

**Thomas Eduardt Hafemann**

**Modelagem do escoamento multifásico e transferência de calor em poços do pré-sal para a estimativa do APB (*Annular Pressure Buildup*)**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador:

Prof. Jader Riso Barbosa Jr., Ph.D.

Coorientador:

Prof. Alexandre Kupka da Silva., Ph.D.

**Florianópolis, SC  
2015**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Hafemann, Thomas Eduardt

Modelagem do escoamento multifásico e transferência de calor em poços do pré-sal para a estimativa do APB (Annular Pressure Buildup) / Thomas Eduardt Hafemann ; orientador, Jader Riso Barbosa jr. ; coorientador, Alexandre Kupka da Silva. - Florianópolis, SC, 2015.

147 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Inclui referências

1. Engenharia Mecânica. 2. escoamento multifásico. 3. transferência de calor em poços. 4. aumento de pressão do anular. I. Barbosa jr., Jader Riso . II. da Silva, Alexandre Kupka. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. IV. Título.

**Thomas Eduardt Hafemann**

**Modelagem do escoamento multifásico e transferência de calor em poços do pré-sal para a estimativa do APB (Annular pressure Buildup).**

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 7 de maio de 2015.

---

Prof. Jader Riso Barbosa Jr., Ph.D. – Orientador

---

Prof. Alexandre Kupka da Silva., Ph.D. – Coorientador

---

Prof. Armando Albertazzi Gonçalves Jr., Dr.Eng.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Jader Riso Barbosa Jr., Ph.D. (Presidente)

---

Prof<sup>a</sup>. Angela Ourivio Nieckele, Ph.D.

---

Prof. César José Deschamps, Ph.D.

---

Prof. Paulo de Tarso Genro Rocha Mendonça, Ph.D.

---

Prof. Alexandre Kupka da Silva, Ph.D.



## AGRADECIMENTOS

Aos professores Jader Riso Barbosa Jr. e Alexandre Kupka da Silva, pelo acolhimento como aluno, além da orientação e discussões que auxiliaram no desenvolvimento deste trabalho;

Aos membros da Banca examinadora, pelo seu tempo e gentileza em avaliar este trabalho;

Aos colegas do POLO, pela amizade e conhecimentos compartilhados, ao longo deste trabalho e das disciplinas cursadas, com destaque para Marcus Vinícius Duarte Ferreira, pelo auxílio na obtenção de dados com a PETROBRAS e o acompanhamento deste trabalho;

À equipe da PETROBRAS que forneceu os dados necessários para a realização das simulações e validações sem as quais este trabalho estaria incompleto;

À equipe do *Multiflash*, pelo auxílio com o software e licenças, que possibilitaram o uso desta ferramenta até o final do trabalho;

À CAPES, PETROBRAS e POSMEC pelo auxílio financeiro e suporte à pesquisa e educação;

À minha namorada, Bárbara, e à minha família, pelo amor, incentivo, apoio e motivação no desenvolvimento deste trabalho.



“A coisa mais bela que o homem pode experimentar é o mistério. É essa emoção fundamental que está na raiz de toda ciência e toda arte.”

*(Albert Einstein)*





## RESUMO

Com a exploração de poços de óleo e gás em alto mar com reservatórios de alta pressão e altas temperaturas, os problemas associados com a transferência de calor tem se tornado de maior relevância. Os novos cenários de produção apresentam com frequência desafios relacionados à garantia do escoamento, perfuração, completção e acondicionamento do poço. O hidrocarboneto a altas temperaturas escoo pelo tubo de produção aquecendo toda a região adjacente. Como consequência do gradiente de temperatura radial observado, a pressão do fluido confinado nos anulares formados pela geometria do poço aumenta, levando ao cenário de falha do poço conhecido como *Annular Pressure Build-up* (APB). Este trabalho utiliza modelos de escoamento bifásico e transferência de calor para simular um poço de produção típico da região do pré-sal, e avaliar a transferência de calor e o aumento de pressão no anular. São utilizados modelos de escoamento de fases separadas e de padrões de escoamento para a solução do escoamento no interior do tubo de produção. As propriedades termodinâmicas e de transporte da mistura de hidrocarbonetos são calculadas utilizando o *software Multiflash*, em conjunto com as equações da conservação da quantidade de movimento e energia integradas através do método de Runge-Kutta de quarta ordem utilizando o *software Matlab* para determinar as frações de vazio pressão e temperatura locais. Um modelo de resistências térmicas é utilizado para resolver a transferência de calor na direção radial do poço, considerando as diversas camadas formadas pelo tubo de produção, revestimentos, camadas de cimento e as regiões anulares associadas. Condições de contorno são definidas com o gradiente geotérmico da formação rochosa e dados de temperatura e pressão na entrada do tubo de produção no fundo do poço. A formação rochosa adjacente ao poço é modelada de forma transiente através da simplificação da equação da difusão de forma a englobar o efeito de aquecimento do poço com o tempo de produção. Uma estimativa do aumento de pressão do anular é feita através da expansão do fluido confinado no anular, associado com um modelo estrutural de deformação das paredes do anular. Os resultados foram validados com dados experimentais de pressão e temperatura na cabeça do poço e no sensor de fundo de poço (PDG). Uma análise de possíveis causas e métodos de controle do APB foi feita.

**Palavras-chave:** *escoamento multifásico, transferência de calor em poços, aumento de pressão do anular*



## ABSTRACT

*Heat transfer issues in offshore wells have become more relevant in recent years with the exploration of high-pressure, high-temperature reservoirs. New production scenarios often present challenges related to flow assurance, well drilling, completion and workover. When the high-temperature reservoir fluid flows through the tubing string toward the wellhead, the entire borehole is heated. As a result of the radial temperature gradients, the fluid pressure in the sealed annular space between tubes increases, posing a well integrity failure scenario known as annular pressure build up (APB). This work addresses the use of two-phase flow and heat transfer models to simulate a typical pre-salt oil well, and evaluate the heat transfer and the annular pressure build up. Separate two-phase models and a flow-pattern-based model were used to solve the hydrocarbon fluid flow. The thermodynamic and transport properties of the hydrocarbon mixture were calculated using the Multiflash™ package and were solved together with the momentum and energy equations using the 4<sup>th</sup> order Runge-Kutta algorithm available in Matlab to determine the local vapor mass fraction and the equilibrium temperature. A thermal resistance network was used to model the heat transfer in the radial direction in the concentric multistring well geometry composed by the tubing, casing, cemented layers and associate annular regions. Boundary conditions were defined based on the geothermal gradient, the hydrocarbon flow rate and pressure at the bottomhole. The adjacent rock formation was modelled using a pseudo steady state approximation of the diffusion equation, considering the well heating along the production time. An estimate of the annular pressure build up was made considering the annular trapped fluid expansion coupled with a structural wall deformation model. Results were validated with pressure and temperature experimental data at the wellhead and permanent downhole gauge (PDG). An analysis of APB possible causes and control methods was made.*

**Keywords:** *multiphase flow model, wellbore heat transfer, annular pressure buildup*



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de coluna de produção (Ferreira et al., 2012).....	28
Figura 2. Tubos de revestimento após ocorrência do colapso por APB (Pattillo et al., 2004).....	29
Figura 3. Padrões de escoamento vertical ascendente a) <i>bubbly</i> , b) <i>slug</i> , c) <i>churn</i> e d) <i>annular</i> , Wallis (1969). ....	34
Figura 4. Modelo de camadas com resistências diferentes observado em uma coluna de produção com anular único. ....	36
Figura 5. Célula unitária do padrão <i>slug</i> . ....	50
Figura 6. Balanço de conservação de massa e quantidade de movimento.(Barbosa e Hewitt 2006).....	59
Figura 7. Associação de resistências para geometria de poço simplificada. ....	66
Figura 8. Vista em corte de cilindro composto delimitado por a) anulares b) anular e formação.....	75
Figura 9. Geometria e mapa litográfico do poço simulado. ....	77
Figura 10. Dados de pressão e temperatura do fluido escoando bo PDG e na ANM ao longo do tempo referentes ao teste de produção. ....	81
Figura 11. Distribuição de pressão e temperatura calculada através do modelo Hagedorn e Brown (1965) para o instante inicial, 1, 2, 5 e 10 dias de produção. ....	82
Figura 12. Distribuição de pressão e temperatura calculada através do modelo de Chexal-Lellouche-Friedel para o instante inicial, 1, 2, 5 e 10 dias de produção.....	83
Figura 13. Distribuição de pressão e temperatura calculada através do modelo GRAMP2. ....	84
Figura 14. Distribuição das frações de líquido ao longo do poço para os modelos de escoamento de Hagedorn e Brown (HB), Chexal-Lellouche (CL) e GRAMP2 (G2) em função do tempo de produção.....	86
Figura 15. Variações de pressão e temperatura na árvore de natal molhada (ANM) calculadas a partir do modelo GRAMP2 para baixos tempos de produção.....	87
Figura 16. Variações de pressão e temperatura na ANM, calculadas a partir do modelo GRAMP2 para altos tempos de produção. ....	87
Figura 17. Distribuição de fração de líquido (Hl) e título (x) ao longo do poço calculadas pelo modelo GRAMP2.....	88

Figura 18. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento (Q) ao longo do poço para diversos instantes de tempo.....	89
Figura 19. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento associado com geometria do poço para o tempo inicial.....	90
Figura 20. Temperatura na interface entre o poço e formação rochosa (Twb). .....	91
Figura 21. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento associada com mapa litológico.....	93
Figura 22. Distribuição do APB nos anulares a) anular 1, b)anular 2 c) anular 3 ao longo do poço. ....	96
Figura 23. Distribuição do APB nos anulares para 10 dias de produção.....	97
Figura 24. Distribuição de pressão e temperatura para uma GOR de 500 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std.....	101
Figura 25. Distribuição da fração de líquido (HI) e do título (x) para uma GOR de 500 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std com o tempo de produção.....	102
Figura 26. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para uma GOR de 500 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std (Q 500) em comparação com a condição padrão (Q). ....	103
Figura 27. Resistência de convecção no tubo de produção para uma GOR de 500 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std (Rt 500) em comparação com a condição padrão (Rt) com o aumento do tempo de produção. ....	104
Figura 28. Distribuição de pressão e temperatura para uma GOR de 750 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std com o tempo de produção.....	105
Figura 29. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento ao longo do poço para uma GOR de 750 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std (Q 750) em comparação com caso padrão (Q), (a) Instante inicial (b) 1, 5 e 10 dias de produção. ....	106
Figura 30. Distribuição do APB nos anulares (A1, A2, A3) ao longo do poço para o caso validado e uma GOR de 750 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std (A 750). ....	107
Figura 31. Distribuição de pressão e temperatura considerando a substituição do nitrogênio no primeiro anular.....	108
Figura 32. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento ao longo do poço para a substituição do nitrogênio no primeiro anular (Q SN) em relação ao caso padrão (Q), (a) Instante inicial, (b) 1, 5 e 10 dias de produção. ...	109

Figura 33. Comparação entre o APB nos anulares para a substituição do nitrogênio no primeiro anular (A SN) e a condição padrão (A1, A2, A3).....	110
Figura 34. Distribuição de pressão e temperatura para 10 dias de produção com as porcentagens de produção de água (BSW) definidas. ....	112
Figura 35. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento com o tempo de produção para as porcentagens de BSW definidas (Q %). ....	113
Figura 36. Distribuição do APB nos anulares (A1, A2, A3) com o tempo de produção para as porcentagens de BSW definidas. ....	114
Figura 37. Variação de pressão (P ANM) e temperatura (Tf ANM) na ANM e aumento da produção de água (BSW) progressiva, em função do tempo de produção.....	115
Figura 38. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para o aumento progressivo da BSW com o tempo (d= dias, sem= semanas, m= meses).....	117
Figura 39. Distribuição do APB para o aumento progressivo da BSW com o tempo, (a) Anular 1, (b) Anular 2, (c) Anular 3. ....	119
Figura 40. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para cimentação do terceiro anular (Q cem) e caso padrão (Q).....	121
Figura 41. Distribuição do APB nos anulares para cimentação do terceiro anular (A cem) e caso padrão (A1, A2, A3). ....	122
Figura 42. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para o aumento na porcentagem de glicerina nos anulares 2 e 3 (Q GL80%) e caso padrão (Q) ao longo do tempo de produção.....	123
Figura 43. Distribuição do APB para o aumento na porcentagem de glicerina nos anulares (A GL80%) e caso padrão (A). ....	124
Figura 44. Distribuição de pressão e temperatura para trecho com VIT ao longo do tempo de produção. ....	125
Figura 45. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para trecho isolado com VIT (Q VIT) e caso padrão (Q) ao longo do tempo de produção. ....	126
Figura 46. Distribuição do APB nos anulares para trecho isolado com VIT (A VIT), e caso padrão (A). ....	127





## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

### *Símbolos gerais*

$A$	Área transversal do tubo de produção	[m <sup>2</sup> ]
$Bo$	Número de Bond	-
$C$	Concentração de gotículas no núcleo de gás	[kg/m <sup>3</sup> ]
$C_0$	Parâmetro de concentração de bolhas	-
$c_p$	Calor específico à pressão constante	[J/(kg.K)]
$c_{p,a}$	Calor específico à pressão constante do líquido no anular	[J/(kg.K)]
$c_{p,cas}$	Calor específico à pressão constante do tubo de revestimento	[J/(kg.K)]
$c_{p,ft}$	Calor específico à pressão constante da formação rochosa	[J/(kg.K)]
$c_{p,t}$	Calor específico à pressão constante do tubo de produção	[J/(kg.K)]
$c_{pl}$	Calor específico à pressão constante do líquido	[J/(kg.K)]
$c_{pg}$	Calor específico à pressão constante do gás	[J/(kg.K)]
$C_{\varepsilon\theta 1}$	Coefficiente de deformação	-
$C_{\varepsilon\theta 2}$	Coefficiente de deformação	-
$C_{\varepsilon\theta 3}$	Coefficiente de deformação	-
$C_{\sigma r 1}$	Fator geométrico radial	-
$C_{\sigma r 2}$	Fator geométrico radial	-
$C_{\sigma\theta 1}$	Fator geométrico tangencial	-
$C_{\sigma\theta 2}$	Fator geométrico tangencial	-
$CN_L$	Coefficiente do número adimensional da viscosidade	-
$d$	Diâmetro interno do tubo de produção	[m]
$D$	Deposição de gotículas no filme de líquido por unidade de área perimetral	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$d^*$	Diâmetro adimensional	-
$E$	Entranhamento de gotículas no gás por unidade de área perimetral	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$E$	Módulo de Young	[Pa]
$E_{ft}$	Módulo de Young da formação rochosa	[Pa]

$ef$	Fração entranhada	-
$ef_0$	Fração entranhada inicial	-
$f$	Fator de atrito de Fanning	-
$f(t)$	Função adimensional para o tempo de condução transiente	-
$F$	Fator do número de Reynolds	-
$Fr$	Número de Froude	-
$f_g$	Fator de atrito do gás	-
$f_{gc}$	Fator de atrito do núcleo de gás	-
$f_i$	Fator de atrito da interface gás/líquido	-
$f_l$	Fator de atrito do líquido	-
$f_m$	Fator de atrito da mistura	-
$g$	Aceleração da gravidade	[m/s <sup>2</sup> ]
$G$	Fluxo de massa da mistura	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$G_{LF}$	Fluxo de massa do filme de líquido	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$G_{LFC}$	Fluxo de massa crítico do filme de líquido por unidade de área perimetral	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$G_g$	Velocidade mássica do gás	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$G_l$	Velocidade mássica do líquido	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$G_{LE}$	Velocidade mássica do líquido entranhado	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$h$	Entalpia específica	[J/kg]
$h_a$	Coefficiente de transferência de calor por convecção do anular	[W/m <sup>2</sup> K]
$h_c$	Coefficiente de transferência de calor por convecção forçada no interior do tubo	[W/m <sup>2</sup> K]
$h_r$	Coefficiente de transferência de calor por radiação no anular	[W/m <sup>2</sup> K]
$H_l$	Fração de líquido	-
$j$	Índice de interface	-
$L$	Parâmetro de fluido de Chexal-Lellouche	-
$L_B$	Comprimento da bolha de Taylor	[m]
$L_R$	Parâmetro de relaxação do comprimento	[m]
$L_S$	Comprimento do <i>slug</i> de líquido	[m]
$k_a$	Condutividade térmica do fluido do anular	[W/m.K]
$k_c$	Coefficiente de deposição das gotículas	[m/s]

