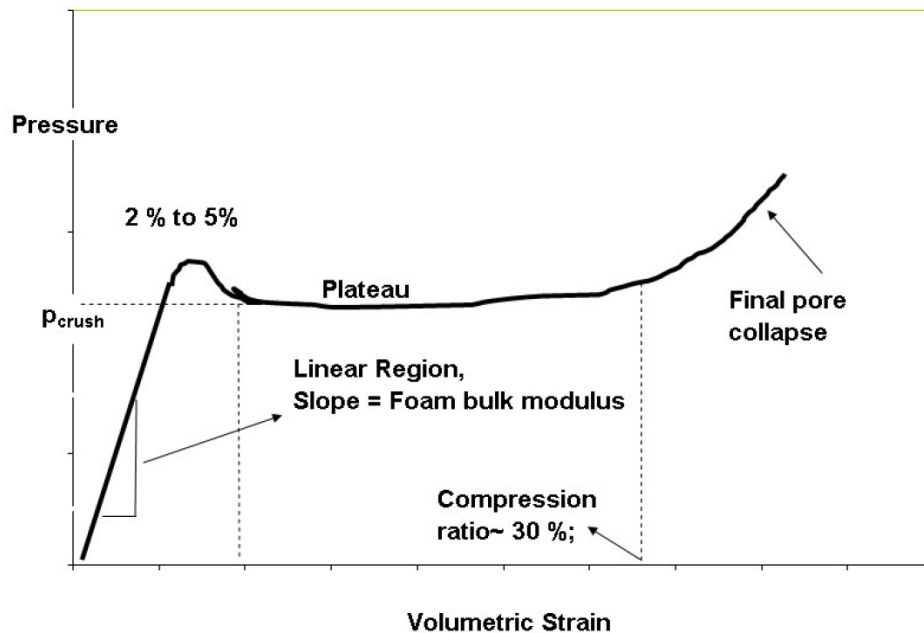
Figura 13 – Módulos de espuma instalados em uma seção de revestimento



Fonte: Hu *et al.* (2018).

Quando a espuma é submetida à uma certa pressão, ela apresenta um comportamento em três fases distintas (Fig. 14). A primeira é a fase linear, na qual a espuma sofre compressão de forma linear à pressão hidrostática aplicada sobre ela, sendo responsável por apenas 2-3% da diminuição do seu volume proporcional. A segunda é fase de platô, na qual ela sofre uma grande compressão (cerca de 30% do seu volume proporcional) de forma brusca sem alterar a pressão incidente. Essa diminuição rápida de volume é atribuída ao colapso das esferas de vidro que ocupam seu interior quando um certo valor crítico de pressão é atingido. A terceira é a fase de densificação, na qual a deformação aumenta de forma não linear com a pressão hidrostática (LIU *et al.*, 2016). O princípio de funcionamento desse método de mitigação é liberar espaço no anular através da compressão da espuma, permitindo que o fluido aprisionado possa se expandir quando aquecido.

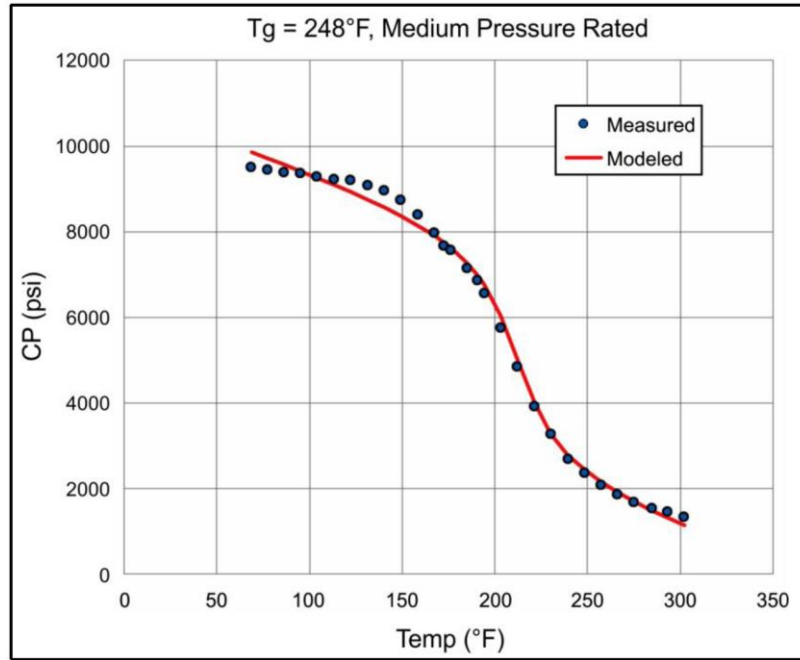
Figura 14 – Resposta da espuma sintética colapsável ao aumento de pressão



Fonte: Sathuvalli *et al.* (2005).

Através da manipulação das propriedades da espuma, como o material utilizado na matriz, a espessura das esferas, o comprimento ocupado no anular, a profundidade de instalação, é possível configurá-la para atender os mais diversos cenários. Segundo Hu *et al.* (2018), as microesferas fornecem a maior parte da resistência a cargas hidrostática do material, porém apresentam comportamento errático quando não estão reforçadas pela resina, pois possuem falhas geométricas devido à flambagem elástica. Portanto, a pressão de colapso da espuma depende fortemente tanto da compressibilidade da matriz de resina e quanto da resistência das micro esferas ao colapso. Além disso, a pressão necessária para causar o colapso das espumas também sofre influência da temperatura, como mostra a Fig. 15.

Figura 15 – Variação da pressão de colapso da espuma sintética em relação a temperatura



Fonte: Liu *et al.* (2016).

Para o cálculo da variação de volume da espuma foram utilizados dois métodos distintos. O primeiro, mais simplificado, considera que, quando o valor da pressão do anular em uma certa cota z ultrapassa a pressão de colapso da espuma para uma dada temperatura, a mesma sofre uma compressão abrupta correspondente apenas à fase de platô, sem considerar a compressão relativa às outras fases. O segundo método, mais complexo, abrange a compressão da espuma em todas as fases apresentadas na Fig. 14, porém trata as curvas como sendo retas de inclinação igual a compressibilidade da espuma. Além disso, inclui nos seus cálculos o efeito da dilatação térmica da espuma provocado pelo seu aquecimento. Portanto, o cálculo da variação de volume proporcional da espuma é dado pela Eq. 18 (LIU *et al.*, 2016).

$$\frac{\Delta V}{V} (\%) = \begin{cases} -S_1 - \alpha_T \cdot (T_2 - T_1) + P_2 \cdot c_e(T_2), & P_2 < CP(T_2) \\ S_c - S_1 - \alpha_T \cdot (T_2 - T_1) + (P_2 - CP(T_2)) \cdot c_d \cdot (T_2), & P_2 \geq CP(T_2) \end{cases} \quad (18)$$

onde S_c é a deformação volumétrica após o colapso da espuma, S_1 é a deformação volumétrica na condição inicial, α_T é o coeficiente de expansão térmico, T_2 e T_1 são as temperaturas na condição final e inicial, respectivamente, P_2 é a pressão na condição final, $CP(T_2)$ é a pressão de colapso da espuma correspondente à temperatura final, $c_e(T_2)$ e $c_d(T_2)$ são as compressibilidades na fase elástica e de densificação, respectivamente. Segundo Liu *et al.*

(2016) a compressibilidade na fase de densificação é em média seis vezes maior que na fase elástica.