$k_{cas}$	Condutividade térmica do tubo de revestimento	[W/m.K]
$k_{cem}$	Condutividade térmica da camada de cimento	[W/m.K]
$k_t$	Condutividade térmica do tubo de produção	[W/m.K]
$k_{ft}$	Condutividade térmica da formação rochosa	[W/m.K]
$k_{TP}$	Condutividade térmica do fluido bifásico	[W/m.K]
$m$	Parâmetro empírico	-
$m_{LTB}$	Parâmetro empírico de comprimento da bolha de Taylor	-
$\dot{m}_{i,LE}$	Fluxo de massa do líquido entranhado na interface por unidade de área perimetral	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$\dot{m}_{i,LF}$	Fluxo de massa do filme de líquido na interface por unidade de área perimetral	[kg/m <sup>2</sup> .s]
$\dot{M}_{LF}^+$	Vazão do filme de líquido adimensional	-
$N_d$	Número adimensional do diâmetro do tubo	-
$N_f$	Viscosidade adimensional	-
$N_{Gv}$	Número adimensional da velocidade superficial do gás	-
$N_L$	Número adimensional da viscosidade do líquido	-
$N_{Lv}$	Número adimensional da velocidade superficial do líquido	-
$P$	Pressão	[Pa]
$P_{crit}$	Pressão do ponto crítico	[Pa]
$P_i$	Pressão interna ao tubo ou revestimento	[Pa]
$P_j$	Pressão na interface entre sólidos	[Pa]
$P_o$	Pressão externa ao tubo ou revestimento	[Pa]
$Pr$	Número de Prandtl	-
$Q$	Fluxo de calor por unidade de comprimento	[W/m]
$R$	Raio do tubo de produção	[m]
$r_{ci}$	Raio interno do tubo de revestimento	[m]
$r_{co}$	Raio externo do tubo de revestimento	[m]
$R_i$	Raio da interface do filme de líquido com o núcleo	[m]
$r$	Coordenada radial	[m]
$r_d$	Raio da interface com a formação adimensional	-
$r_i$	Raio interno do anular	[m]
$r_o$	Raio externo do anular	[m]

$r_{ti}$	Raio interno do tubo de produção	[m]
$r_{to}$	Raio externo do tubo de produção	[m]
$r_{wb}$	Raio de interface com a formação	[m]
$Ra$	Número de Rayleigh	-
$Re$	Número de Reynolds da mistura	-
$Re^+$	Diâmetro adimensional	-
$Re_g$	Número de Reynolds local do gás	-
$Re_{gc}$	Número de Reynolds local do núcleo de gás	-
$Re_l$	Número de Reynolds local do líquido	-
$Re_{lo}$	Número de Reynolds local considerando apenas o líquido escoando	-
$Re_{TP}$	Número de Reynolds do escoamento bifásico	-
$Re_{\delta}$	Número de Reynolds no filme de líquido	-
$t$	Tempo	[s]
$T_{ci}$	Temperatura da superfície interna do tubo de revestimento	[K]
$t_d$	Tempo difusivo adimensional	-
$T_d$	Temperatura da interface adimensional	-
$T_f$	Temperatura do fluido escoando	[K]
$T_{ft}$	Temperatura da formação rochosa	[K]
$T_{ft,i}$	Temperatura inicial da formação rochosa	[K]
$T_{to}$	Temperatura da superfície externa do tubo de revestimento	[K]
$T_{wb}$	Temperatura na interface com a formação rochosa	[K]
$u^*$	Velocidade de fricção	[m/s]
$u_c$	Velocidade do núcleo de gás	[m/s]
$u_{LF}$	Velocidade do filme de líquido	[m/s]
$u_{LF}^+$	Velocidade do filme de líquido adimensional	-
$U_{gs}$	Velocidade superficial do gás	[m/s]
$U_{gs}^*$	Velocidade superficial do gás adimensionalizada	-
$U_{ls}$	Velocidade superficial do líquido	[m/s]
$U_{ls}^*$	Velocidade superficial do líquido adimensionalizada	-
$U_m$	Velocidade da mistura	[m/s]
$U_{to}$	Coefficiente global de transferência de calor	[W/m <sup>2</sup> .K]
$v$	Velocidade	[m/s]

$V_a$	Volume inicial do anular	[m <sup>3</sup> ]
$V_0$	Velocidade de subida da bolha de Taylor	[m/s]
$V_B$	Velocidade da região da bolha de Taylor	[m/s]
$V_{B,g}$	Velocidade superficial do gás da bolha de Taylor	[m/s]
$V_{B,l}$	Velocidade superficial do filme de líquido descendente	[m/s]
$V_{gc}$	Velocidade homogênea do núcleo de gás	[m/s]
$V_{gj}$	Velocidade de escorregamento do gás	[m/s]
$\overline{V_{gj}}$	Velocidade média de escorregamento do gás	[m/s]
$V_l$	Volume inicial de fluido no anular	[m <sup>3</sup> ]
$V_m$	Velocidade da mistura	[m/s]
$V_S$	Velocidade do <i>slug</i> de líquido	[m/s]
$V_{S,g}$	Velocidade superficial do gás no <i>slug</i> de líquido	[m/s]
$V_S$	Velocidade superficial do líquido no <i>slug</i> de líquido	[m/s]
$w$	Fluxo de massa	[kg/s]
$We$	Número de Weber	-
$x$	Título	-
$x_c$	Fração de massa equivalente do núcleo de gás	-
$\hat{x}_c$	Título do núcleo de gás	-
$x_s$	Título do <i>slug</i> de líquido	-
$x_{LE}$	Título do líquido entranhado	-
$x_{LF}$	Título do filme de líquido	-
$X_{tt}$	Fator de Martinelli	-
$y^+$	Coordenada adimensional no filme de líquido	-
$z$	Posição axial	[m]

### ***Símbolos gregos***

$\alpha_{ft}$	Difusividade térmica da formação rochosa	[m <sup>2</sup> /s]
$\beta$	Fração da célula de <i>slug</i> referente à bolha de Taylor	[m/m]
$\beta$	Expansão térmica linear	[K <sup>-1</sup> ]
$\beta_a$	Expansividade térmica do fluido do anular	[K <sup>-1</sup> ]
$\delta$	Espessura do filme de líquido	[m]
$\delta^+$	Espessura do filme de líquido adimensional	-

$\Delta$	Diferença (delta)	-
$\Delta V_a$	Varição volumétrica da geometria do anular	[m <sup>3</sup> ]
$\Delta V_l$	Varição do volume de fluido no anular	[m <sup>3</sup> ]
$\Delta V_z$	Varição do volume do anular na direção axial	[m <sup>3</sup> ]
$\Delta \varepsilon_\theta$	Deformação	-
$\Delta \sigma_r$	Varição de tensão radial	[N/m <sup>2</sup> ]
$\Delta \sigma_z$	Varição de tensão axial	[N/m <sup>2</sup> ]
$\Delta \sigma_\theta$	Varição de tensão tangencial	[N/m <sup>2</sup> ]
$\varepsilon$	Fração de vazio	-
$\varepsilon_B$	Fração de vazio da bolha de Taylor	-
$\varepsilon_c$	Fração de vazio no núcleo de gás	-
$\varepsilon_r$	Constante de rugosidade do tubo de produção	[m/m]
$\varepsilon_s$	Fração de vazio do <i>slug</i> de líquido	-
$\varepsilon_{ci}$	Emissividade da superfície interna do tubo de revestimento	-
$\varepsilon_{to}$	Emissividade da superfície externa do tubo de revestimento	-
$\theta$	Ângulo de inclinação do tubo	[°]
$\kappa_a$	Compressibilidade do fluido do anular	[Pa <sup>-1</sup> ]
$\mu_a$	Viscosidade do fluido do anular	[Pa.s]
$\mu_g$	Viscosidade do gás	[Pa.s]
$\mu_l$	Viscosidade do líquido	[Pa.s]
$\mu_s$	Viscosidade do <i>slug</i> de líquido	[Pa.s]
$\rho$	Massa específica	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_c$	Massa específica do núcleo de gás	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{cas}$	Massa específica do tubo de revestimento	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{cem}$	Massa específica do cimento	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{ft}$	Massa específica da formação rochosa	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_g$	Massa específica do gás	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_h$	Massa específica homogênea	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_i$	Massa específica interna	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_m$	Massa específica da mistura	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_n$	Massa específica da mistura sem escorregamento	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_s$	Massa específica da mistura com escorregamento	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_S$	Massa específica da mistura no <i>slug</i> de líquido	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_t$	Massa específica do tubo de produção	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Tensão superficial	[N/m]
$\sigma_l$	Tensão superficial do líquido	[N/m]
$\sigma_{SB}$	Constante de Stefan-Boltzmann	[N/m]
$\tau$	Tensão de cisalhamento	[Pa]

$\tau_i$	Tensão de cisalhamento na interface gás/líquido	[Pa]
$\tau_w$	Tensão de cisalhamento na parede	[Pa]
$\nu$	Coefficiente de Poisson	-
$\nu_{ft}$	Coefficiente de Poisson da formação rochosa	-
$\varphi_\alpha$	Abcissa do gráfico da correlação de Hagedorn e Brown	-
$\varphi_\rho$	Abcissa do gráfico da correlação de Hagedorn e Brown	-
$\Phi_{fo}^2$	Multiplificador bifásico	-
$\psi$	Ordenda do gráfico da correlação de Hagedorn e Brown interpolada	-
$\omega$	Relação de capacidades térmicas	-

### **Abreviaturas**

<i>acc</i>	De aceleração
<i>A FE</i>	<i>Annular fluid expansion</i>
<i>APB</i>	<i>Annular pressure buildup</i>
<i>ANM</i>	Árvore de natal Molhada
<i>BSW</i>	<i>Basic sediment and water</i>
<i>CL</i>	Chexal-Lellouche
<i>cas</i>	<i>Casing</i> (revestimento)
<i>cem</i>	<i>Cement</i> (cimento)
<i>cond</i>	De condução
<i>conv</i>	De convecção
<i>fric</i>	De fricção
<b>GRAMP</b>	<i>General Runge-Kutta Annular Modeling Program</i>
<i>grav</i>	Gravitacional
<b>HB</b>	Hagedorn e Brown
<b>HI</b>	<i>Liquid holdup</i>
<b>PDG</b>	<i>Permanent downhole gauge</i>
<i>rad</i>	De radiação
<b>VIT</b>	<i>Vacuum insulated tubing</i>





## SUMÁRIO

<b>1.. Introdução .....</b>	<b>27</b>
1.1 OBJETIVO.....	30
<b>2.. Revisão da Literatura.....</b>	<b>31</b>
2.1 ESCOAMENTOS DE FLUIDOS EM POÇOS DE PETRÓLEO	31
2.1.1 <i>Modelo Homogêneo</i> .....	31
2.1.2 <i>Modelo de Dois Fluidos</i> .....	32
2.1.3 <i>Modelos de Padrão de Escoamento</i> .....	33
2.2 TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM POÇOS DE PETRÓLEO	35
2.3 MODELAGEM DE APB .....	37
2.4 SUMÁRIO DO CAPÍTULO .....	39
<b>3.. Modelagem Matemática .....</b>	<b>41</b>
3.1 ESCOAMENTO MONOFÁSICO .....	41
3.2 ESCOAMENTO BIFÁSICO: FASES SEPARADAS .....	42
3.2.1 <i>Hagedorn e Brown</i> .....	42
3.2.2 <i>Chexal-Lellouche e Friedel</i> .....	44
3.3 MODELO DE PADRÕES DE ESCOAMENTO – GRAMP2... 48	
3.3.1 <i>Padrão de escoamento Bubbly</i> .....	48
3.3.2 <i>Padrão de escoamento Slug</i> .....	49
3.3.3 <i>Padrão de escoamento Churn</i> .....	56
3.3.4 <i>Padrão de escoamento Annular</i> .....	58
3.4 MODELOS DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR .....	65
3.4.1 <i>Modelo de Chen (1966)</i> .....	66
3.4.2 <i>Modelo de Propriedades do Fluido do Anular</i> .....	67
3.4.3 <i>Modelo de Resistência Térmica do Anular</i> .....	67
3.4.4 <i>Modelo de Transferência de Calor para a Formação</i> .....	68
3.5 MODELAGEM DO AUMENTO DE PRESSÃO DO ANULAR (APB) .....	71

3.5.1 <i>Análise da Deformação Estrutural</i> .....	72
<b>4.. Resultados</b> .....	<b>77</b>
4.1 Modelagem do Poço.....	77
4.2 VALIDAÇÃO DO MODELO DE ESCOAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE CALOR .....	80
<b>5.. Estudo de Casos</b> .....	<b>101</b>
5.1 INFLUÊNCIA DA RAZÃO GÁS-ÓLEO NA ESTIMATIVA DO APB.....	101
5.2 INFLUÊNCIA DA SUBSTITUIÇÃO DO FLUIDO DO PRIMEIRO ANULAR.....	107
5.3 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA PRODUÇÃO DE ÁGUA NO APB (BSW) .....	111
5.4 Cimentação do terceiro anular .....	120
5.5 Aumento da porcentagem de glicerina nos anulares 2 e 3 .....	122
5.6 Uso de tubos isolados a vácuo (VIT) no isolamento do tubo de produção.....	124
<b>6.. Comentários Finais</b> .....	<b>129</b>
6.1 CONCLUSÕES .....	129
6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	132
<b>7.. Referências</b> .....	<b>133</b>
<b>Apêndice A</b> .....	<b>141</b>
A.1 DADOS DA ANÁLISE PVT.....	141
A.2 PERFIL GEOTÉRMICO .....	142
A.3 ALGORITMOS DE SOLUÇÃO .....	143
A.3.1 – <i>Algoritmo Global</i> .....	143
A.3.2 – <i>Algoritmo GRAMP2</i> .....	144
A.3.3 <i>Algoritmo do Cálculo da Transferência de Calor e APB</i> ...	145
A.4 VARIAÇÃO DOS RAIOS DOS ANULARES.....	146

## 1. INTRODUÇÃO

Com a descoberta de novos reservatórios de petróleo *offshore* em cenários de elevada lâmina d'água, extensa camada de sedimentos e grande potencial de produção, surgem novos desafios associados com a exploração destes recursos. Para os próximos anos, na costa brasileira, está prevista a perfuração e exploração de pelo menos uma centena de poços, 70% dos quais submersos a altas profundidades. Destes, 45% representam reservatórios de altas pressões e temperaturas (Borges, 2012). Enquanto poços em terra permitem análise visual e monitoramento constante (Halal e Mitchell 1994), poços em águas profundas impossibilitam o monitoramento total do estado do poço sem o uso de equipamentos adequados. Como agravante, tais operações apresentam risco de impactos catastróficos causados por vazamentos, perda de produtividade ou até possível perda do poço (Oudeman e Kerem, 2004; Azzola et al., 2007).

Durante o processo de perfuração de um poço, o fluido de perfuração frequentemente fica alojado entre a sapata do revestimento e a cabeça do poço, conforme apresentado na Figura 1. Com a extração de hidrocarbonetos do reservatório a altas pressões e temperaturas, a transferência de calor pela parede do tubo se torna crítica à medida que altera as propriedades termofísicas do fluido retido no anular entre os revestimentos. Grandes alterações na pressão destes fluidos são observadas devido à expansão do mesmo pelo aumento da temperatura (AFE - *Annular Fluid Expansion*) o que, por sua vez, leva ao fenômeno conhecido como aumento da pressão do anular (APB - *Annular Pressure Buildup*). Esse aumento de pressão pode levar ao colapso das colunas de revestimentos e da própria coluna de produção, como observado em poços de produção no Golfo do México nos anos noventa e apresentado por Azzola et al. (2007), no caso da falha do campo de *Marlin*, apresentada por Gosch et al. (2004).

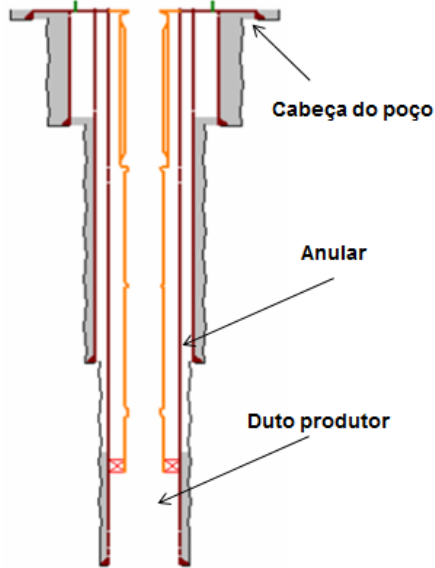


Figura 1. Esquema de coluna de produção (Ferreira et al., 2012).

Enquanto em terra se tem acesso à cabeça do poço para drenar o fluido de perfuração e aliviar a pressão no anular, em águas profundas, isso não é possível. Apesar do desenvolvimento de métodos de monitoramento de pressão e temperatura, é importante prever o surgimento e a evolução do fenômeno de APB, visto que este rapidamente resulta no colapso dos tubos de produção, conforme apresentado por Gosch et al. (2004) e ilustrado na Figura 2. Além do monitoramento da coluna de produção, é necessário avaliar possíveis soluções para este problema de forma a possibilitar a extração de petróleo em reservatórios de altas temperaturas de forma economicamente viável.