Para acoplar o efeito de mitigação da espuma sintética colapsável na modelagem do APB descrita na seção 2.3, apenas é necessário incluir a variação de volume sofrida por ela na Eq. 16, formando a Eq. 19:

$$[\Delta V_{fl}] = [\Lambda][\Delta P] + [\eta][\Delta T] + [\Delta V_{espuma}] \quad (19)$$

onde ΔV_{espuma} corresponde à variação total de espuma em cada anular.

3. RESULTADOS

Nesse capítulo, alguns cenários serão simulados com dois objetivos principais: verificar se a implementação das diferentes etapas da rotina computacional ocorreu de forma correta, obtendo resultados semelhantes com os disponíveis na literatura, e analisar o comportamento físico dos fenômenos em diversos aspectos.

É importante ressaltar que alguns cenários documentados na literatura, apesar de muito interessantes, dificilmente podem ser replicados com exatidão, pois vários parâmetros importantes para a simulação são omitidos na publicação dos trabalhos.

3.1. Cenário 1 – Poço com perfil de temperatura pré-definido (Perez, 2015)

Como a parte térmica possui um papel fundamental no fenômeno APB, considerou-se interessante selecionar um cenário que possuísse os perfis de temperatura do poço pré-definidos para serem utilizados como dados de entrada, assim evitando que erros dessa etapa afetem o resultado final de APB.

O caso apresentado por Perez (2015) consiste em um poço *offshore* com lâmina d'água de 1800 m, profundidade total de 5400 m, três anulares preenchidos por um único fluido de base sintética e produzindo petróleo a uma taxa de 5000 barris por dia. Mais informações sobre a geometria do poço estão disponíveis na Tabela 3.

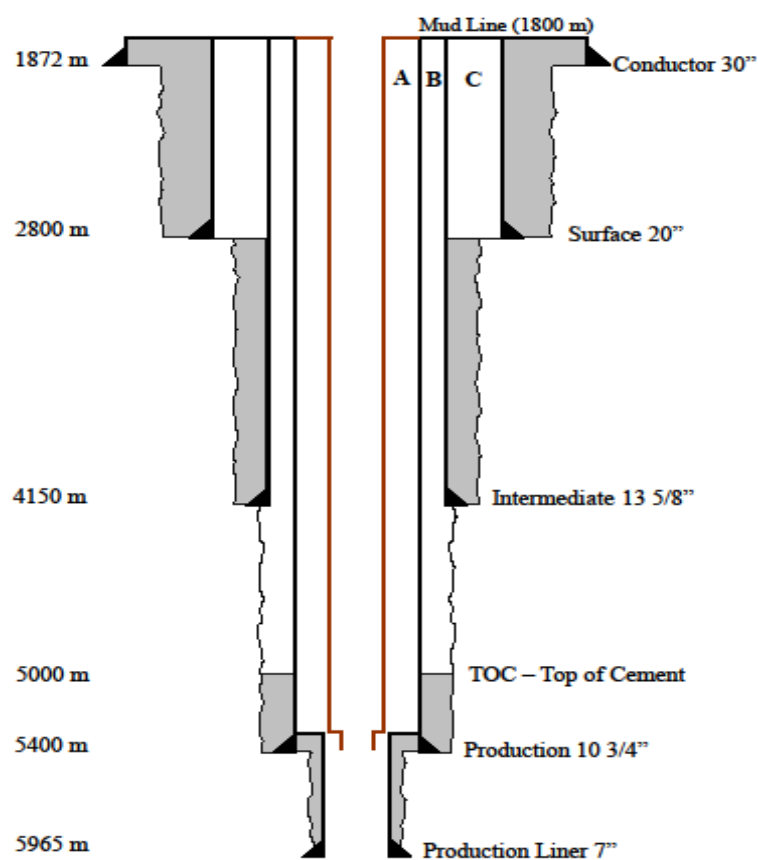
Tabela 3 – Configuração dos revestimentos e da coluna de produção do poço - Cenário 1

Seção	Nome	Tipo	OD [pol]	Suspensor [m]	TOC [m]	Base [m]	Diâmetro do Poço [pol]
1	Condutor	Revestimento	30	1800	1800	1872	36
2	Superfície	Revestimento	20	1800	1800	2800	26
3	Intermediário	Revestimento	13,625	1800	2800	4150	17,5
4	Produção	Revestimento	10,75	1800	5000	5400	14,75
5	Produção	<i>Liner</i>	7,0	5300	5400	5965	8,5
6	Produção	<i>Tubing</i>	6,625	1800	-	5400	-

Fonte: Perez (2015) - Adaptado.