Figura 2. Tubos de revestimento após ocorrência do colapso por APB (Pattillo et al., 2004).

O desenvolvimento de um modelo matemático para estimar as condições de pressão e temperatura da coluna produtora e formação rochosa adjacente permite prever possíveis falhas e analisar parâmetros a serem otimizados no controle de APB. Além disso, o modelo serve de ferramenta para concepção de estratégias de exploração, definição de materiais e estudo de outros problemas associados à coluna de produção, sem a necessidade de altos investimentos.

O processo de produção de petróleo envolve diversas propriedades e parâmetros próprios de cada poço, como temperatura e pressão do fluido, vazão, regimes de escoamento, propriedades geométricas e térmicas do poço e da formação rochosa, além da presença de lâmina d'água. Através da simulação numérica pretende-se obter as distribuições de pressão e temperatura no escoamento para que seja possível adequar o projeto do poço às condições as quais este estará sujeito, de forma a evitar gastos desnecessários ou acidentes.

Embora existam diversas ferramentas disponíveis para simular reservatórios e poços com escoamentos multifásicos, estas não representam de forma fiel a transferência de calor para a região anular. Em particular destacam-se casos onde são utilizados métodos de controle e prevenção de APB, com materiais e dispositivos isolantes de baixa condutividade térmica, como os tubos isolados a vácuo, VIT (*Vacuum Insulated Tubing*) apresentados por Azzola et al. (2007), Gosch et al. (2004) e Ferreira et al. (2012).

## 1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um modelo que permita estimar o aumento da temperatura e da pressão, bem como descrever a transferência de calor na região do anular de poços produtores de hidrocarbonetos em função de dados do reservatório, da geometria e da vazão do poço e da formação rochosa adjacente. O modelo permitirá a simulação do escoamento bifásico líquido-vapor com transferência de calor e levará em conta as características térmicas da completação do poço e a presença de sistemas de isolamento térmico ao longo da coluna de produção.

O comportamento termodinâmico e as propriedades termofísicas do fluido produzido serão calculados por meio do acoplamento do modelo matemático com o software *Multiflash* v.4.4, que é capaz de reproduzir as propriedades de misturas complexas, inclusive daquelas encontradas em poços submetidos a condições de altas pressões e altas temperaturas.

O modelo desenvolvido poderá ser aplicado em estudos de controle de APB em poços, através da análise da transferência de calor na estrutura do poço e do comportamento da pressão nos anulares.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

O desenvolvimento de um programa para a análise térmica de poços de extração de petróleo exige a modelagem do escoamento vertical no interior do tubo para determinar o fluxo de calor do fluido através das diversas camadas do poço para a formação. Este fluxo de calor é função do mecanismo de transferência de calor observado, das propriedades do meio no qual se propaga, e da diferença entre as temperaturas do fluido e da formação. Além disso, para o cálculo do APB é necessário conhecer as propriedades dos fluidos dos anulares, condições iniciais do poço, e propriedades estruturais do poço que permitirão a deformação do anular. De forma a introduzir o conhecimento sobre o assunto, inicialmente é apresentado um resumo da evolução do estudo da modelagem de poços. Posteriormente serão apresentados os modelos propostos e suas principais contribuições.

### 2.1 ESCOAMENTOS DE FLUIDOS EM POÇOS DE PETRÓLEO

O modelo monofásico de escoamento em tubos verticais pode ser considerado o modelo mais simplificado do escoamento em poços. Em regime permanente, o escoamento no interior de dutos é resolvido através da solução de balanços de quantidade de movimento e energia visto que a vazão mássica é uma constante.

Devido às condições do escoamento e características da mistura de hidrocarbonetos, pode ocorrer mudança de fase como consequência da redução da pressão a níveis abaixo da pressão de saturação local (flashing), o que sugere a necessidade de um modelo de escoamento bifásico para que as propriedades da fase gasosa também sejam consideradas.

A modelagem de escoamentos bifásicos pode ser realizada a partir de diversas abordagens, que são majoritariamente baseadas em observações qualitativas e dados experimentais. As equações de balanço são resolvidas considerando diversas simplificações. Diversos livros-texto (Collier e Thome, 1994; Carey, 1992; Ghiaasiaan, 2007) apresentam os modelos mais difundidos, cujas formulações para o caso unidimensional são revisadas a seguir.

#### 2.1.1 Modelo Homogêneo

O modelo homogêneo é considerado o mais simplificado dos modelos bifásicos, pois não considera escorregamento entre as fases.

Dessa forma o escoamento é resolvido como o escoamento monofásico, utilizando propriedades médias para o fluido. As propriedades de cada fase são obtidas para as condições do escoamento e as propriedades médias são calculadas com base no título ou fração mássica das fases. As fases apresentam equilíbrio termodinâmico e o coeficiente de atrito é obtido com as propriedades médias do escoamento, da mesma forma como para o escoamento monofásico. Neste modelo há uma relação única para a fração volumétrica das fases, obtida a partir da igualdade da velocidade das mesmas.

### 2.1.2 Modelo de Dois Fluidos

O modelo de dois fluidos considera cada fase individualmente. Termos de acoplamento interfacial são usados para computar a transferência de massa, quantidade de movimento e energia entre as fases. Modelos de fechamento específicos são necessários para estes termos.

Quando as equações de transporte de uma dada grandeza para cada fase são somadas, eliminam-se os termos interfaciais, gerando-se um conjunto de equações para a mistura bifásica denominado de modelo de fases separadas.

O modelo de fases separadas ainda requer, entretanto, relações de fechamento para a queda de pressão por atrito e para a fração volumétrica das fases, que pode ser entendida como a fração da área da seção transversal do tubo ocupada por cada fase.

No que se refere ao termo de queda de pressão por atrito, a abordagem mais difundida é a dos multiplicadores bifásicos de Martinelli (Collier e Thome, 1994). A correlação de multiplicador bifásico de Friedel (1979) é a mais abrangente e recomendada por Collier e Thome (1994), apesar de desvios que podem chegar a 40-50% em determinadas condições. Contudo, tais desvios podem ser considerados aceitáveis em alguns casos (por exemplo, poços verticais) onde o termo de variação de pressão dominante é o gravitacional.

No caso específico de poços de petróleo, o modelo de queda de pressão por atrito bifásico mais tradicional é o de Hagedorn e Brown (1965), o qual é formulado a partir de um método gráfico em função de parâmetros adimensionais (Brill e Mukherjee 1999).

Para calcular a fração volumétrica, as relações de fechamento mais difundidas são as baseadas no modelo de fluxo de deslizamento (*drift-flux*) de Zuber e Findlay (1965). Tal modelo propõe uma relação



semi-empírica para a velocidade de escorregamento entre as fases, a qual pode ser usada para determinar a fração volumétrica.

Esta abordagem serviu de base para uma série de métodos de determinação da fração de vazio (ou fração de gás), como é o caso do modelo de Chexal et al. (1991).

Para a simulação de poços de petróleo, os modelos de fases separadas são os mais comuns, sendo a fração de vazio muitas vezes calculada através de tabelas obtidas experimentalmente, como é o caso do modelo de Hagedorn e Brown (1965). As propriedades do hidrocarboneto escoando são definidas através de correlações de dados experimentais, ou pelo modelo *Black-oil*. Uma relação dos modelos existentes é apresentada por Hasan e Kabir (2002) e Brill e Mukherjee (1999).

### 2.1.3 Modelos de Padrão de Escoamento

Modelos de padrão de escoamento são baseados na observação do escoamento bifásico e consideram relações específicas para o gradiente de pressão por atrito e propriedades do escoamento, como a fração de gás. Dessa forma, é necessário definir regiões de transição entre modelos, além de relações entre as propriedades das fases.

Cada padrão de escoamento apresenta características marcantes que definem a fração de vazio, tensões na parede, gradientes de pressão devido à fricção e gravitacionais, e surgem características únicas, como é o caso do arraste de gotículas, presente no padrão definido como *annular*.

Na Figura 3 são apresentados alguns padrões de escoamento de acordo com classificação de Hewitt e Hall-Taylor (1970). Os padrões *bubbly*, *slug*, *churn* e *annular* também estão presentes nos trabalhos de Taitel et al. (1980) e Wallis (1969) entre outros.

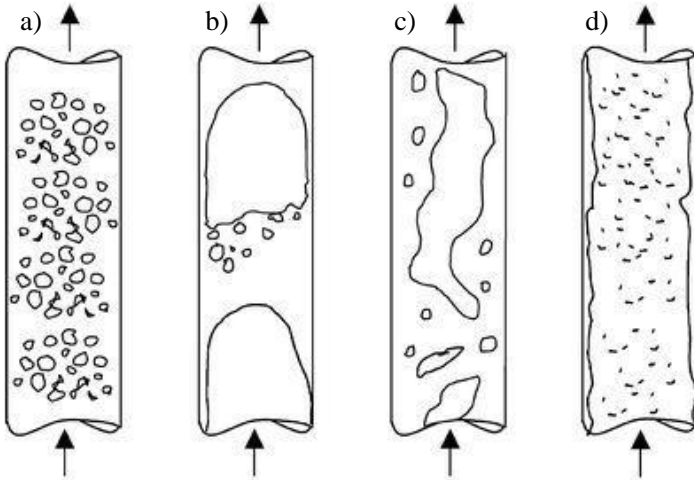


Figura 3. Padrões de escoamento vertical ascendente a) *bubbly*, b) *slug*, c) *churn* e d) *annular*, Wallis (1969).

O escoamento do tipo *bubbly* é caracterizado pela presença de bolhas de gás com diâmetro muito inferior ao do tubo dispersas de forma randômica numa fase líquida contínua. Estas bolhas apresentam velocidade superior à do líquido gerando pequenas perturbações que levam a colisão entre bolhas e o coalescimento.

Com o aumento da mudança de fase e o coalescimento das bolhas, e o conseqüente aumento da fração de vazio, surgem bolhas maiores seguidas por *slugs* de líquido. Essas bolhas apresentam formato de bala, com um nariz esférico e uma cauda cilíndrica com distorções. Esse escoamento caracteriza o padrão *slug*, onde no centro do tubo, ocupando maior parte do escoamento se encontra a bolha de Taylor, seguida do *slug* de líquido e na região próxima à parede surge um filme de líquido descendente. O *slug* de líquido abaixo da bolha de Taylor pode conter pequenas bolhas de gás, caracterizando um *slug* aerado.

Com o aumento da fração de vazio causado pela presença da bolha e o alongamento da mesma, instabilidades no *slug* de líquido rompem com o formato da bolha e o padrão *churn*, também chamado de padrão agitado, é atingido. Nesse padrão o arraste do filme de líquido impede que a bolha de Taylor se mantenha, apresentando como característica uma distribuição caótica do escoamento.

Quando o centro do escoamento apresenta uma fase gasosa contínua e o filme de líquido na parede passa a ser ascendente, o padrão

de escoamento é dito *annular*, ou anular. O gás escoando no núcleo pode arrancar gotículas de líquido do filme que são carregadas pelo núcleo gasoso na forma de gotículas entranhadas e retornam ao filme na parede do tubo numa região à jusante do escoamento.

A dificuldade em observar e parametrizar os fenômenos presentes no escoamento bifásico resultou em diversos modelos e correlações para as transições, bem como a classificação de padrões intermediários, como apresentado por Ohnuki e Akimoto (2000). Ali (2009) apresenta uma comparação entre modelos e correlações de escoamento bifásico de variados autores (Omebere-Iyari et al., 2008; Hibiki e Ishii, 2003; Cheng et al., 1998) que utilizam diâmetros acima de 100 mm e apresentam critérios de transição diferente dos utilizados neste trabalho. Zhu (2003) apresenta uma comparação entre modelos de pequeno e grande diâmetro e os critérios de transição adotados. Neste trabalho os critérios de transição serão apresentados no capítulo referente à modelagem matemática junto com as respectivas equações, e são os mesmos apresentados por Barbosa e Hewitt (2006).

## 2.2 TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM POÇOS DE PETRÓLEO

O modelo de Ramey (1962), considerado um dos precursores na área de simulação de transferência de calor em poços de petróleo, consiste em um modelo para o escoamento interno em um tubo, onde a transferência de calor no fluido é resolvida em regime permanente e a troca de calor com a formação rochosa, considerada um meio semi-infinito, é transiente. Desta forma, o problema é formulado através de associação de resistências térmicas, onde os coeficientes de transferência de calor por convecção são obtidos através de relações próprias para escoamentos em dutos. O modelo não considera o escoamento bifásico, mas foi base para formulações desenvolvidas posteriormente por Alves et al. (1992), Hasan e Kabir (2012).

Alves et al. (1992) desenvolveram um modelo baseado na solução da equação da energia para o fluido, onde a distribuição de temperatura ao redor do poço é considerada uma função linear da profundidade (gradiente geotérmico). As propriedades termofísicas foram calculadas a partir do modelo *Black Oil*, onde são consideradas duas pseudo-fases para os hidrocarbonetos, sendo a água presente resolvida de forma explícita, desconsiderando a transferência de massa entre as fases. Dessa forma, de acordo com as condições impostas, o

modelo pode ser reduzido ao modelo anteriormente apresentado por Ramey (1962).

De fato, o modelo inicial concebido por Ramey (1962) serviu de base para diversos modelos desenvolvidos posteriormente para a simulação de poços produtores de petróleo, compilados por Hasan e Kabir (2002).

Para a análise da transferência de calor na parte externa ao tubo, o modelo apresentado por Hasan e Kabir (2012) sugere que a transferência de calor do poço para a formação rochosa seja modelada através da condução transiente em um meio infinito no qual a fonte de calor é o escoamento. Nas camadas intermediárias da completação do poço, a transferência de calor é formulada utilizando o conceito de resistência global, onde a resistência das diversas camadas que cercam a coluna de produção são consideradas, conforme ilustrado na Figura 4.

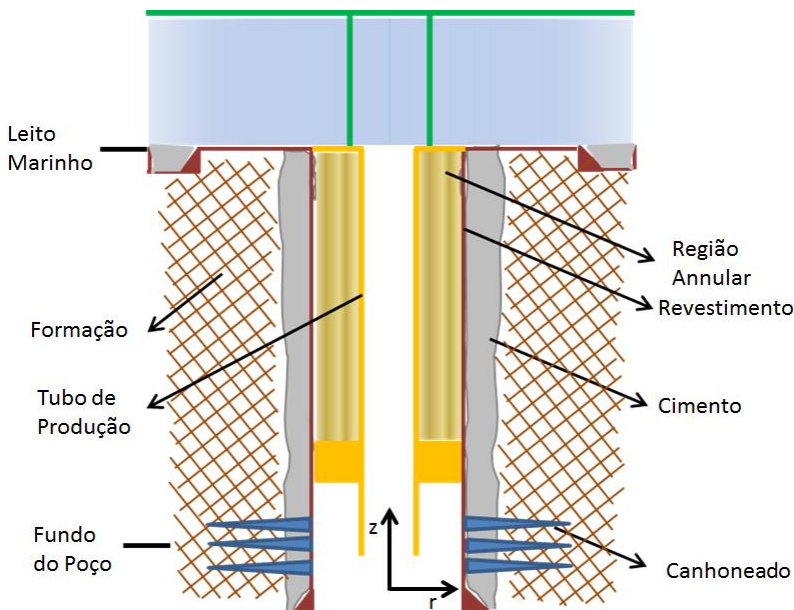


Figura 4. Modelo de camadas com resistências diferentes observado em uma coluna de produção com anular único.

Além disso, a condição de contorno de temperatura na interface entre o poço e a formação é transiente, ao considerar o efeito do aquecimento da formação e do poço. Essa abordagem também é

utilizada por Zhou (2013), que apresenta as diversas formulações matemáticas para calcular a temperatura da interface poço/formação na forma adimensional.

Os modelos que simulam o escoamento de petróleo apresentados até este ponto não consideram as variações das composições das fases líquido e vapor com a pressão e a temperatura (modelo *Black-Oil*), tratando-as como pseudo-componentes. Pourafshary et al. (2009), por outro lado, apresentam um modelo composicional, onde considera-se a variação da composição das fases da mistura multicomponente e cada componente é resolvido separadamente. Com relação aos aspectos hidrodinâmicos, os autores empregaram formulações homogênea e de fases separadas, onde é necessário um modelo para calcular a fração de líquido. O modelo apresentado permitiu a obtenção do perfil de pressão ao longo da coluna de produção, tendo sido acoplado a um simulador de reservatório para a determinação das propriedades. A distribuição de temperatura no poço foi calculada e comparada com resultados obtidos através da abordagem *Black-Oil*. Os resultados mostraram que a utilização desta última, mais simplificada, forneceu resultados semelhantes aos do modelo composicional considerando um escoamento água/óleo/gás.