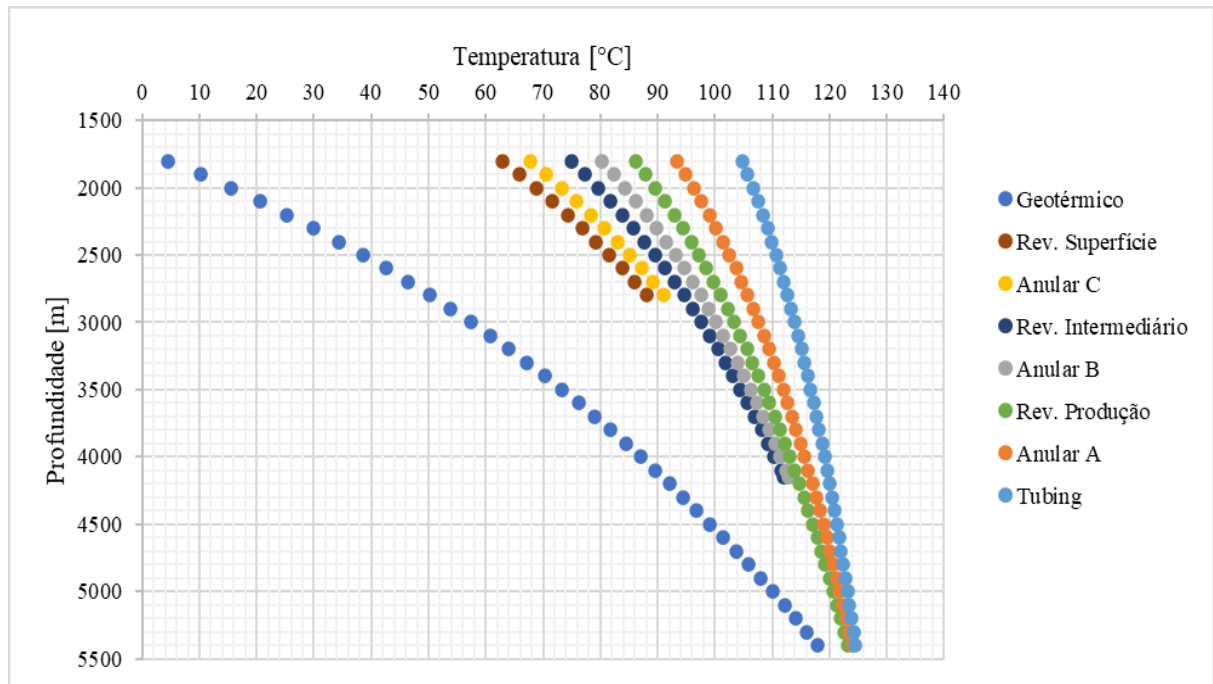
A Fig. 16 ilustra o esquema de poço utilizado no terceiro cenário e a Fig. 17 fornece os perfis térmicos usados como dado de entrada na simulação do APB.

Figura 16 – Geometria do poço utilizado no cenário 1



Fonte: Perez (2015).

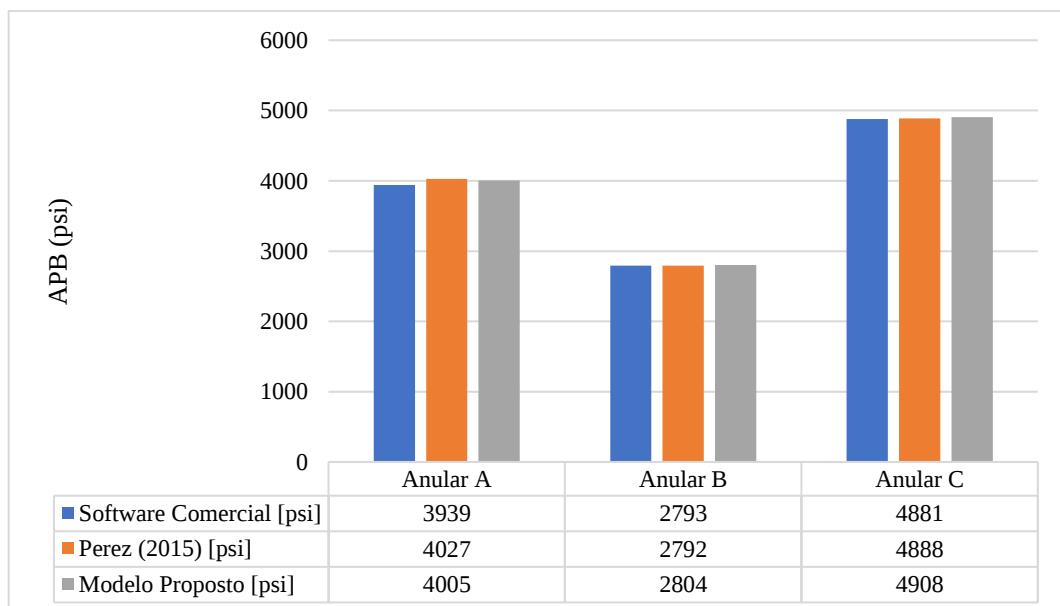
Figura 17 – Perfis de temperatura do poço utilizados no cenário 3



Fonte: Perez (2015).

A Tabela 4 mostra os resultados de aumento de pressão no anular obtidos a partir do modelo proposto, do modelo apresentado por Perez (2015), e do software comercial usado pelo autor.

Tabela 4 – Resultado da simulação do APB

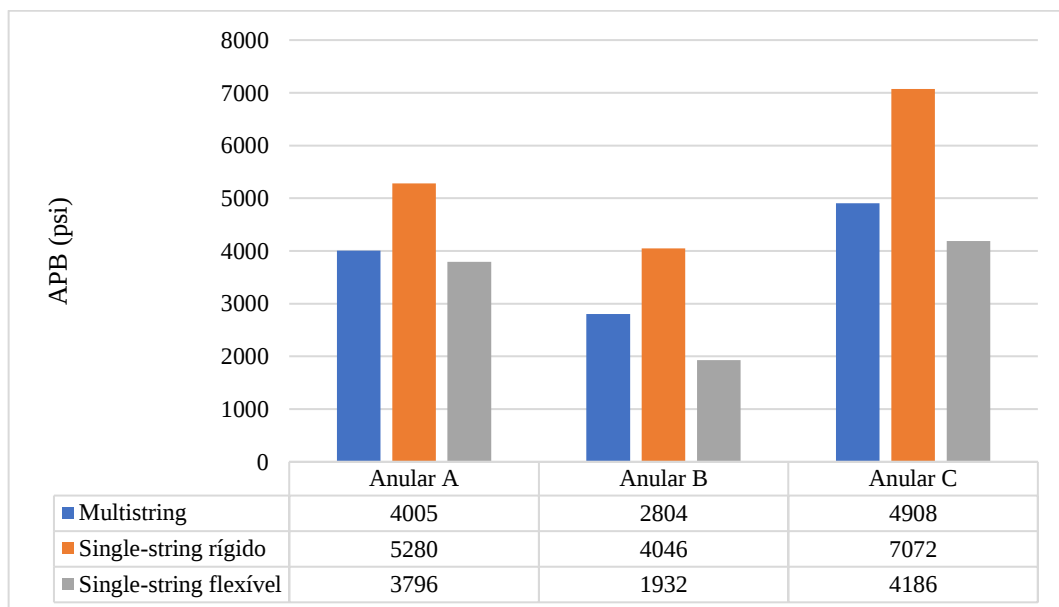


Fonte: Autor.

O modelo proposto gerou resultados satisfatórios para a simulação, com um erro percentual médio de 0,87% em relação ao software comercial. Em comparação, o erro percentual médio entre o modelo de Perez e o software comercial foi de 0,80%. Portanto, pode-se afirmar que a implementação do modelo para cálculo do APB foi adequada. Também é possível notar os altos valores de pressão obtidos na simulação do poço *offshore*, com destaque para o anular C, que ficou próximo da marca de 5000 psi.