Cheng et al. (2011) apresentaram uma nova formulação da transferência de calor para o conjunto coluna de produção/formação considerando a evolução transiente da temperatura na interface formação/duto para o estudo da técnica de injeção de vapor no reservatório. Enquanto vários modelos acoplam a transferência de calor no poço e na formação rochosa que o cerca, nenhum leva em consideração a capacidade térmica do poço de forma direta. O modelo de Cheng et al. (2011), entretanto, considera a capacidade térmica do poço e da formação rochosa adjacente e apresenta boa conformidade com dados de campo.

## 2.3 MODELAGEM DE APB

A discretização da temperatura nos componentes do poço permite que sejam estimadas pressões nos anulares formados entre as paredes cilíndricas. O aumento de pressão do anular (APB) é avaliada a partir de modelos matemáticos que consideram (i) a expansão do fluido confinado devido ao aumento da temperatura ao longo da produção, (ii) a deformação das paredes cilíndricas e da formação e (iii) vazamentos do poço para a formação ou na cabeça do poço. Estas três contribuições

estão presentes na equação proposta por Oudeman e Bacarreza (1995) para calcular o aumento de pressão no anular:

$$\Delta P = \frac{\beta_a}{\kappa_a} \Delta T - \frac{\Delta V_a}{\kappa_a V_a} + \frac{\Delta V_l}{\kappa_a V_l}. \quad (1)$$

Segundo Hasan et al. (2010), o primeiro termo, referente à expansão térmica do fluido, é geralmente o termo dominante para a estimativa de APB, contribuindo para cerca de 80% de seu valor final. Contudo, como os dois últimos termos (variação de volume do anular e vazamento de líquido do anular para o fundo do mar ou para a formação) fornecem variações de pressão negativas, desconsiderá-los em uma análise pode levar a uma superestimativa da variação de pressão (APB) na Equação 1. Uma análise que considera o poço como um cilindro rígido do ponto de vista estrutural e negligencia o vazamento de fluido do anular é denominada *single-string*.

Halal e Mitchell (1994), por outro lado, apresentaram um modelo de deformação estrutural do poço que engloba a distribuição de pressões nas interfaces e no sólido. Para que este modelo seja adequado, ele requer uma modelagem *multistring*, onde são considerados todas as camadas do poço para a análise estrutural, com propriedades mecânicas diferenciadas, incluindo a deformação da formação. Este modelo apresenta certa complexidade em relação ao modelo *single-string* que considera o poço como apenas uma camada sólida, próximo do que se espera de um poço com anular único.

Segundo Halal e Mitchell (1994), o uso de um modelo de poço rígido, *single-string*, resultaria numa estimativa 30% maior das pressões do anular. Em comparação, se o poço for considerado como uma camada totalmente flexível, as pressões obtidas serão também na ordem de 28% menores do que os valores reais observados.

Yin e Gao (2014) utilizam do modelo *multistring* para um poço de 3 anulares com formação rígida e consideram apenas paredes simples compostas por tubos de revestimento, apresentando a deformação na forma de variações volumétricas dos anulares causadas pela deformação das paredes interna e externa. Ao simplificar o modelo considerando as temperaturas dos últimos dois anulares iguais, eles desconsideram a diferença que seria observada entre estes dois anulares. Soma-se o fato da formação rochosa rígida, o que resulta numa estimativa de APB maior para o último anular. Yang et al. (2013), por outro lado utilizam

um poço similar e através de dados experimentais apresentam erros da ordem de 10% no APB do anular intermediário.

Sathuvalli et al. (2005) apresentam uma relação de métodos de mitigar o APB e a influência de uma formulação de formação elástica. Os métodos de controle do APB são baseados principalmente no aumento da resistência térmica, como é o caso do VIT, espumas e partículas isolantes, na variação volumétrica, associada com o uso de fluidos altamente compressíveis ou sólidos com alta porosidade, que ao se quebrarem aumentam o volume disponível, e na variação de massa, onde são utilizados selos e válvulas que rompem e liberam a pressão para os anulares anexos, ou para a cabeça do poço.

A análise da rigidez da formação mostra que o uso comum da formulação de formação rochosa rígida pode superestimar o APB na ordem de 10%. Além disso, apresenta as simplificações existentes na estimativa do APB referente ao uso de propriedades genéricas para os fluidos dos anulares, bem como da modelagem da estrutura do poço.

## 2.4 SUMÁRIO DO CAPÍTULO

Como pode ser observado a partir desta revisão bibliográfica, a modelagem de fenômenos térmicos em poços de petróleo reúne a necessidade de conhecimentos específicos em escoamentos multifásicos, transferência de calor, análise estrutural e propriedades termofísicas.

Do conhecimento deste autor, não foi publicado na literatura aberta até o momento um modelo capaz de levar em conta de forma detalhada todos estes efeitos. Assim sendo, o presente trabalho apresenta o primeiro passo neste sentido ao acoplar um modelo bifásico baseado em padrões de escoamento a um modelo térmico transiente para o poço e para a formação. O modelo será validado a partir de dados de campo em um poço de petróleo, considerando a composição real de mistura de hidrocarbonetos.





### 3. MODELAGEM MATEMÁTICA

Para a modelagem do poço são utilizados diversos modelos que trabalham de forma conjunta para obter a distribuição de pressão e temperatura da região anular. As propriedades da mistura de hidrocarbonetos, bem como do fluido no anular são obtidas através do software de propriedades *Multiflash* v.4.4. Para o escoamento no fundo do poço são consideradas as condições de contorno de pressão na entrada do tubo e temperatura, e a condição inicial do poço utiliza o gradiente geotérmico para a distribuição de temperaturas e pressão hidrostática para a distribuição de pressões nos anulares e tubo de produção.

No fundo do poço o hidrocarboneto pode apresentar apenas a fase líquida e, para tal, são utilizadas as equações da conservação da quantidade de movimento e energia para o escoamento monofásico apresentadas a seguir.

#### 3.1 ESCOAMENTO MONOFÁSICO

A equação da conservação da quantidade de movimento para escoamento permanente na direção axial,  $z$ , apresenta a seguinte forma:

$$\frac{d}{dz}(\rho v^2) = -\frac{dP}{dz} - \frac{\tau \pi d}{A} - \rho g \quad . \quad (2)$$

Os termos podem ser isolados em função do gradiente de pressão,  $dP$ , resultando na seguinte equação para um tubo vertical,

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

onde  $\rho$  é a massa específica do fluido,  $v$  a velocidade,  $\tau$  a tensão cisalhante,  $d$  o diâmetro do tubo e  $g$  a gravidade. Nessa equação é possível observar que o gradiente de pressão ao longo do tubo é devido a efeitos de aceleração, fricção e gravidade, respectivamente. A equação é então reescrita na forma:

$$\frac{dP}{dz} = \left(\frac{dP}{dz}\right)_{acc} + \left(\frac{dP}{dz}\right)_{fric} + \left(\frac{dP}{dz}\right)_{grav} \quad . \quad (4)$$

De acordo com Brill e Mukherjee (1999), o termo referente à parcela gravitacional é dominante no escoamento em poços, sendo responsável por 80 a 95% do gradiente de pressão, enquanto o termo de fricção corresponde de 5 a 20%. O termo relativo à aceleração, também chamado de termo inercial, é desprezível, aparecendo apenas em casos onde existe a mudança da secção transversal do tubo, ou na presença de uma fase compressível à baixas pressões.

O termo de fricção pode ser reescrito para fluidos newtonianos em função do fator de atrito de Fanning,  $f$ , na parede do tubo, e fluxo de vazão de massa, ou velocidade mássica,  $G$ , resultando em:

$$-\left(\frac{dP}{dz}\right)_{fric} = \frac{2fG^2}{\rho d} . \quad (5)$$

Esse fator é obtido através de uma relação mais adequada para o regime de escoamento, que no caso do escoamento turbulento, plenamente desenvolvido no interior de um tubo pode ser calculado de forma iterativa utilizando a equação de Colebrook, como sugerido por Brill e Mukherjee (1999), em função do número de Reynolds,  $Re$ , e da rugosidade do tubo,  $\varepsilon_r$ , na seguinte forma:

$$f = \left[ 3,48 - 4 \log \left( \frac{2\varepsilon_r}{d} + \frac{9,35}{Re\sqrt{f}} \right) \right]^{-2} . \quad (6)$$

## 3.2 ESCOAMENTO BIFÁSICO: FASES SEPARADAS

### 3.2.1 Hagedorn e Brown

Hagedorn e Brown (1965) desenvolveram um modelo para cálculo do gradiente de pressão baseado em dados experimentais da fração de líquido do escoamento, utilizando os grupos adimensionais de Ros (1961). A equação do gradiente de pressão é rescrita na forma:

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{2f\rho_n^2 U_m^2}{\rho_s d} + \rho_s g + \rho_s U_m \frac{dU_m}{dz} , \quad (7)$$

como função da velocidade da mistura,  $U_m$ . As massas específicas denominadas de escorregamento,  $\rho_s$ , e não escorregamento,

$\rho_n$  (*slip* e *no-slip*), são obtidas como função das massas específicas do líquido,  $\rho_l$ , e do gás,  $\rho_g$ , através das relações:

$$\rho_s = \rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l), \quad (8)$$

$$\rho_n = \rho_l \varepsilon + \rho_g (1 - \varepsilon) , \quad (9)$$

$$\varepsilon = \frac{1 - x}{\rho_l(\rho_l - \rho_g)x} . \quad (10)$$

A fração de líquido,  $H_l$ , por sua vez, é obtida através de um método gráfico que tem como parâmetros de entrada os grupos adimensionais apresentados a seguir, dependentes das velocidades superficiais do líquido e do gás,  $U_{ls}$  e  $U_{gs}$  respectivamente, assim como a tensão superficial,  $\sigma$ , e a viscosidade do líquido,  $\mu_l$ :

$$N_{Lv} = U_{ls}^4 \sqrt{\frac{\rho_l}{g\sigma}} , \quad (11)$$

$$N_{Gv} = U_{gs}^4 \sqrt{\frac{\rho_l}{g\sigma}} , \quad (12)$$

$$N_d = d^4 \sqrt{\frac{\rho_l g}{\sigma}} , \quad (13)$$

$$N_L = \mu_l^4 \sqrt{\frac{g}{\rho_l \sigma_l^3}} . \quad (14)$$

Para a resolução os gráficos apresentados por Hagedorn e Brown (1965) são convertidos para equações, conforme apresentado por Guo et. al. (2007). Com base no número adimensional da viscosidade do líquido,  $N_L$ , é obtida para o primeiro gráfico a equação :

$$\log_{10} CN_L = -2,698510 + 0,1584095(\log(N_L) + 3) - 0,5509976(\log(N_L) + 3)^2 + 0,5478492(\log(N_L) + 3)^3 - 0,1219458(\log(N_L) + 3)^4 , \quad (15)$$

e para o segundo gráfico a equação das ordenadas é dada por:

$$\psi = 0,9116257 - 4,821756\varphi_\alpha + 1232,250\varphi_\alpha^2 - 22253,58\varphi_\alpha^3 + 1,161743e5\varphi_\alpha^4, \quad (16)$$

onde a abscissa é definida como,

$$\varphi_\alpha = \frac{N_{Gv}N_L^{0,380}}{N_d^{2,14}}. \quad (17)$$

Com base nesses valores é possível calcular a fração de líquido, interpolada pela equação:

$$\begin{aligned} \frac{H_l}{\psi} = & -0,1030658 + 0,6177740(\log(\varphi_\beta) + 6) \\ & - 0,6329460(\log(\varphi_\beta) + 6)^2 \\ & + 0,2959800(\log(\varphi_\beta) + 6)^3 \\ & - 0,04010000(\log(\varphi_\beta) + 6)^4, \end{aligned} \quad (18)$$

Onde o eixo das abscissas é definido por,

$$\varphi_\beta = \left( \frac{N_{Lv}}{N_{Gv}^{0,575}} \right) \left( \frac{P}{101,325} \right) \left( \frac{CN_L}{N_d} \right). \quad (19)$$

O fator de atrito é calculado utilizando a Equação 6, ou através do diagrama de Moody baseado no número de Reynolds calculado com as propriedades da mistura.

### 3.2.2 Chexal-Lellouche e Friedel

A correlação de Chexal et al. (1991), baseada no modelo de fluxo de deslizamento (*drift-flux*), é utilizada para calcular a fração de vazio do escoamento. Foi desenvolvida com base em dados experimentais para escoamentos bifásicos do tipo ar-água, vapor-água, e refrigerantes, para tubos de diâmetro de até 450 mm. Inicialmente essa correlação foi proposta para o cálculo da fração de vazio em reatores de água leve (LWRs) sem o conhecimento do padrão de escoamento. O modelo de fluxo de deslizamento foi utilizado devido à sua importancia na indústria nuclear. A velocidade de escorregamento é obtida através de:

$$V_{gj} = \frac{U_{gs}}{\varepsilon} = C_0 U_m + \overline{V_{gj}} \quad , \quad (20)$$

onde o parâmetro de distribuição de bolhas  $C_0$  deve ser calculado, juntamente com a velocidade de escorregamento média balanceada com a fração de vazio,  $V_{gj}$ , através das Equação 21 e 22, respectivamente,

$$C_0 = \frac{L}{[K_o + (1 - K_o)\varepsilon^{K_1}] \quad , \quad (21)$$

$$\overline{V_{gj}} = 1,41 \left( \frac{(\rho_l - \rho_g)\sigma_l g}{\rho_l^2} \right)^{0,25} C_2 C_3 C_4 \quad , \quad (22)$$

onde a variável  $K_o$  é definida como:

$$K_o = B_1 + (1 - B_1)(\rho_g/\rho_l)^{1/4} \quad , \quad (23)$$

e  $B_1$  equivale ao valor mínimo entre 0,8 e  $A_1$ , para:

$$A_1 = 1/[1 + \exp(-Re/60000)] \quad , \quad (24)$$

$$Re = \begin{cases} Re_g & \text{se } Re_g > Re_l \text{ ou } Re_g < 0 \\ Re_l & \text{se } Re_g \leq Re_l \end{cases} \quad . \quad (25)$$

Na equação acima,  $Re_g$  e  $Re_l$  são os números de Reynolds locais baseados em  $Re_g = U_{gs} \rho_g d/\mu_g$  e  $Re_l = U_{ls} \rho_l d/\mu_l$  respectivamente. A variável  $K_1$  equivale a:

$$K_1 = (1 + 1,57 \rho_g/\rho_l)/(1 - B_1) \quad , \quad (26)$$

e  $L$  é o parâmetro de fluido de Chexal-Lellouche, definido para uma mistura vapor-água por,

$$L = \frac{1 - \exp(-C_1 \varepsilon)}{1 - \exp(-C_1)} \quad , \quad (27)$$

onde:

$$C_1 = \frac{4P_{crit}^2}{P(P_{crit} - P)} . \quad (28)$$

Para uma mistura ar-água tem-se:

$$L = \begin{cases} \min(1, 15\varepsilon^{0,45}, 1) & \text{se } Re_g \geq 0 \\ \min(1, 05\varepsilon^{0,25}, 1) & \text{se } Re_g < 0 \end{cases} , \quad (29)$$

e para fluidos refrigerantes:

$$L = \begin{cases} \varepsilon^{0,025(1+10\varepsilon)} \exp[0,5(1 - \varepsilon)] & \text{se } Re_g \geq 0 \\ [1 - \exp(-100\varepsilon)][0,02(\varepsilon + 4) - 0,074\varepsilon^{2(1-\varepsilon)}] & \text{se } Re_g < 0 \end{cases} . \quad (30)$$