Ainda no mesmo cenário, foram feitas duas novas simulações, porém agora utilizando a metodologia *single-string*: a primeira considerando o anular rígido e a segunda considerando o anular flexível. O propósito dessa análise é comparar o efeito da metodologia de interação entre revestimentos e anulares nos resultados do APB (Tabela 5).

Tabela 5 – Resultado da simulação do APB *single-string* e *multistring*



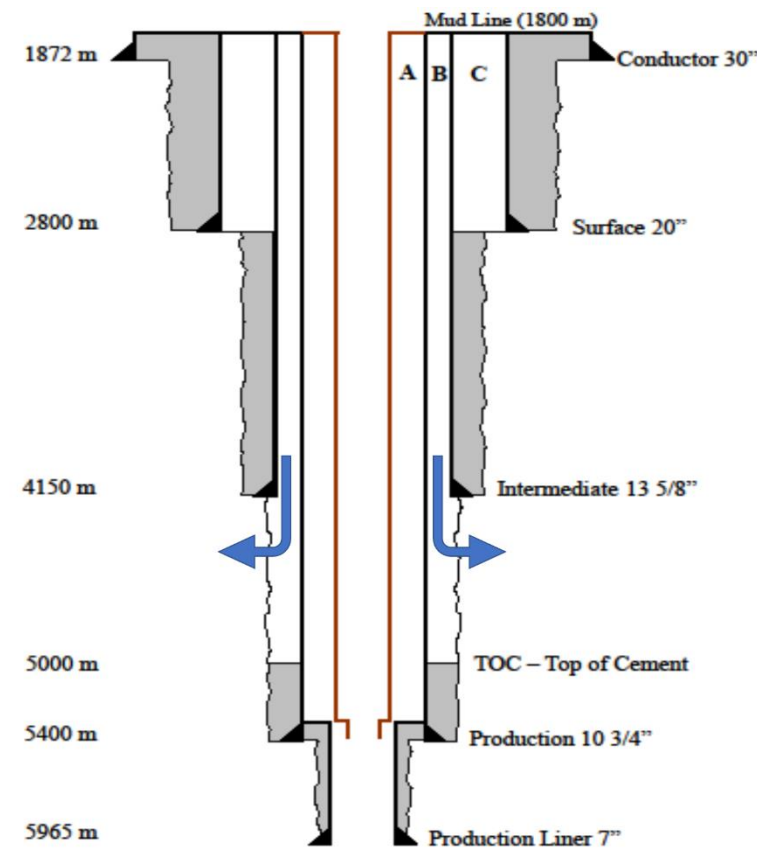
Fonte: Autor.

Os valores de APB da análise *single-string* rígida e da *single-string* flexível foram em média, respectivamente, 40,1% mais altos e 17,0% mais baixos que os da análise *multistring*. No caso do anular rígido, a estrutura não cede nenhum espaço adicional para o fluido se expandir, fazendo com que o APB seja mais elevado que o real. Já no caso flexível, o anular pode se expandir muito mais facilmente sem a presença da pressão do anular adjacente ao seu redor. Isso demonstra que a utilização da metodologia *single-string*, na qual despreza os efeitos de interação entre os revestimentos e anulares adjacentes, pode gerar resultados que não são condizentes com a realidade, corroborando o que é dito por Halal e Mitchell (1994).

3.2.Cenário 2 – Poço com a ocorrência de *Leakoff*

No segundo cenário, a mesma geometria e perfis de temperatura do poço anterior foram utilizados, porém foi considerado a ocorrência do fenômeno de *Leakoff* na região de contato entre o anular B e a formação rochosa. Como apenas essa sapata de revestimento está aberta (não cimentada), a ocorrência de efluxo para a formação está limitada apenas ao anular B. A representação gráfica do fenômeno de *leakoff* pode ser vista na Fig. 18.

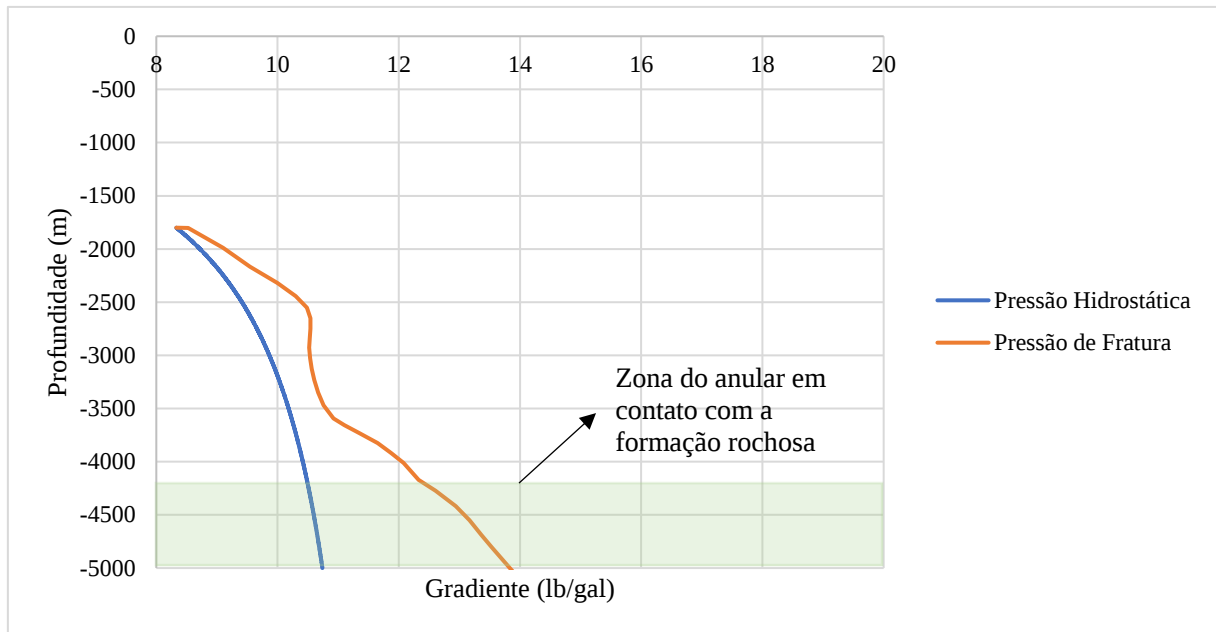
Figura 18 – Representação gráfica do poço e do fenômeno de *leakoff*



Fonte: Perez (2015) - Adaptado.

Foi atribuído um gradiente de pressão de fratura hipotético para a formação rochosa, que é representado graficamente na Fig. 19.

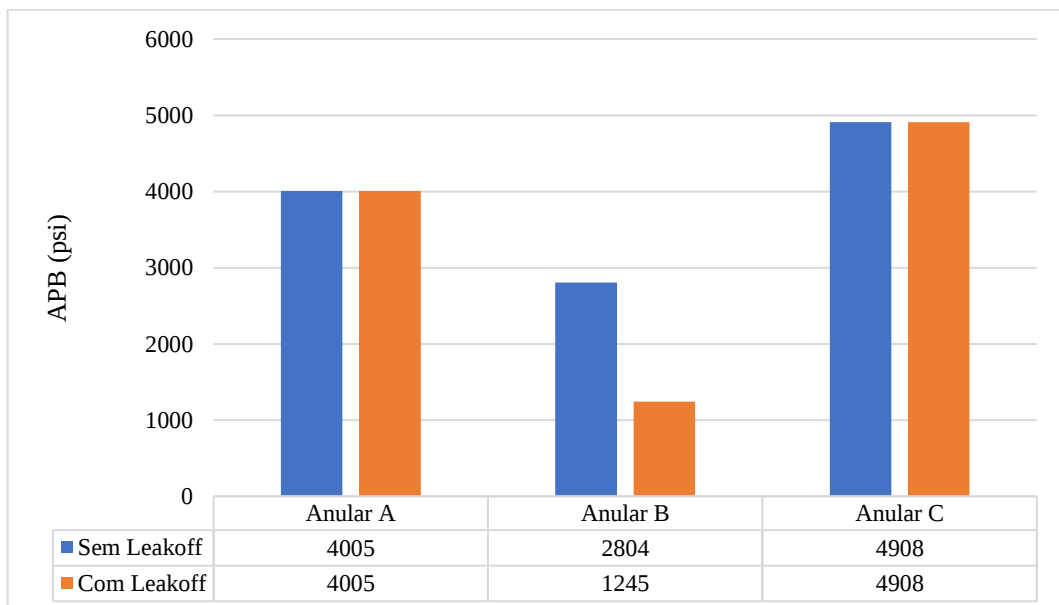
Figura 19 – Gradiente de pressão ao longo do poço



Fonte: Autor

A Tabela 6 apresenta a comparação entre os resultados de APB obtidos pela simulação considerando e não considerando a ocorrência de *leakoff*.

Tabela 6 – Resultado da simulação do APB com e sem *leakoff*



Fonte: Autor.

Com a ocorrência do *leakoff*, o valor máximo de pressão atingido no anular B foi de apenas 1245 psi, ou seja, houve uma diminuição de 55,6% em relação ao APB sem alívio de

fluido para a formação. Esse valor corresponde à pressão máxima que o anular B será submetido antes que ocorra o *leakoff* e a pressão caia exponencialmente ao longo do tempo. Portanto, é importante calculá-lo para verificar se os revestimentos são capazes de suportar as cargas antes que ocorra o *leakoff*. Caso a formação rochosa possua um gradiente de fratura alto, é possível que os revestimentos sofram danos antes mesmo que o fluido seja extravasado.

Além dos dados de aumento de pressão, a simulação fornece o ponto em que é mais provável que ocorra a fratura da formação. No caso analisado, a fratura ocorreu em 4150 m de profundidade, sendo essa a menor profundidade em que o anular entre em contato com a formação. Ao analisar a Fig. 19, é possível perceber que essa cota é onde as curvas do gradiente de pressão hidrostática do fluido e do gradiente de pressão de fratura são mais próximas dentro da zona de interesse. Portanto, quando o APB ocorrer, a curva de pressão hidrostática será deslocada para a direita até atingir a curva de pressão de fratura, que, dentro da zona de interesse, ocorre justamente na profundidade 4150 m.

Se o anular estiver preenchido por apenas um fluido e a litologia se manter constante, é comum que a fratura ocorra na menor profundidade em que o anular entra em contato com a formação, pois as camadas de rocha tendem a ser mais consolidadas conforme a profundidade aumenta. Entretanto, em zonas de estratificação complexa, é possível que a curva do gradiente de fratura sofra alterações significativas ao longo da profundidade, como ocorreu de 2500 a 3600 m na Fig. 19.

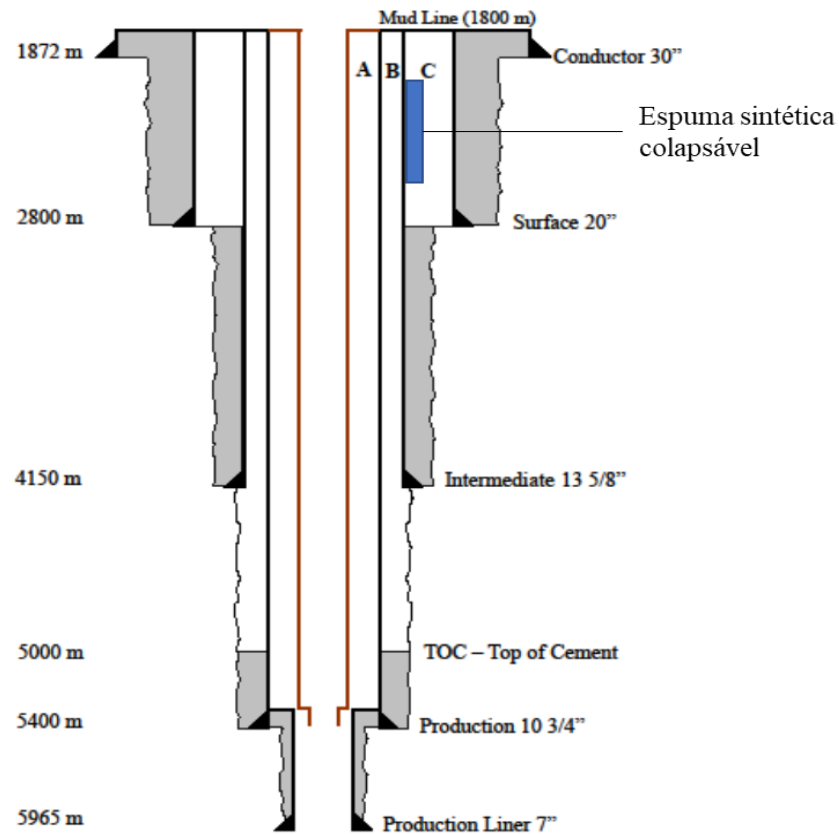
3.3. Cenário 3 – Poço com a presença de espuma sintética colapsável

A espuma sintética colapsável é um ótimo método de mitigação e é usada há décadas na indústria petrolífera. Entretanto, os trabalhos que fornecem dados suficientes para que seja possível reproduzir os resultados alcançados são escassos. Portanto, optou-se por implementar a espuma sintética colapsável em um cenário qualquer que originalmente não possui esse método de mitigação com o intuito de avaliar como a tecnologia funciona, sua influência no resultado final de APB e como variações em suas propriedades afetam seu comportamento.