Os termos  $C_2$ ,  $C_3$  e  $C_4$  são obtidos através das seguintes equações:

$$\text{se } \frac{\rho_l}{\rho_g} \leq 18, \quad C_2 = 0,4757 \left[ \ln \left( \frac{\rho_l}{\rho_g} \right) \right]^{0,7} , \quad (31)$$

$$\text{se } \frac{\rho_l}{\rho_g} > 18,$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{se } C_5 \geq 1 \\ 1 & \\ \{1 - \exp[-C_5/(1 - C_5)]\} & \text{se } C_5 < 1 \end{cases} , \quad (32)$$

$$C_5 = \sqrt{150 / \left( \frac{\rho_l}{\rho_g} \right)} . \quad (33)$$

Para escoamento ascendente tem-se:

$$C_3 = \max \left\{ \begin{array}{l} 0,5 \\ 2 \exp(-|Re_l|/60000) \end{array} \right\} \quad (34)$$

e

$$C_4 = \max \left\{ \begin{array}{l} 1 \quad \text{se } C_7 \geq 1 \\ 1 \\ \left\{ 1 - \exp \left[ -\frac{C_7}{1 - C_7} \right] \right\} \end{array} \right. \quad \text{se } C_7 < 1 \quad , \quad (35)$$

$$C_7 = \left( \frac{0,09144}{d} \right)^6 . \quad (36)$$

A Equação 20 reescrita para a fração de vazio assume a forma:

$$\varepsilon = \frac{U_{gs}}{C_0 U_m + V_{gj}} . \quad (37)$$

Com a fração de vazio definida, o gradiente de pressão por atrito é calculado pela correlação de Friedel (1979), para o multiplicador bifásico,

$$\Phi_{fo}^2 = A_1 + \frac{3,24A_2A_3}{Fr^{0,045}We^{0,035}} , \quad (38)$$

onde  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $Fr$  e  $We$  são os parâmetros da correlação de Friedel apresentados por Collier e Thome (1994) nas equações a seguir:

$$A_1 = (1 - x)^2 + x^2 \left( \frac{\rho_l f_g}{\rho_g f_l} \right) , \quad (39)$$

$$A_2 = x^{0,78} (1 - x)^{0,224} , \quad (40)$$

$$A_3 = \left( \frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0,91} \left( \frac{\mu_g}{\mu_l} \right)^{0,19} \left( 1 - \frac{\mu_g}{\mu_l} \right)^{0,7} , \quad (41)$$

$$Fr = \frac{G^2}{gd\rho_m^2} , \quad (42)$$

$$We = \frac{G^2 d}{\rho_h \sigma_l} , \quad (43)$$

$$\frac{1}{\rho_h} = \frac{x}{\rho_g} + \frac{(1-x)}{\rho_l} . \quad (44)$$

O gradiente de pressão por atrito é dado pelo produto do gradiente monofásico pelo multiplicador bifásico,

$$-\left(\frac{dP}{dz}\right)_f = -\left(\frac{dP}{dz}\right)_{lo} \Phi_{fo}^2 . \quad (45)$$

A parcela relativa ao termo gravitacional considera a fração de vazio e de líquido e é calculada através de:

$$-\left(\frac{dP}{dz}\right)_{grav} = [\rho_l(1-\varepsilon) + \rho_g\varepsilon]g . \quad (46)$$

### 3.3 MODELO DE PADRÕES DE ESCOAMENTO – GRAMP2

O modelo de padrões de escoamento GRAMP2, apresentado por Barbosa e Hewitt (2006), consiste em sub-modelos específicos para os padrões de escoamento ascendente em tubos verticais definidos como *bubbly*, *slug*, *churn* e *annular*, conforme apresentado na Figura 3.

Com dados de pressão, entalpia e composição ao longo do escoamento, é possível identificar o padrão de escoamento local e resolver o gradiente de pressão para cada posição. Wolff (2012) apresentou uma validação deste modelo para escoamentos ar-água em tubos verticais utilizando dados da literatura. As seções a seguir apresentam as equações e modelos descritos por Barbosa e Hewitt (2006).

#### 3.3.1 Padrão de escoamento *Bubbly*

Para o escoamento vertical ascendente, onde a integração da coluna ocorre do fundo até a cabeça do poço é observada uma diminuição da pressão ao longo do escoamento monofásico até que seja previsto o surgimento da fase gasosa. O primeiro estágio de escoamento bifásico observado é o padrão *bubbly*, ou escoamento com bolhas. A



modelagem deste padrão é feita através da correlação de Friedel (1979), de forma a calcular o gradiente de pressão devido à fricção, associada com a correlação de Zuber (1967) para obtenção da fração de vazio utilizada no gradiente de pressão gravitacional.

O fator de fricção  $f$  é obtido como uma função do número de Reynolds considerando todo o escoamento como líquido,  $Re_{lo}$ , para o escoamento através da equação sugerida por Friedel (1979):

$$f = \begin{cases} 16/Re_{lo} & Re_{lo} < 2300 \\ 143,38/(\ln Re_l)^{4,5} + 1,069 \times 10^{-3} & 2300 \leq Re_{lo} \leq 8000 \\ 7,9 \times 10^{-2} Re_{lo}^{-\frac{1}{4}} & 8000 < Re_{lo} \leq 24000 \\ 4,6 \times 10^{-2} Re_{lo}^{-\frac{1}{5}} & Re_{lo} > 24000 \end{cases} \quad (47)$$

O gradiente de pressão gravitacional pode ser obtido através da Equação 46 como uma função da fração de vazio de Zuber (1967), calculada através de:

$$\varepsilon = \frac{U_{gs}}{U_m C_0 + V_{gj}} \quad (48)$$

onde,  $V_{gj}$ , que corresponde à velocidade de fluxo de escorregamento, ou *drift flux velocity*, é obtida através de (Zuber, 1967); Collier e Thome, 1994)

$$V_{gj} = 1,53(1 - \varepsilon)^2 \left( \sigma_l g \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_l^2} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (49)$$

O gradiente de pressão devido à parcela de aceleração pode ser desprezada para esse modelo. A transição do padrão *bubbly* para o padrão *slug* foi definida quando a fração de vazio atinge 25%, segundo o critério de Taitel et al. (1980), que associa esse valor ao espaçamento necessário para a movimentação e deformação randômica das bolhas de forma que não haja coalescimento das mesmas.

### 3.3.2 Padrão de escoamento *Slug*

O padrão de escoamento *slug* é caracterizado pela presença da bolha da Taylor cercada por uma fina camada de fluido descendente e

um *slug* de líquido. O modelo adotado por Barbosa e Hewitt (2006) foi o proposto por De Cachard e Delhay (1996), que considera o escoamento permanente e plenamente desenvolvido como uma sucessão de elementos característicos, constituindo uma célula, conforme apresentado na Figura 5.

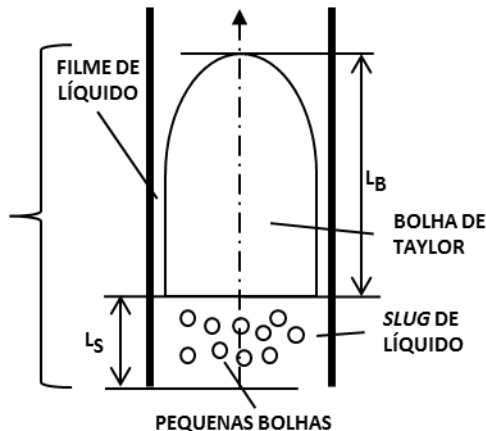


Figura 5. Célula unitária do padrão *slug*.

Para o cálculo da fração de vazio e obtenção do gradiente de pressão são utilizados os valores relativos à bolha e ao *slug* de líquido, e a fração da célula correspondente à bolha de Taylor, conforme a seguinte expressão:

$$\varepsilon = (1 - \beta)\varepsilon_S + \beta\varepsilon_B \quad , \quad (50)$$

Da mesma forma são calculados os componentes de gradiente de pressão gravitacional e de fricção, dados, respectivamente, por:

$$\begin{aligned} -\frac{dP}{dz}\Big|_{grav} &= (1 - \beta)g[\rho_l(1 - \varepsilon_S) + \rho_g\varepsilon_S] \\ &\quad + \beta g[\rho_l(1 - \varepsilon_B) + \rho_g\varepsilon_B] \quad , \end{aligned} \quad (51)$$

$$-\frac{dP}{dz}\Big|_{fric} = -(1 - \beta)\frac{dP}{dz}\Big|_{fric,S} - \beta\frac{dP}{dz}\Big|_{fric,B} \quad , \quad (52)$$

onde,  $\beta$  é a fração do comprimento da célula unitária ocupada pela bolha de Taylor:

$$\beta = \frac{L_B}{L_B + L_S} , \quad (53)$$

e é obtida através do balanço de massa do gás. A parcela referente à fricção no *slug* de líquido é definida como:

$$-\frac{dP}{dz}\Big|_{fric,S} = \frac{2f_S\rho_S U_m^2}{d} , \quad (54)$$

e o fator de fricção é obtido pelo modelo homogêneo utilizando a relação de Blasius. Logo, a massa específica e a viscosidade equivalentes do *slug* de líquido são dados por:

$$\frac{1}{\rho_S} = \frac{x_S}{\rho_g} + \frac{(1-x_S)}{\rho_l} , \quad (55)$$

$$\frac{1}{\mu_S} = \frac{x_S}{\mu_g} + \frac{(1-x_S)}{\mu_l} . \quad (56)$$

A fração mássica de gás no *slug* é obtida da hipótese de escoamento homogêneo, igualando as velocidades *in-situ* do líquido e do gás. Logo,

$$x_S = \frac{\rho_g \varepsilon_S}{[\rho_l(1-\varepsilon_S) + \rho_g \varepsilon_S]} , \quad (57)$$

onde a fração de vazio do *slug* de líquido, obtida da correlação de Barnea e Brauner (1985), é definida por:

$$\varepsilon_S = 0,058 \left[ d_c \left( \frac{2f_m U_m^3}{d} \right)^{0,4} \left( \frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{0,6} - 0,725 \right]^2 , \quad (58)$$

onde  $d_c$  é definido para escoamentos verticais por:

$$d_c = 2 \left[ \frac{0,4\sigma_l}{g(\rho_l - \rho_g)} \right]^{0,5}, \quad (59)$$

e o fator de atrito  $f_m$  é obtido considerando a velocidade da mistura,

$$f_m = 0,046 \left( \frac{U_m d \rho_l}{\mu_l} \right)^{-0,2}. \quad (60)$$

A parcela relativa à bolha de Taylor é definida considerando o filme de líquido plenamente desenvolvido e seu peso completamente balanceado pela força de atrito na parede, resultando dessa forma no oposto do termo gravitacional, ou seja,

$$-\left. \frac{dP}{dz} \right|_{fric,B} = -g\rho_l(1 - \varepsilon_B). \quad (61)$$

Além disso, é considerada a presença de pequenas bolhas nos *slugs* de líquido, aumentando a complexidade da formulação, resultando na fração de vazio do *slug*. O número de Bond é utilizado como critério para a existência de *slugs* aerados, presentes para valores maiores ou iguais a 140,

$$Bo = \frac{(\rho_l - \rho_g)gd^2}{\sigma_l} \geq 140. \quad (62)$$

O modelo compreende ainda as equações de continuidade do gás, líquido e mistura integradas ao longo da célula. Dessa forma, as equações podem ser escritas para a região da bolha de Taylor e do *slug* e relacionadas através da velocidade da mistura,  $U_m$ , conforme apresentado a seguir:

$$U_m = \varepsilon_B V_{B,g} + (1 - \varepsilon_B) V_{B,l}, \quad (63)$$

$$U_m = \varepsilon_S V_{S,g} + (1 - \varepsilon_S) V_{S,l}. \quad (64)$$

Para resolver o sistema de equações é necessário fazer algumas aproximações, que consistem em assumir escoamentos totalmente desenvolvidos e negligenciar o escorregamento entre as fases no *slug* de líquido, resultando em apenas uma velocidade para esta parcela da

célula,  $V_{S,g}=V_{S,l}$ . Além disso, é necessário definir as velocidades da bolha,  $V_{B,g}$ , e do filme descendente  $V_{B,l}$ . A velocidade da bolha de Taylor é calculada através da equação proposta por Nicklin et al. (1962), na forma:

$$V_{B,g} = 1,2U_m + V_0 \quad , \quad (65)$$

onde a velocidade de subida da bolha é obtida através da correlação de White e Beardmore (1962),

$$V_0 = \gamma\sqrt{gd} \quad , \quad (66)$$

onde:

$$\gamma = 0,345 \left[ 1 - \exp\left(-\frac{0,01N_f}{0,345}\right) \right] \left[ 1 - \exp\left(\frac{3,37 - Bo}{m}\right) \right] \quad , \quad (67)$$

e a viscosidade adimensional e o parâmetro empírico  $m$  são dados por:

$$N_f = \frac{\sqrt{d^3 g (\rho_l - \rho_g) \rho_l}}{\mu_l} \quad , \quad (68)$$

e

$$m = \begin{cases} 10 & N_f > 250 \\ 69/N_f^{-0,35} & 18 < N_f < 250 \\ 25 & N_f < 18 \end{cases} \quad . \quad (69)$$

A velocidade do filme de líquido descendente, adjacente à bolha de Taylor é calculada através da modelagem de filme fino, sem cisalhamento, dentro de um tubo vertical, onde a espessura do filme de líquido ( $\delta$ ) obtida através da relação de Nusselt,

$$\delta \left( \frac{g\rho_l^2}{\mu_l^2} \right)^{1/3} = (3Re_\delta)^{1/3} \quad , \quad (70)$$

onde o número de Reynolds do filme ( $Re_\delta$ ) é obtido através da própria velocidade e espessura do filme de forma iterativa. Para o escoamento turbulento, a equação da espessura do filme é reescrita de acordo com o modelo de Belkin et al. (1959) e Wallis (1969), apresentado a seguir:

$$\delta \left( \frac{g\rho_l^2}{\mu_l^2} \right)^{1/3} = 0,159Re_\delta^{2/3} . \quad (71)$$

As duas relações convergem quando o número de Reynolds do filme se aproxima de 750. Dessa forma, a equação da espessura de filme é reescrita para a fração de vazio da bolha:

$$\delta = \frac{d}{2} \left( 1 - \varepsilon_B^{1/2} \right) , \quad (72)$$

resultando na equação da velocidade do filme dada por:

$$V_{B,l} = \begin{cases} -0,333 \left( \frac{gd^2\rho_l}{\mu_l} \right) \left( 1 - \varepsilon_B^{1/2} \right)^2 , & Re_\delta < 750 \\ -11,2 \left[ gd \left( 1 - \varepsilon_B^{1/2} \right) \right]^{1/2} , & Re_\delta > 750 \end{cases} . \quad (73)$$

A fração  $\beta$  é determinada pelo balanço de massa da fase gás, como função da velocidade superficial do gás, ou seja:

$$U_{gs} = \beta(\varepsilon_B V_{B,g} + (1 - \beta)\varepsilon_S V_{S,g}) . \quad (74)$$

Caso o *slug* de líquido não seja aerado,  $Bo < 140$ , o segundo termo à direita da equação, referente ao *slug*, é omitido da equação. Com a resolução das equações apresentadas de forma iterativa, é possível calcular o gradiente de pressão e a fração de vazio desse padrão de escoamento.

A transição para o escoamento *churn* é definida através do modelo de Jayanti e Hewitt (1992), baseado no mecanismo de *flooding* da bolha de Taylor. Para tal foi utilizada a correlação modificada de *flooding* na forma:

$$\sqrt{U_{B,g}^*} + m_{LTB} \sqrt{U_{B,l}^*} > 1 , \quad (75)$$

onde as velocidades superficiais da bolha de Taylor e do filme de líquido descendente adimensionalizadas são definidas como:

$$U_{B,g}^* = U_{B,g} \frac{\sqrt{\rho_g}}{\sqrt{gd(\rho_l - \rho_g)}} , \quad (76)$$

$$U_{B,l}^* = U_{B,l} \frac{\sqrt{\rho_l}}{\sqrt{gd(\rho_l - \rho_g)}} . \quad (77)$$

As velocidades superficiais devem ser obtidas através da resolução do sistema definido por:

$$U_{B,g} = \left(1 - 4\frac{\delta}{d}\right) \left[1,2(U_{ls} + U_{gs}) + 0,35\sqrt{\frac{gd(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l}}\right] , \quad (78)$$

$$U_{B,l} = U_{B,g} - (U_{gs} - U_{ls}) . \quad (79)$$

A espessura de filme é definida pela relação de Brotz, apresentada na seguinte forma:

$$\delta \left[ \frac{g(\rho_l - \rho_g)\rho_l}{\mu_l^2} \right]^{1/3} = 0,1719Re_\delta^{2/3} , \quad (80)$$

e  $m_{LTB}$  é obtido através da relação:

$$m_{LTB} = \begin{cases} 0,96 & \text{se } \frac{L_B}{d} > 120 \\ 0,1928 + 0,01089\frac{L_B}{d} - 3,754 \times 10^{-5} \left(\frac{L_{TB}}{d}\right)^2 & \\ & \text{se } \frac{L_B}{d} \leq 120 \end{cases} , \quad (81)$$

onde o comprimento da bolha de Taylor é calculado pelo balanço de massa da fase líquida dado por:

$$U_{ls} = V_{S,l}(1 - \varepsilon_S) \frac{L_S}{L_B + L_S} - V_{B,l} \frac{L_B}{L_B + L_S} . \quad (82)$$

Para resolver essa equação, Jayanti e Hewitt (1992) sugerem que se utilize  $V_{S,l}=U_m$ ,  $L_S=12d$  e  $\varepsilon_S=0,5$ .