Como o cenário 1 apresentou bons resultados na simulação do APB, o mesmo poço e os mesmos perfis de temperatura serão utilizados nesse caso, porém agora com a adição de espuma sintética colapsável. A espuma foi instalada no anular C, entre 2620 e 2700 m, ocupando 50% da espessura do anular no local de instalação. Essa quantidade de espuma foi escolhida inicialmente, pois está dentro do valor recomendado (2-8% do comprimento

longitudinal do anular) (DONG e CHEN, 2017). O limite da deformação volumétrica dessa espuma na fase elástica, na fase de platô e na fase de densificação são, respectivamente, 2,5%, 34% e 44%. Após atingir o último limite, ela não sofre mais deformação. Lembrando que as espumas não podem possuir uma espessura que impeça a limpeza e circulação do anular. A Fig. 20 é uma representação gráfica do poço com a presença de espuma.

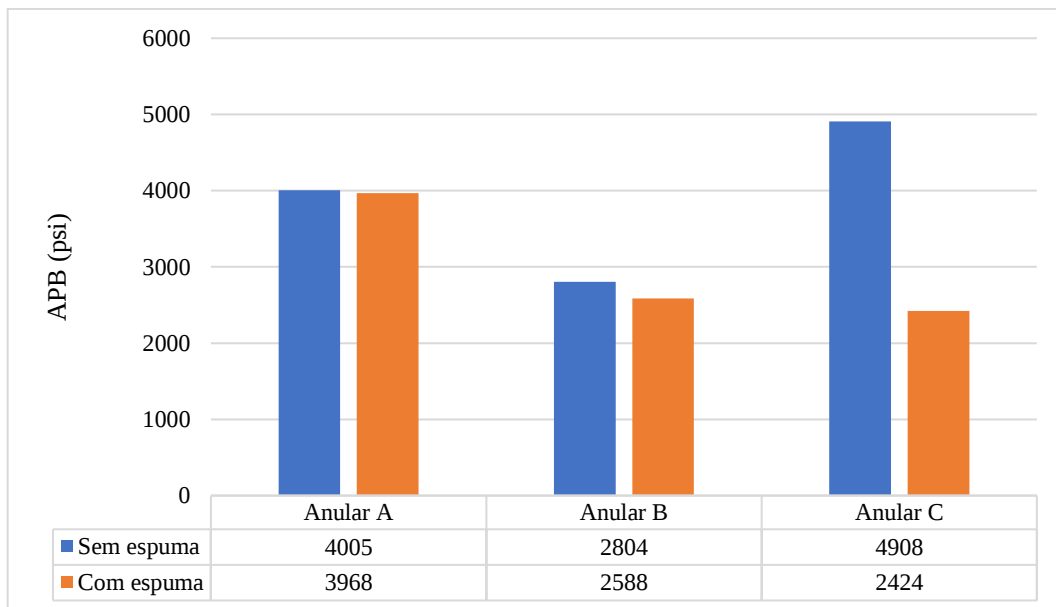
Figura 20 – Representação gráfica do poço com a presença de espuma (fora de escala)



Fonte: Perez (2015) - Adaptado.

A Tabela 7 compara os resultados obtidos na simulação utilizando e não utilizando espuma no anular C.

Tabela 7 – Resultado da simulação do APB com espuma entre 2600 e 2700 m

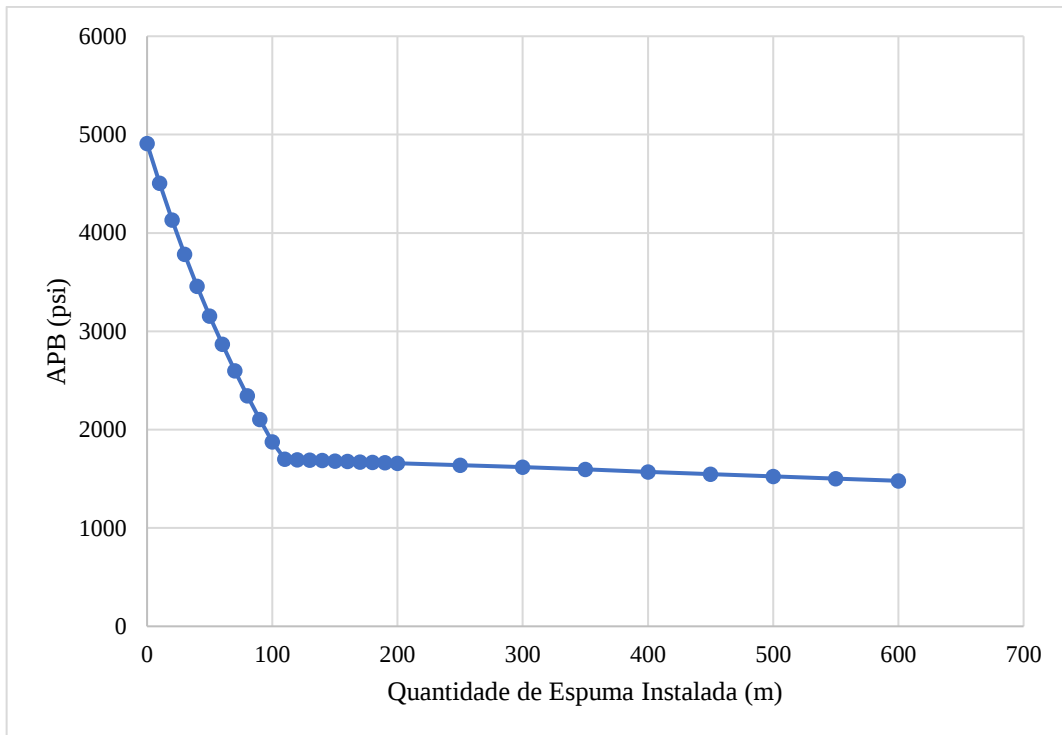


Fonte: Autor.

O APB sofreu uma redução de 50,6% do seu valor no anular C pela utilização de espuma sintética colapsável. Também é possível notar uma leve redução no APB do anular A e B decorrente da resposta estrutural à diminuição de pressão do anular adjacente. Nesse caso, a espuma sofreu colapso de 100% dos módulos instalados, sendo possível afirmar que ela utilizou toda sua capacidade de mitigação.

Como todos os módulos de espuma sofreram colapso nessa simulação, foi proposto um novo estudo de caso, onde será feita uma análise de sensibilidade para avaliar como a quantidade de espuma instalada influencia na mitigação do aumento de pressão. A Fig. 21 apresenta o resultado de APB no anular C para diferentes quantidades de espuma colapsável instalada.

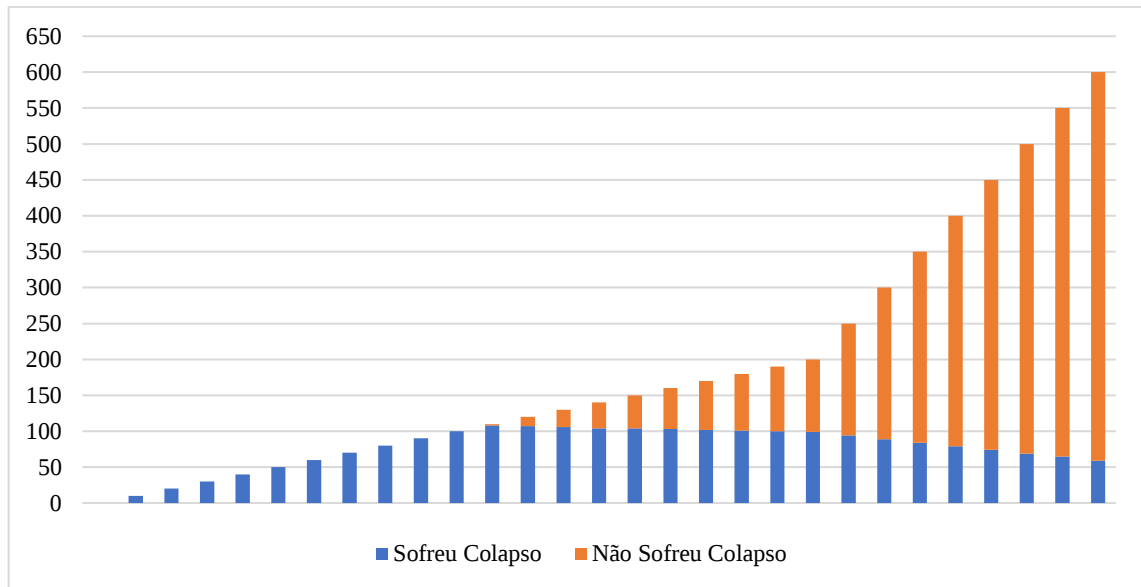
Figura 21 – Resultado da simulação do APB variando a quantidade de espuma colapsável



Fonte: Autor.

É possível observar que o APB diminuiu expressivamente e praticamente de forma linear com o aumento da quantidade de espuma instalada no intervalo de 0 a 110 m. Porém, a partir de 110 m, a redução de pressão provocada pela utilização de uma maior quantidade de espuma foi muito menor. Para entender esse comportamento é preciso analisar quanto dessas espumas estão sendo de fato colapsadas, ou seja, estão atuando de forma significativa para mitigar o efeito do APB. A comparação entre a quantidade de espuma instalada e colapsada é feita na Fig. 22.

Figura 22 – Comparação entre a quantidade de espuma instalada e colapsada



Fonte: Autor.

A Fig. 22 mostra que quase todos os módulos de espuma que foram instalados até 110 m sofreram colapso. Portanto, é possível afirmar que essa quantidade de espuma é suficiente para conter o APB até que as temperaturas sejam estabilizadas. Dessa forma, o APB foi reduzido a tal ponto que a pressão total (pressão hidrostática + APB) não é mais suficiente para colapsar os módulos de espuma restantes.

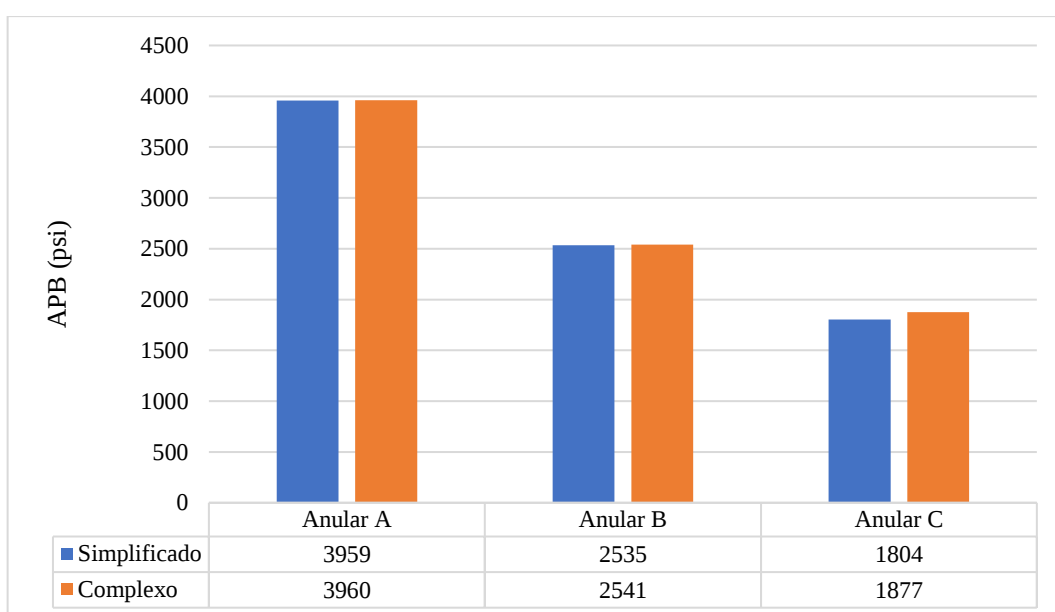
Ainda é possível notar que a pressão sofre um leve declínio conforme a quantidade de espuma instalada aumenta. Isso pode ser explicado, pois mesmo que boa parte da espuma não sofra colapso, ela ainda é comprimida na sua fase linear, liberando um pouco de espaço para que o fluido se expanda e sua pressão seja reduzida. Esse comportamento também justifica a redução do número de módulos de espuma que são colapsados conforme a quantidade instalada aumenta, pois a redução do APB decorrente da compressão da espuma na fase linear faz com que a pressão de ativação dessas espumas não seja atingida.

Logo, ao projetar esse método de mitigação, é importante considerar a quantidade de espuma instalada, pois é possível que parte dela não esteja sendo utilizada e, consequentemente, o custo da operação esteja sendo elevado desnecessariamente. Os simuladores são de grande valia nesse tipo de situação, pois através deles é possível compreender com clareza o comportamento da espuma ainda na fase de projeto e testar diferentes configurações.

Para o caso simulado, a quantidade de espuma ótima, que gerou a melhor resposta de redução de pressão utilizando a menor quantidade de material, foi cerca de 110 m.

No capítulo 2.4.5 foi explicado que existe um método simplificado para modelar o comportamento da espuma sintética, no qual considera apenas a redução de volume decorrente do seu colapso, desprezando a compressão na fase linear e de densificação, além da expansão térmica. No próximo caso, as duas metodologias serão simuladas lado a lado com o objetivo de avaliar se a simplificação é razoável (Tabela 8).