### 3.3.3 Padrão de escoamento *Churn*

A modelagem do escoamento *churn* apresentada pela rotina do programa GRAMP2 consiste no modelo proposto por Jayanti e Brauner (1994), através do balanço de forças na interface filme de líquido/núcleo de gás considerando as tensões cisalhantes na parede do tubo e na interface, apresentados nas equações a seguir:

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{4\tau_i}{d\sqrt{\varepsilon}} + \rho_g , \quad (83)$$

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{4\tau_w}{d\sqrt{\varepsilon}} + g[\rho_l(1 - \varepsilon) + \rho_g\varepsilon] . \quad (84)$$

Para calcular a tensão na parede, é considerado apenas a velocidade *in-situ* do escoamento no filme,

$$\tau_w = \frac{1}{2}\rho_l f_l \left( \frac{U_{ls}}{1 - \varepsilon} \right)^2 . \quad (85)$$

O fator de atrito do líquido é obtido através da expressão:

$$f_l = \begin{cases} 16/Re_l & Re_l \leq 2100 \\ 0,079Re_l^{-1/4} & Re_l > 2100 \end{cases} . \quad (86)$$

A tensão na interface é escrita de forma similar, considerando as propriedades da fase gasosa e o coeficiente de atrito da interface entre o filme e o núcleo,

$$\tau_i = \frac{1}{2}\rho_g f_i \left( \frac{U_{gs}}{\varepsilon} \right)^2 . \quad (87)$$



O coeficiente de atrito da interface é definido como uma média aritmética das correlações de Wallis (1969) e Bharathan e Wallis (1983). As equações utilizadas são apresentadas a seguir:

$$f_i = \frac{1}{2}(f_{i,Wallis} + f_{i,Bharathan}) , \quad (88)$$

$$f_{i,Wallis} = 0,005 + 0,375(1 - \varepsilon) , \quad (89)$$

$$f_{i,Bharathan} = 0,005 + 10^{\left(-0,56 + \frac{9,07}{d^*}\right)} \left[ \frac{d^*(1 - \varepsilon)}{4} \right]^{\left(1,63 + \frac{4,74}{d^*}\right)} , \quad (90)$$

onde,

$$d^* = d \sqrt{\frac{(\rho_l - \rho_g)g}{\sigma_l}} . \quad (91)$$

Para  $d^*$  maior que 160, o coeficiente de atrito na interface de Bharathan é rescrito conforme a equação a seguir:

$$f_{i,Bharathan} = 0,005 \left[ 1 + 55 \left( \frac{d^*(1 - \varepsilon)}{4} \right)^{1,63} \right] . \quad (92)$$

As Equações 83 e 84 são então resolvidas utilizando o método de Newton-Rhapson. Embora o modelo do padrão *churn* seja validado com resultados experimentais por Owen (1986), a aplicação em poços de óleo e gás requer diâmetros superiores, com fluxos de massa de líquido que extrapolam o intervalo de 5 a 400 kg/m<sup>2</sup>.s. Para tal, além do modelo apresentado, é implementada a correlação de Friedel (1979) em conjunto com a correlação de Zuber (1967), conforme implementado no padrão de escoamento *bubbly*. De acordo com Ali (2009) as correlações de *drift flux* para a fração de vazio são mais bem sucedidas resultando em valores próximos dos experimentais e são recomendadas para os padrões *bubbly* e *churn* em regime turbulento.

A transição para o regime anular é definida de forma similar à transição de *slug* para *churn*, através da correlação de *flooding*, considerando o ponto de reversão do fluxo pela equação de Hewitt e Wallis (1963),

$$\sqrt{U_{gs}^*} + \sqrt{U_{ls}^*} \approx 1 \quad . \quad (93)$$

A condição de reversão de fluxo se dá para  $U_{ls}^*=0$ , quando o filme de líquido transita do escoamento intermitente para ascendente, referente ao padrão anular.

### 3.3.4 Padrão de escoamento *Annular*

O padrão anular é caracterizado pelo filme de líquido cobrindo a parede interna do tubo e o escoamento de gás na região central do tubo. Parte do líquido na parede do tubo é arrastado pelo escoamento de gás na forma de gotículas devido às perturbações criadas na interface. Essas gotículas entranhadas no escoamento de gás são depositadas novamente no filme de líquido a jusante do escoamento. A resolução deste padrão de escoamento necessita a integração da fração de líquido entranhada no gás, junto com as equações de conservação da quantidade de movimento e energia através de métodos numéricos, como o de Runge-Kutta. Balanços de massa e quantidade de movimento para um trecho infinitesimal do tubo são esquematizados conforme a Figura 6.

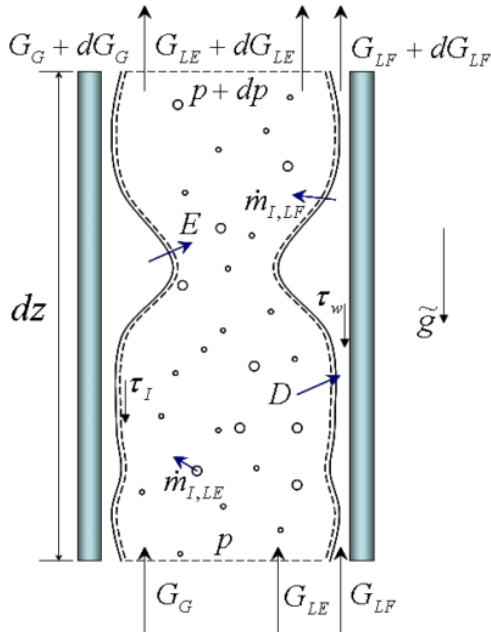


Figura 6. Balanço de conservação de massa e quantidade de movimento.(Barbosa e Hewitt 2006)

Além da hipótese de escoamento unidimensional em regime permanente, admite-se que no padrão anular, a espessura do filme é uniforme ao longo do perímetro do tubo e o escoamento no núcleo é homogêneo (sem escorregamento entre gotículas e gás).

O balanço de massa para o filme e núcleo de gás gera as seguintes equações:

$$\frac{d}{dz} G_{LF} = \frac{4}{d} (D - E - \dot{m}_{i,LF}) \quad , \quad (94)$$

$$\frac{d}{dz} G_{LE} = \frac{4}{d} (D - E - \dot{m}_{i,LE}) \quad , \quad (95)$$

$$\frac{d}{dz} G_g = \frac{4}{d} (\dot{m}_{i,LF} + \dot{m}_{i,LE}) \quad . \quad (96)$$

As variações dos fluxos de massa no filme líquido, no líquido entranhado e no núcleo de gás são obtidas pela relação entre os fluxos de deposição,  $D$ , e entranhamento,  $E$ , e fluxos mássicos na interface relativos à condensação e evaporação. Para possibilitar a resolução do problema de forma simplificada a fração de gotas arrastadas, ou fração entranhada, é definida como:

$$ef = \frac{G_{LE}}{G_{LE} + G_{LF}} = \frac{x_{LE}}{x_{LE} + x_{LF}} , \quad (97)$$

dessa forma, a equação para a fração mássica entranhada fica:

$$\frac{d}{dz} x_{LE} = \frac{4(E - D)}{dG} , \quad (98)$$

e utilizando o balanço global:

$$\frac{d}{dz} x_{LE} + \frac{d}{dz} x_{LF} + \frac{d}{dz} x = 0 . \quad (99)$$

A equação da fração entranhada pode ser escrita na forma diferencial, conforme a seguir:

$$\frac{d}{dz} ef = \frac{1}{(1 - x)} \left[ \frac{4}{dG} (E - D) + ef \frac{d}{dz} x \right] . \quad (100)$$

Com a equação diferencial é possível integrar a fração entranhada ao longo do escoamento anular possibilitando o cálculo da fração de vazio e do gradiente de pressão.

Para definir as taxas de entranhamento e deposição é utilizado o método proposto por Govan e Hewitt (1988). A taxa de entranhamento é dada por:

$$E = \begin{cases} 0 & \text{se } G_{LF} \leq G_{LFC} \\ 5,75 \times 10^{-5} G_g \left[ \frac{\rho_l}{d \sigma_l \rho_g^2} (G_{LF} - G_{LFC})^2 \right]^{0,316} & \text{se } G_{LF} > G_{LFC} \end{cases} . \quad (101)$$

Do balanço de massa se define o fluxo de líquido no filme:

$$G_{LF} = G_l(1 - ef) \quad , \quad (102)$$

e o fluxo mássico crítico do filme é definido por:

$$G_{LFC} = \frac{\mu_l}{d} \exp \left[ 5,8504 + 0,4249 \left( \frac{\mu_g}{\mu_l} \right) \left( \frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0,5} \right] \quad . \quad (103)$$

A taxa de deposição é definida pelo produto da concentração de gotas no núcleo e o coeficiente de deposição de gotas apresentado por Govan e Hewitt (1988),

$$D = Ck_d \quad , \quad (104)$$

$$C = \frac{G_{LE}}{\frac{G_g}{\rho_g} + \frac{G_{LE}}{\rho_l}} \quad , \quad (105)$$

$$k_d = \begin{cases} 0,185 \sqrt{\frac{\sigma_l}{\rho_g d}} & \text{se } \frac{C}{\rho_g} < 0,3 \\ 0,083 \sqrt{\frac{\sigma_l}{\rho_g d} \left( \frac{\rho_g}{C} \right)^{0,65}} & \text{se } \frac{C}{\rho_g} \geq 0,3 \end{cases} \quad . \quad (106)$$

Como o escoamento evoluiu do escoamento *churn* de forma natural pelo aumento do título, é necessário definir a fração entranhada inicial. Esta é definida com a correlação proposta por Barbosa et al. (2002),

$$ef_0(\%) = 0,95 + 342,55 \sqrt{\frac{\rho_l G_l}{\rho_g G_g}} d^2 \quad . \quad (107)$$

A equação da quantidade de movimento pode agora ser reescrita assumindo a mistura bifásica com escoamento homogêneo no núcleo de gotículas e gás. A equação resultante tem a forma:

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{4}{d} \tau_w + [\rho_l(1 - \varepsilon_c) + \rho_c \varepsilon_c] g + G^2 \frac{d}{dz} \left[ \frac{x_c^2}{\rho_c \varepsilon_c} + \frac{(1 - x_c)^2}{\rho_l(1 - \varepsilon_c)} \right] . \quad (108)$$

A fração de vazio do núcleo,  $\varepsilon_c$ , e a espessura de filme de líquido podem ser relacionadas através de:

$$\varepsilon_c = 1 - \frac{4\delta}{d} . \quad (109)$$

De forma similar são definidas a fração de massa equivalente do núcleo:

$$x_c = \frac{G_{LE} + G_g}{G} = ef(1 - x_g) + x_g , \quad (110)$$

o título do núcleo:

$$\hat{x}_c = \frac{G_g}{G_{LE} + G_g} = \frac{x_g}{x_g(1 - ef) + ef} , \quad (111)$$

a densidade do núcleo:

$$\rho_c = \left[ \frac{\hat{x}_c}{\rho_g} + \frac{(1 - \hat{x}_c)}{\rho_l} \right]^{-1} , \quad (112)$$

e as velocidades do núcleo e do filme de líquido:

$$u_c = \frac{G x_c}{\rho_c \varepsilon_c} , \quad (113)$$

$$u_{LF} = \frac{G(1 - x_c)}{\rho_l(1 - \varepsilon_c)} . \quad (114)$$

A tensão de cisalhamento na parede, presente na Equação 108, assim como a espessura do filme e vazão do filme são obtidas através de uma equação de fechamento, comumente chamada de “relação triangular”, apresentada por Hewitt e Hall-Taylor (1970), onde é

necessária uma relação para a tensão de cisalhamento na interface. No problema em questão, foi utilizado método de Wallis (1969) a seguir, para o qual a tensão de cisalhamento interfacial é dada por:

$$\tau_i = \frac{1}{2}(\rho_g + C)V_{GC}^2 f_i . \quad (115)$$

Com base na concentração de gotas de líquido no núcleo gasoso, definida também como a fração entranhada, e a velocidade homogênea do núcleo definida por:

$$V_{GC} = \frac{G_g}{\rho_g} + \frac{G_{LE}}{\rho_l} , \quad (116)$$

a Equação 115 é rescrita na forma,

$$\tau_i = \frac{1}{2}\rho_c u_c^2 f_i . \quad (117)$$

O fator de atrito da interface é obtido através do fator de atrito de Fanning modificado,

$$f_i = f_{GC} \left[ 1 + 360 \frac{\delta}{d} \right] , \quad (118)$$

onde

$$f_{GC} = 0,079 Re_{GC}^{-0,25} , \quad (119)$$

$$Re_{GC} = \frac{(G_g + G_{LE})d}{\mu_g} . \quad (120)$$

A relação triangular envolve a vazão do filme de líquido, a espessura deste filme e a tensão cisalhante na parede. Conhecendo-se duas destas variáveis é possível determinar a terceira. Em uma dada posição axial, a espessura de filme é calculada pela integral do perfil de velocidades no filme, comparando-a à vazão de líquido. Ao adotar um perfil de velocidades turbulento, se faz necessário o conhecimento da tensão cisalhante na parede. No presente trabalho é utilizado o perfil de velocidade sugerido por Jensen (1987), conhecido como “*Double*

*Velocity Profile*” (DVP). A vazão do filme de líquido em coordenadas adimensionais é definida por:

$$\dot{M}_{LF}^+ = \frac{\dot{M}_{LF}}{\pi d \mu_l} = \int_0^{\delta^+} u_{LF}^+ \left(1 - \frac{y^+}{Re^+}\right) dy^+ , \quad (121)$$

onde os parâmetros adimensionais são definidos como:

$$y^+ = \frac{\rho_l u^* y}{\mu_l} , \quad (122)$$

$$\delta^+ = \frac{\rho_l u^* \delta}{\mu_l} , \quad (123)$$

$$Re^+ = \frac{\rho_l u^* d}{2\mu_l} , \quad (124)$$

$$u_{LF}^+ = \frac{u_{LF}}{u^*} , \quad (125)$$

e a velocidade de fricção é definida como:

$$u^* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho_l}} . \quad (126)$$

O perfil de velocidade universal (UVP), utilizado na integração do filme de líquido, é definido por Von Kármán, de acordo com:

$$u_{LF}^+ = \begin{cases} y^+ & \text{se } y^+ \leq 5 \\ -3,05 + 5\ln(y^+) & \text{se } 5 < y^+ \leq 30 \\ 5,46 + 2,5\ln(y^+) & \text{se } y^+ > 30 \end{cases} . \quad (127)$$

O perfil de velocidade duplo, ou DVP, utiliza o perfil de velocidade universal, UVP, na integral da vazão do filme de líquido, expressa na Equação 121, em duas regiões. A primeira integral utiliza o UVP até a metade do filme. A partir dessa região o UVP é utilizado como uma reflexão invertida da Equação 127. A integração dessas duas regiões resulta em



$$\dot{M}_{LF}^+ = \begin{cases} \frac{1}{2}\delta^{+2} - \frac{1}{3}\delta^{+3} & \text{se } \delta^+ \leq 10 \\ -3,05\delta^+ + 5\delta^+\ln\left(\frac{\delta^+}{2}\right) + \frac{1}{Re^+}[17,22 - 22,26\delta^+ \\ + 0,594\delta^{+2} - 2,5\delta^{+2}\ln\left(\frac{\delta^+}{2}\right)] & \text{se } 10 < \delta^+ \leq 60 \\ 5,5\delta^+ + 2,5\delta^+\ln\left(\frac{\delta^+}{2}\right) + \frac{1}{Re^+}[1146 - 63,9\delta^+ \\ + 3,688\delta^{+2} - 1,25\delta^{+2}\ln\left(\frac{\delta^+}{2}\right)] & \text{se } \delta^+ > 60 \end{cases} \quad (128)$$

A tensão cisalhante na parede é obtida eliminando o gradiente de pressão dos balanços de força do filme de líquido e do núcleo de gás. Dessa forma, o gradiente de pressão devido à aceleração é negligenciado, e a equação da tensão cisalhante na parede assume a forma:

$$\tau_w = \frac{R^2 - R_i^2}{2R} \left[ (\rho_l - \rho_c)g + \frac{2R\tau_i}{R_i(R^2 - R_i^2)} \right] \quad (129)$$

Em um processo iterativo que envolve as Equações 117 a 129, são definidos os parâmetros da relação triangular, permitindo assim a determinação do gradiente de pressão em cada posição ao longo do escoamento.

### 3.4 MODELOS DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR

A modelagem da transferência de calor em poços é feita de modo a considerar as diversas camadas concêntricas presentes no mesmo. Cada camada é associada a uma resistência térmica e o modelo é resolvido através do cálculo da resistência global e da integração da equação da energia. A equação da energia para o fluido no interior do tubo na forma do gradiente de entalpia é escrita como:

$$\frac{dh}{dz} = -\frac{Q}{GA} - g - v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (130)$$

onde a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento,  $Q$ , é obtida com base nas temperaturas do fluido no interior do tubo, na resistência global associada à geometria do poço e no gradiente geotérmico da formação rochosa adjacente ao poço,

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_{wb}) . \quad (131)$$

O coeficiente global de transferência de calor  $U_{to}$  para um poço com apenas um anular, com tubo de produção, anular, revestimento, cimentação, exemplificado na Figura 7, pode ser obtido através de:

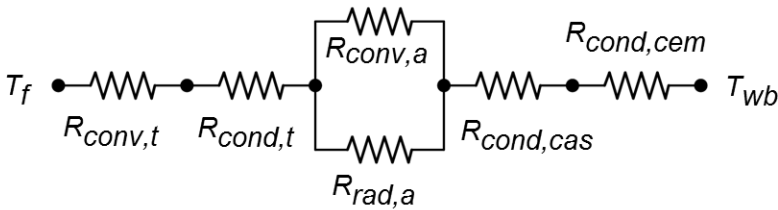


Figura 7. Associação de resistências para geometria de poço simplificada.

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti} h_c} + \frac{r_{to} \ln(r_{to}/r_{ti})}{k_t} + \frac{r_{to}}{r_{to}(h_a + h_r)} + \frac{r_{to} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_{cas}} + \frac{r_{to} \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} , \quad (132)$$

onde  $h_c$  é o coeficiente de transferência de calor por convecção no interior do tubo,  $h_a$  e  $h_r$  correspondem aos coeficientes de transferência de calor por convecção e radiação do anular.  $k_t$ ,  $k_c$  e  $k_{cem}$  são as condutividades do tubo de produção, revestimento e da camada de cimento respectivamente.

### 3.4.1 Modelo de Chen (1966)

Para o cálculo do coeficiente de convecção bifásico no interior do tubo,  $h_c$ , é utilizado o modelo de convecção forçada de Chen (1966). Embora o modelo seja desenvolvido baseado em dados de ebulição convectiva o coeficiente de transferência de calor local é calculado com base numa parcela convectiva e outra parcela de ebulição nucleada. Para o caso em questão, foi assumido que existe apenas a parcela referente à convecção forçada. A equação para essa parcela é similar à de Dittus-

Boelter, porém considera propriedades associadas com o escoamento bifásico, na forma:

$$h_c = 0,023 \left[ \frac{G(1-x)d}{\mu_l} \right]^{0,8} \left[ \frac{\mu_l c_{pl}}{k_l} \right]^{0,4} \left( \frac{k_l}{d} \right) F \quad (133)$$

onde  $F$  é o fator de intensificação da transferência de calor pelo escoamento bifásico.  $F$  é correlacionado em função do parâmetro de Martinelli na forma:

$$F = \begin{cases} 1 & \text{se } X_{tt}^{-1} \leq 0,1 \\ 2,35(0,213 + X_{tt}^{-1})^{0,736} & \text{se } X_{tt}^{-1} > 0,1 \end{cases} \quad (134)$$

onde o parâmetro de Martinelli é definido por:

$$X_{tt} = \left( \frac{1-x}{x} \right)^{0,9} \left( \frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0,5} \left( \frac{\mu_l}{\mu_g} \right)^{0,1} \quad (135)$$

### 3.4.2 Modelo de Propriedades do Fluido do Anular

Na região do anular, localizado entre a camada exterior do tubo e interior do revestimento, são utilizados modelos específicos para cálculo das propriedades do fluido. De forma a tornar o modelo do anular mais robusto, foi implementado um modelo de fluido utilizando propriedades calculadas através do *software Multiflash* v.4.4. Para tal, foi utilizado o modelo disponível no programa referente a um componente do tipo sal. Associado com o modelo de solidificação é possível representar o fluido do anular com a presença de sal dissolvido, bem como cristais de sal na fase sólida.

Uma solução aquosa 50% em de massa de glicerina foi implementada utilizando o *software Multiflash* v.4.4 para que se observasse a influência desse fluido na transferência de calor do anular.

### 3.4.3 Modelo de Resistência Térmica do Anular

A resistência térmica do anular é calculada levando em conta o modelo de convecção natural e radiação apresentado por Hasan et al. (1994). A equação do coeficiente de transferência de calor por radiação é dada por:

$$h_r = \frac{\sigma_{SB}(T_{to}^2 + T_{ci}^2)(T_{to} + T_{ci})}{\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}}\left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1\right)}, \quad (136)$$

onde  $\sigma_{SB}$  é a constante de Stefan-Boltzmann, com um valor de  $5,67 \times 10^{-8}$  W/m<sup>2</sup>K<sup>4</sup> e  $\varepsilon$  representa as emissividades do exterior do tubo e do interior do revestimento. Esse coeficiente representa um valor da ordem de 1 a 3% do coeficiente de transferência de calor por convecção do anular. Apenas para o caso onde o anular é preenchido com um gás sua importância aumenta, ficando na ordem de 10% do coeficiente de transferência de calor por convecção.

O coeficiente de transferência de calor por convecção do anular é calculado utilizando a relação apresentada por Zhou (2013) como uma adaptação do modelo de Holman (1981) e Dropkin e Somerscales (1965), baseada no número de Rayleigh no interior da cavidade. São consideradas 3 equações para faixas definidas do número de Rayleigh, conforme apresentado na equação a seguir:

$$h_a = \begin{cases} \frac{k_a}{r_{to} \log\left(\frac{r_{ci}}{r_{to}}\right)} & \text{Se } Ra \leq 6000 \\ \frac{0,13k_a Ra^{0,25}}{r_{to} \log\left(\frac{r_{ci}}{r_{to}}\right)} & \text{Se } 6000 < Ra \leq 5 \times 10^4 \\ \frac{0,049k_a Ra^{1/3} Pr^{0,074}}{r_{to} \log\left(\frac{r_{ci}}{r_{to}}\right)} & \text{Se } 5 \times 10^4 < Ra \leq 7,17 \times 10^8 \end{cases}, \quad (137)$$

onde  $Ra$  é calculado utilizando as propriedades do fluido do anular. Assim,

$$Ra = \frac{\beta_a g \rho_a^2 c_{p,a} (T_{to} - T_{ci}) \Delta r^3}{\mu_a k_a}. \quad (138)$$

### 3.4.4 Modelo de Transferência de Calor para a Formação

Para o cálculo da taxa de transferência de calor por unidade de comprimento utilizada na equação da energia, é necessário que seja definida a condição de contorno de temperatura e a resistência térmica

para a formação. De acordo com o modelo de Ramey (1962), essa modelagem é feita considerando a equação da condução para a formação rochosa, baseada no modelo de meio semi-infinito com transferência de calor transiente:

$$\frac{\partial^2 T_{ft}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{ft}}{\partial r} = \frac{\rho_{ft} c_{p,ft}}{k_{ft}} \frac{\partial T_{ft}}{\partial t} \quad (139)$$

As condições de contorno são de simetria radial e temperatura prescrita (gradiente geotérmico) em uma posição distante do tubo de produção. A condição inicial é o próprio gradiente geotérmico.

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{ft}(r \rightarrow \infty, t) = T_{ft,i}(z) \quad (a) \\ \left. \frac{\partial T_{ft}}{\partial r} \right|_{r \rightarrow \infty} = 0 \quad (b) \\ T_{ft}(r, 0) = T_{ft,i}(z) \quad (c) \end{array} \right. \quad (140)$$

De forma a facilitar o cálculo da transferência de calor na formação, Ramey (1962), sugeriu o uso de parâmetros adimensionais para o raio e o tempo difusivo,

$$t_d = \frac{\alpha_{ft} t}{r_{wb}^2}, r_d = \frac{r}{r_{wb}} \quad (141)$$

Substituindo as relações adimensionais na Equação 139 e nas condições de contorno, a temperatura adimensional pode ser definida como a relação entre a temperatura na interface e a temperatura inicial da formação, obtida através do gradiente geotérmico, invariável ao longo do tempo. Zhou (2013), apresenta seus resultados em função da distribuição de temperatura adimensional dada por:

$$T_d = -\frac{2\pi k_{ft}}{Q} (T_{wb} - T_{ft,i}) \quad (142)$$

onde a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento dada pela Equação 131 pode ser redefinida a fim de englobar o modelo transiente de temperatura na interface entre formação rochosa e o poço de produção através do parâmetro de relaxação,  $L_R$ , apresentado por Hasan e Kabir (2002), na forma:

$$Q = L_R w c_p (T_f - T_{ft,i}) , \quad (143)$$

onde  $L_R$  é definido por:

$$L_R = \frac{2\pi}{w c_p} \left[ \frac{r_{to} U_{to} k_{ft}}{k_{ft} + (r_{to} U_{to} T_d)} \right] . \quad (144)$$

A temperatura na interface entre a formação e o poço é obtida através da relação

$$T_{wb} = \frac{k_{ft} T_{ft,i} + r_{to} U_{to} f(t) T_f}{k_{ft} + r_{to} U_{to} f(t)} , \quad (145)$$

onde  $f(t)$  representa a função adimensional para o tempo de condução transiente definida por

$$f(t) = \ln \frac{\sqrt{\alpha_{ft} t}}{r_{wb}} - 0,29 . \quad (146)$$

Com a obtenção da função anterior é possível calcular a temperatura na interface entre poço e formação levando em conta o aquecimento da formação com o tempo de produção. Embora o modelo de Hasan e Kabir (2002) represente esse aquecimento de forma mais consistente que o modelo de Ramey (1962) a capacidade térmica do poço e da formação ainda não são consideradas, superestimando assim a temperatura na interface. Cheng et al. (2011) apresentam uma nova função adimensional para o tempo de condução transiente onde estas capacidades são consideradas, de forma a proporcionar um aquecimento retardado na formação. A nova equação para  $f(t)$  é dada por:

$$f(t) = \ln(2\sqrt{t_d}) - \frac{0,5772}{2} + \frac{1}{4t_d} \left[ 1 + \left( 1 - \frac{1}{\omega} \right) \ln(4t_d) + 0,5772 \right] , \quad (147)$$

onde  $\omega$  representa a relação entre as capacidades térmicas da formação e do poço,

$$\omega = \frac{(\rho c)_{ft}}{(\rho c)_{wb}} . \quad (148)$$

A capacidade térmica equivalente da formação é obtida através das propriedades térmicas da mesma, enquanto a capacidade térmica do poço pode ser obtida através da média das capacidades de cada camada, conforme apresentado na equação a seguir para um poço com apenas um anular:

$$(\rho c)_{wb} = \left[ (r_{to}^2 - r_{ti}^2) \rho_t c_{p,t} + (r_{co}^2 - r_{ci}^2) \rho_{cas} c_{p,cas} + (r_{wb}^2 - r_{co}^2) \rho_{cem} c_{p,cem} \right] / r_{wb}^2 . \quad (149)$$

Com a temperatura da interface poço/formação é possível calcular a transferência de calor por unidade de comprimento através da Equação 131 considerando o efeito transiente da formação e do poço, da mesma forma como ocorre na Equação 143. A partir do fluxo de calor calculado e as temperaturas na região anular é possível estimar o aumento de pressão no anular.

### 3.5 MODELAGEM DO AUMENTO DE PRESSÃO DO ANULAR (APB)

Com a transferência de calor e aquecimento das camadas radiais do poço ocorre o aquecimento do fluido aprisionado nas regiões anulares. Este fluido, em decorrência do aquecimento, se expande e, como consequência, observa-se um significativo aumento de pressão. A equação de Oudemans e Bacarreza (1995) é utilizada por diversos autores na definição dessa variação de pressão.

$$\Delta P = \frac{\beta_a}{\kappa_a} \Delta T - \frac{\Delta V_a}{\kappa_a V_a} + \frac{\Delta V_l}{\kappa_a V_l} , \quad (150)$$

onde o primeiro termo à direita da equação corresponde à variação de pressão ocasionada pela variação de temperatura, e associada com a expansibilidade e compressibilidade do fluido. O segundo termo considera a variação de volume do anular associado com a deformação das paredes do anular pela pressão sofrida nestas paredes. O terceiro termo considera a variação de volume de líquido no anular, e está associado aos vazamentos que ocorrem na cabeça do poço para o fundo do mar e dos anulares para a formação. Conforme observado

anteriormente, com frequência os dois últimos termos da direita são desprezados para facilitar o cálculo do APB, como é apresentado em Hasan et al. (2009). Essa afirmativa é embasada no fato de o primeiro termo da equação ser responsável por 80% do aumento de pressão no anular. Dessa forma o poço pode ser assumido como uma estrutura rígida sem vazamentos e o primeiro termo é calculado para cada nova posição com base nas propriedades do fluido do anular.

### 3.5.1 Análise da Deformação Estrutural

De forma a aumentar a abrangência da formulação do modelo, para que seja considerado também a variação de pressão do anular pela deformação das paredes do anular, é introduzido o modelo estrutural de Timoshenko e Goodier (1969), que assume a simetria radial do problema, onde os materiais utilizados são homogêneos e isotrópicos de forma a resultar num problema 1D em coordenadas polares. A variação geométrica do volume do anular é dada através de:

$$\Delta V_a = \pi \int [(\Delta r_o^2 + 2\Delta r_o r_o) - (\Delta r_i^2 + 2\Delta r_i r_i)] dz + \Delta V_z \quad , \quad (151)$$

onde são integradas as variações nos raios interno e externo do anular e somados à variação de volume axial, aqui desprezada. A variação radial do anular é calculada através de:

$$\Delta r = r \Delta \varepsilon_\theta \quad , \quad (152)$$

onde  $\Delta \varepsilon_\theta$  é a deformação, obtida em função da variação de tensões radial, circunferencial e axial, sendo definida pela Lei de Hooke, com base no módulo de Young,  $E$ ,

$$\Delta \varepsilon_\theta = \frac{[\Delta \sigma_\theta - \nu(\Delta \sigma_r - \Delta \sigma_z)]}{E} + \beta \Delta T \quad . \quad (153)$$

Das equações de Lamé para um cilindro de parede espessa, Timoshenko e Goodier (1969) obtiveram as equações para as tensões radiais e tangenciais apresentadas a seguir:

$$\Delta \sigma_r = C_{\sigma r 1} \Delta P_i + C_{\sigma r 2} \Delta P_o \quad , \quad (154)$$

$$\Delta \sigma_\theta = C_{\sigma \theta 1} \Delta P_i + C_{\sigma \theta 2} \Delta P_o \quad , \quad (155)$$



onde as variações de pressão interna,  $\Delta P_i$ , e externa,  $\Delta P_o$ , a uma região sólida anular são multiplicados por fatores geométricos definidos através das seguintes equações:

$$C_{\sigma r1} = (r_i^2 - r_i^2 r_o^2 / r^2) / (r_o^2 - r_i^2) , \quad (156)$$

$$C_{\sigma r2} = (r_i^2 r_o^2 / r^2 - r_o^2) / (r_o^2 - r_i^2) , \quad (157)$$

$$C_{\sigma \theta 1} = (r_i^2 + r_i^2 r_o^2 / r^2) / (r_o^2 - r_i^2) , \quad (158)$$

$$C_{\sigma \theta 2} = (r_i^2 r_o^2 / r^2 + r_o^2) / (r_i^2 - r_o^2) , \quad (159)$$

onde  $r$  define o raio para o qual o coeficiente é calculado, e pode assumir o valor de  $r_i$  para a parede anterior ou  $r_o$  para a parede posterior ao anular. A Equação 153 pode ser reescrita na forma:

$$\Delta \varepsilon_{\theta} = C_{\varepsilon \theta 1} \Delta P_i + C_{\varepsilon \theta 2} \Delta P_o + C_{\varepsilon \theta 3} , \quad (160)$$

onde:

$$C_{\varepsilon \theta 1} = (C_{\sigma \theta 1} - \nu C_{\sigma r1}) / E , \quad (161)$$

$$C_{\varepsilon \theta 2} = (C_{\sigma \theta 2} - \nu C_{\sigma r2}) / E , \quad (162)$$

$$C_{\varepsilon \theta 3} = \beta \Delta T - \frac{\nu \Delta \sigma_z}{E} . \quad (163)$$

Resta definir a variação de tensão axial  $\sigma_z$ . Para trechos em que o anular não é cimentado esta relação é dada por uma variação das pressões e massas específicas dos fluidos:

$$\Delta \sigma_z = \frac{2\nu[r_i^2(\Delta P_i - g\Delta z\Delta \rho_i) - r_o^2(\Delta P_o - g\Delta z\Delta \rho_o)]}{(r_o^2 - r_i^2)} - E\beta\Delta T . \quad (164)$$

Quando o anular é definido por paredes cimentadas, o modelo assume que cada ponto é fixo axialmente, dessa forma a Equação 164 é reescrita de acordo com:

$$\Delta \sigma_z = 2\nu(r_i^2\Delta P_i - r_o^2\Delta P_o) / (r_o^2 - r_i^2) - E\beta\Delta T . \quad (165)$$

Dessa forma, é possível obter a distribuição de tensões no sólido e calcular a variação radial das paredes do anular e a variação volumétrica para o cálculo do APB. Para o caso onde a região anular é formada entre o revestimento e a formação, a Equação 160 é reescrita para a formação rochosa, e assume a seguinte forma:

$$\Delta\varepsilon_{\theta} = \frac{(1 - \nu_{ft})\Delta P_o}{E_{ft}} \quad (166)$$

onde  $\Delta P_o$  corresponde à variação de pressão na interface entre o anular e a formação, ou ao próprio APB. Vale ressaltar que em alguns casos a parede externa do anular consiste na própria formação rochosa. A modelagem apresentada considera que não haverá vazamento do anular para a formação, e nem de reservatório da formação para este anular, o que resulta no aumento de pressão do anular em caso de aquecimento. Na situação real, quando a pressão interna atinge a pressão dos poros da formação adjacente, existe o vazamento para a formação. Em todo caso, esse vazamento pode ser interpretado pelo terceiro termo da equação do APB, ou a variação volumétrica do anular pode ser calculada considerando que não ocorra aumento de pressão acima da pressão de poros.