Tabela 8 – Comparação entre a metodologia simplificada e complexa de modelagem da espuma



Fonte: Autor.

A diferença máxima entre as duas metodologias foi cerca de 4%. Visto que a implementação simplificada é consideravelmente mais fácil e ágil, então pode-se dizer que a simplificação é adequada e pode ser interessante em alguns casos. Isso também demonstra o quão predominante é a redução de APB decorrente do colapso da espuma sintética.

4. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou a implementação de uma metodologia para cálculo do aumento de pressão em poços de petróleo e gás que possui embutido dois métodos de mitigação baseados na utilização de espuma sintética colapsável e na cimentação parcial do anular.

Isolando as incertezas com relação à parte térmica por meio da utilização de perfis de temperatura pré-definidos, foi possível verificar o modelo APB. Por sua vez, esse se comportou de forma adequada e apresentou resultados muito semelhantes aos disponíveis na literatura. Portanto, de acordo com os resultados obtidos, é possível afirmar que o modelo APB foi verificado com sucesso.

Os resultados das simulações mostraram que poços *offshore* são capazes de produzir elevados valores de incremento de pressão no anular, obtendo valores maiores que 5000 psi de pressão. Valores tão altos de APB impõe sérios riscos à estrutura do poço, podendo causar acidentes se medidas mediadoras não forem tomadas.

Além disso, foi possível averiguar a importância de considerar os anulares e revestimentos como um sistema acoplado através da metodologia *multistring*. Essa metodologia leva em conta a flexibilidade das estruturas do poço e a influência da pressão dos anulares adjacentes, sendo esse balanço essencial para obter um resultado equilibrado de APB.

Diversos métodos de mitigação foram apresentados ao longo do trabalho, explicando de forma sucinta de que forma agem para conter o avanço do APB e quais suas vantagens e desvantagens. Infelizmente não foi possível modelar e implementar variadas técnicas de mitigação à rotina computacional proposta, porém a utilização de espumas sintéticas colapsáveis e a cimentação parcial do anular se mostraram muito interessantes e efetivas em reduzir o APB para níveis aceitáveis, ou seja, valores que não vão causar danos a estrutura do poço. Todavia, também foi demonstrado que é necessário planejar cuidadosamente a utilização dessas técnicas para que elas funcionem da forma esperada e não gerem custos desnecessários ao projeto.

4.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

- Desenvolvimento do modelo térmico e eliminação de suas simplificações;
- Modelagem e implementação de outros métodos de mitigação;
- Implementação da modelagem transiente do efeito de *leakoff*;
- Verificação do modelo de espumas sintéticas colapsáveis;
- Cálculo da resistência mecânica ao colapso dos tubos de revestimento, sendo possível avaliar a necessidade do uso de métodos de mitigação.

REFERÊNCIAS

ALCOFRA, Elisa Lage Modesto. **Aumento de Pressão de Fluido Confinado no Anular de poços de Petróleo**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ: PUC-Rio, 2014.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de Janeiro de 2022. Rio de Janeiro: ANP, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/2021-01-boletim.pdf>. Acessado em: 14 jan. 2021.

BRADFORD, D. W. *et al.* Marlin failure analysis and redesign: part 1-description of failure. **SPE Drilling & Completion**, v. 19, n. 02, p. 104-111, 2004.

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

ELLIS, R.C., FRITCHIE, D.G., GIBSON, D.H., GOSCH, S.W., and P.D. PATTILLO. "Marlin Failure Analysis and Redesign: Part 2 - Redesign." **SPE Drill & Compl** 19 (2004): 112–119.

FERREIRA, Marcus Vinicius D. *et al.* Thermal analysis of vacuum insulated tubing (VIT) for offshore oil wells. In: **15th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. Belém, PA, Brazil**. 2014.

HAFEMANN, Thomas Eduardt *et al.* Modelagem do escoamento multifásico e transferência de calor em poços do pré-sal a estimativa do APB (Annular Pressure Buildup). 2015.

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

HU, Zhiqiang *et al.* Research and development of compressible foam for pressure management in casing annulus of deepwater wells. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 166, p. 546-560, 2018.

LIU, Zhengchun *et al.* Modeling and simulation of annular pressure buildup APB management using syntactic foam in HP/HT deepwater wells. In: **SPE Deepwater Drilling and Completions Conference**. OnePetro, 2016.

LEACH, C. P.; ADAMS, A. J. A new method for the relief of annular heat-up pressures. In: **SPE Production Operations Symposium**. OnePetro, 1993.

MILLER, Richard A. *et al.* Advancements in annular-pressure-buildup mitigation for thunder horse wells. **SPE Drilling & Completion**, v. 33, n. 02, p. 165-173, 2018.

OUDEMAN, Pieter; BACARREZA, L. J. Field trial results of annular pressure behavior in a high-pressure/high-temperature well. **SPE Drilling & Completion**, v. 10, n. 02, p. 84-88, 1995.

OUDEMAN, P.; KEREM, M. Transient behavior of annular pressure build-up in HP/HT wells. In: **Abu Dhabi International Conference and Exhibition**. OnePetro, 2004.

PEREZ, Hernan Eduardo Eisenhardt. **Efeito da fluência do sal no crescimento de pressão em anular confinado de poços de pré-sal**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ: PUC-Rio, 2015.

RAMEY, H. Jr. Wellbore heat transmission. **Journal of petroleum Technology**, v. 14, n. 04, p. 427-435, 1962.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento**, 2.ed. Rio de Janeiro: Interciência - Petrobras, 2009.

SANTOS, Tatiane de Gois. **Estudo, desenvolvimento e aplicação de modelagens para o cálculo do aumento de pressão anular (APB) em poços**. 2017. Dissertação de Mestrado (mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, 2017.

SATHUVALLI, U. B. *et al.* Development of a screening system to identify deepwater wells at risk for annular pressure build-up. In: **SPE/IADC Drilling Conference**. Society of Petroleum Engineers, 2005.

SATHUVALLI, Udaya B. *et al.* Design and performance of annular-pressure-buildup mitigation techniques. **SPE Drilling & Completion**, v. 32, n. 03, p. 168-183, 2017.

VASCONCELOS, Themisson dos Santos. **Modelagem termomecânica do crescimento de pressão em anulares confinados em poços de petróleo na presença de evaporitos**. 2019. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Alagoas, 2019.

ZAMORA, Mario *et al.* Study on the volumetric behavior of base oils, brines, and drilling fluids under extreme temperatures and pressures. **SPE Drilling & Completion**, v. 28, n. 03, p. 278-288, 2013.

ZHANG, Bo *et al.* Trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells: A review of prediction approaches, risk assessment and mitigation strategies. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 172, p. 70-82, 2019.