Para casos onde vários cilindros concêntricos com propriedades diferentes separam uma região anular da outra, ou da formação, como quando são utilizadas regiões cimentadas entre tubos de revestimento, a a complexidade do modelo é maior. Como cada camada apresenta características mecânicas diferentes, é necessário estimar a variação volumétrica do anular considerando a continuidade da distribuição de tensões entre os sólidos envolvidos. Halal e Mitchell (1994) sugeriram uma formulação matricial, reescrevendo a Equação 160 para as interfaces entre os sólidos considerando a continuidade da distribuição de tensões na forma:

$$C_{\varepsilon\theta 1,j-}\Delta P_{j-1} + (C_{\varepsilon\theta 2,j-} - C_{\varepsilon\theta 1,j+})\Delta P_j - C_{\varepsilon\theta 2,j+}\Delta P_{j+1} = -C_{\varepsilon\theta 3,j-} + C_{\varepsilon\theta 3,j+} \quad (167)$$

onde os índices  $j-$  e  $j+$  representam as propriedades na interface “ $j$ ” avaliadas no sólido interno e externo respectivamente. Na interface com a formação, o termo referente ao cilindro externo, é reescrito utilizando a Equação 166, resultando em:





## 4. RESULTADOS

### 4.1 MODELAGEM DO POÇO

Para a análise da transferência de calor e do APB, são utilizados dados fornecidos pela Petrobrás referentes a um poço com pressão de reservatório de aproximadamente 40 MPa e temperatura de aproximadamente 403 K (130 °C) a uma profundidade de 4390 m, com lâmina d'água de 1394 m.

As características geométricas do poço são apresentadas na Figura 9, onde é possível identificar várias camadas de revestimento e cimento, formando 3 regiões anulares. Enquanto o anular adjacente ao tubo de produção (anular 1) contém nitrogênio até 100 m acima da válvula de *gas lift*, localizada a 2700 m de profundidade, e água salgada com salinidade de 27% abaixo desse ponto, os demais anulares contém fluidos de perfuração à base de óleo.

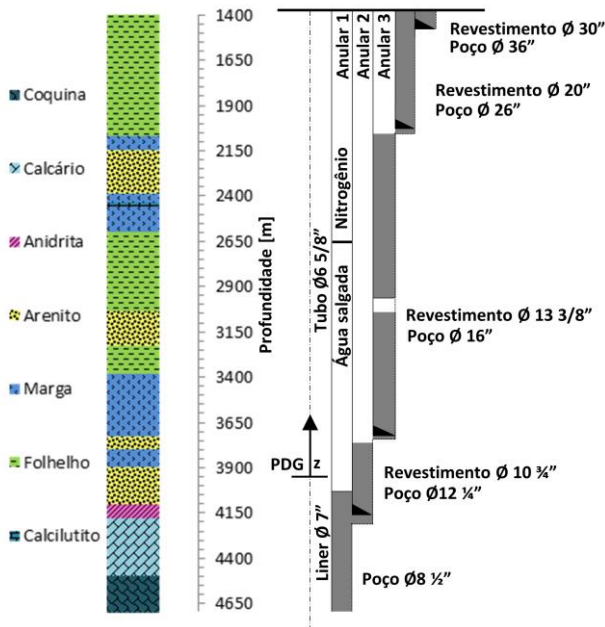


Figura 9. Geometria e mapa litográfico do poço simulado.

Para a caracterização da formação rochosa adjacente ao poço é necessário definir os tipos de rochas presentes na formação. Embora as

propriedades térmicas da formação possam variar muito com a pressão, temperatura, composição e porosidade, é possível, de acordo com o mapa litológico, definir as propriedades térmicas médias de cada rocha utilizando dados apresentados por Eppelbaum et al. (2014). Da mesma forma, as propriedades mecânicas da formação apresentam uma gama de valores de acordo com a composição, tipo de esforço, porosidade, presença de líquidos, etc. Para introduzir o efeito da formação na formulação estrutural do problema são utilizados valores médios para os tipos de rocha presentes no mapa litográfico, baseado nos dados apresentados por Jaeger (1979). As propriedades adotadas são apresentadas na Tabela 1, onde é interessante notar as diferenças entre as propriedades do folhelho e do arenito, diferenças estas que influenciarão a transferência de calor para a formação, bem como a deformação da formação rochosa e, como consequência, o aumento de pressão no anular (APB).

Tabela 1. Propriedades das camadas da formação.

Formação	Massa específica [kg/m <sup>3</sup> ]	Cond. térmica [W/m.K]	Cap. térmica [J/kg.K]	Coef. de Poisson [-]	Módulo de Young [GPa]
Folhelho	2057	1,60	2151	0,10	17,5
Marga	1970	1,38	1734	0,15	37,5
Arenito	2198	2,50	737	0,14	32,5
Calcilutito	2644	1,96	844	0,35	1,5
Anidrita	2780	5,08	814	0,31	67,1
Calcário	2540	2,18	887	0,30	45,0

O gradiente geotérmico da formação, fornecido pela Petrobrás, apresenta apenas três perfis, um para a camada pré-sal, um para a camada de sal, de 4145 m até 4305 m de profundidade, e o outro para o restante da formação até a cabeça do poço, em 1394 m. A temperatura no fundo do mar é especificada em 277 K (4 °C) assim como a temperatura do reservatório, citada anteriormente. Com a variação de temperatura da formação calculada, é possível obter a distribuição de temperatura ao longo da formação antes do distúrbio causado pelo escoamento.

Como condição de contorno na simulação, é utilizada a profundidade do sensor de pressão e temperatura (PDG), localizado a

3958,15 m de profundidade. Os dados de pressão e temperatura do sensor são utilizados como dados de entrada, bem como a vazão de líquido, razão gás-óleo e a porcentagem de água presente no fluido aferidos na plataforma de petróleo. Com os dados de vazão volumétrica de líquido e a razão gás-óleo, calcula-se o fluxo de massa da mistura, utilizando os valores de pressão e temperatura padrão. Este fluxo de massa é suposto constante ao longo de todo escoamento, uma vez que desconsideram-se efeitos transientes no escoamento e variações de seção transversal do tubo de produção. As equações de conservação de quantidade de movimento, energia e fração de líquido entranhada (para o caso de escoamento bifásico anular) são integradas considerando um passo máximo de 10 m de forma a captar efeitos locais da geometria.

A mistura multicomponente produzida pelo poço tem suas propriedades físicas calculadas utilizando o *software Multiflash v.4.4*, onde a mesma é modelada com base em dados obtidos através da análise de comportamento de fases, ou PVT. A composição da mistura, disponibilizada pela Petrobrás, é apresentada no Apêndice.

Além disso, são utilizados como dados de entrada do modelo a razão gás-óleo, GOR, a densidade específica do fluido em °API e a porcentagem de água na mistura. A análise PVT, além das propriedades na condição padrão de temperatura e pressão, apresenta uma estimativa da porcentagem molar de cada componente nas condições de pressão e temperatura do reservatório. Dessa forma é possível verificar se o modelo adotado para cálculo das propriedades é condizente com os dados para a condição de reservatório, validando assim o modelo térmico dinâmico do fluido. A equação de estado utilizada foi a Peng-Robinson *Advanced*, PRA, disponível no *software* e sugerida para aplicações de petroquímica.

De forma similar, os fluidos contidos nos anulares do poço também tiveram suas propriedades calculadas utilizando o *software Multiflash v.4.4*. Porém, devido à complexidade dos fluidos e falta de dados específicos, foram necessárias algumas simplificações. No primeiro anular, há a presença de nitrogênio no estado gasoso até 100 m acima da válvula de *gás lift* e água do mar abaixo dessa profundidade. A água do mar é modelada utilizando uma mistura água e sal com salinidade de 27%. Para a modelagem da parcela de sal é utilizado o modelo específico *Salt Component* que, em conjunto com o modelo de solidificação *Freezeout*, permite estimar as propriedades da mistura com partículas sólidas de NaCl. Os demais anulares são preenchidos com fluidos resultantes do processo de construção do poço, consistindo de fluidos à base de óleo, modelados através de uma mistura 50/50% (%).

massa) de água e glicerina. Essa mistura foi definida de forma a representar um aumento da resistência térmica do anular em relação à mistura salina.

Para validação do modelo, foram realizadas comparações com os valores de pressão e temperatura verificados na árvore de natal molhada (ANM), na cabeça do poço.

#### 4.2 VALIDAÇÃO DO MODELO DE ESCOAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE CALOR

Através do boletim de teste de produção (BTP)<sup>1</sup> são fornecidos dados de vazão, pressão e temperatura do poço obtidos na árvore de natal molhada (ANM), estrutura localizada na cabeça do poço e conectada à plataforma, e no sensor de fundo de poço (PDG), localizado a 3958,15 m de profundidade, o qual define a posição inicial de simulação do poço. Conforme apresentado na Figura 10 para o teste de produção, a pressão estabilizada no PDG é de 33,23 MPa e a temperatura é de 396,77 K (123,62 °C). Os valores de pressão e temperatura observados na ANM equivalentes ao mesmo período são de 18,63 MPa e 372,52 K (99,37 °C). A vazão média de produção de líquido do poço aferida corresponde a aproximadamente 1504 m<sup>3</sup>/d, com uma razão gás-óleo (GOR) de 211 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std e um percentual volumétrico de produção de água (BSW) de 0,21%.

Tendo os pontos obtidos em campo como dados de entrada, o poço foi simulado utilizando os modelos de escoamento multifásico de Hagedorn e Brown (1965), Chexal-Lellouche-Friedel e GRAMP2 (Barbosa e Hewitt, 2006). As distribuições de temperatura e pressão ao longo do poço para o instante inicial, 1, 2, 5 e 10 dias de produção são apresentadas em relação às pressões e temperaturas aferidas na ANM e no PDG.

---

<sup>1</sup> Planilha com registro de parâmetros operacionais de produção de poços obtidos através de sensores localizados na plataforma, na ANM e no poço.



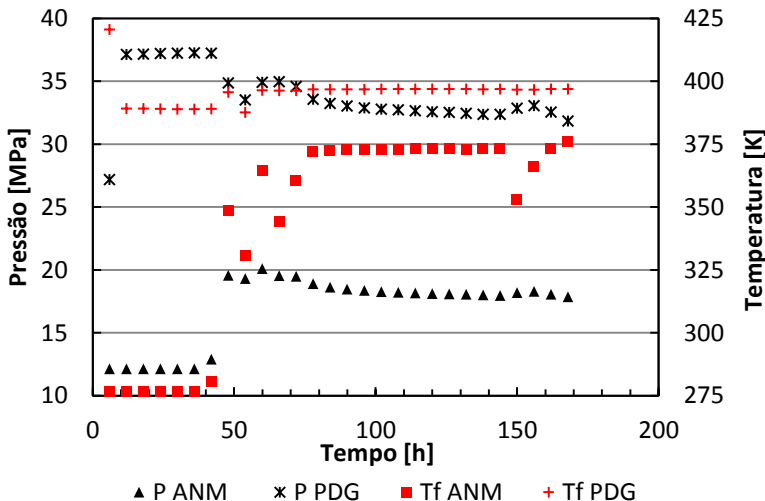


Figura 10. Dados de pressão e temperatura do fluido escoando no PDG e na ANM ao longo do tempo referentes ao teste de produção.

De acordo com Hasan et al. (2009), enquanto o instante inicial apresenta uma tendência de superestimar a transferência de calor devido à condição de temperatura na interface com a formação, para um dia de produção a temperatura na ANM já atinge um patamar relativamente estável, com pequenas alterações. Os tempos de 2 dias e 5 dias foram inicialmente escolhidos por representarem o processo transiente. O último dado é calculado para 10 dias de produção contínua, tempo considerado suficiente para que a distribuição de temperatura na formação tenha atingido o regime permanente, o que está de acordo com Cheng et al. (2011). No caso estudado por estes autores, o regime permanente foi garantido com 8,6 dias de produção, equivalendo a um tempo adimensional de 5,0. No presente estudo, entre 5 e 30 dias, a variação observada foi pequena, inclusive com respeito aos desvios entre os diferentes modelos de temperatura adimensional, que apresentaram maiores divergências antes do período de 5 dias. Vale ressaltar que apenas o modelo de Ramey (1962) não é aconselhado para períodos inferiores a 7 dias. Com base nessas afirmações e numa análise da variação de temperatura com o tempo, o período de 10 dias foi escolhido como a representação da condição típica representativa de regime permanente do poço.

Na Figura 11 é apresentada a distribuição de pressão e temperatura do escoamento utilizando o modelo de Hagedorn e Brown (1965), com os dados de pressão e temperatura de campo.

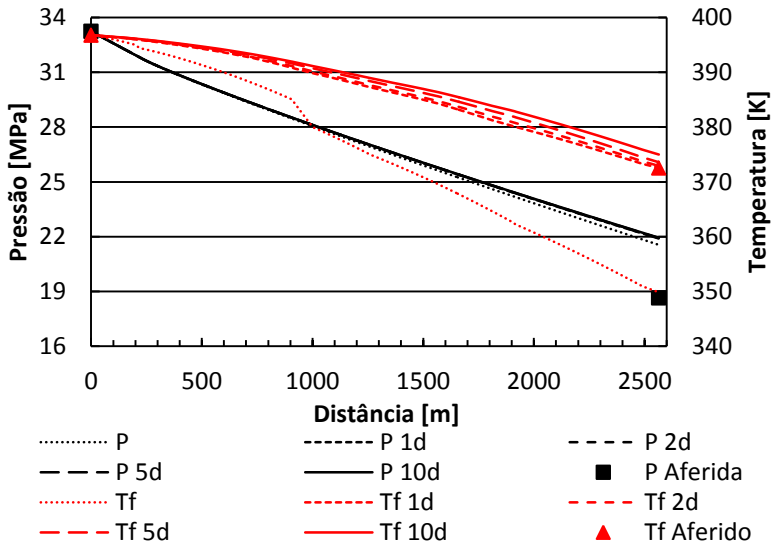


Figura 11. Distribuição de pressão e temperatura calculada através do modelo Hagedorn e Brown (1965) para o instante inicial, 1, 2, 5 e 10 dias de produção.

O modelo de Hagedorn e Brown apresenta um desvio na pressão da ordem de 2,3 MPa para os tempos de 1 a 10 dias de produção (1d, 2d, 5d, 10d), o que equivale a um erro médio de 12,3% em relação ao valor esperado. A tendência de aquecimento da formação faz com que o erro associado à pressão na ANM aumente com o tempo, como consequência do aumento de temperatura. A temperatura, no entanto, apresenta valores na ANM da mesma ordem do valor aferido em campo, com um desvio máximo de 16,0 K para o caso inicial (Tf), onde a distribuição de temperatura na interface entre a formação e o poço é equivalente ao gradiente geotérmico. Dessa forma, é esperado que a transferência de calor seja superestimada e a sua influência esteja presente na distribuição de temperatura ao longo do poço para este instante.

Uma mudança no gradiente de temperatura em um trecho a aproximadamente 1000 metros de distância está associada com a presença de fluido no terceiro anular, ao qual está associada uma condutância térmica superior a regiões cimentadas do mesmo anular,

localizadas acima e baixo do trecho. Devido às condições de contorno impostas inicialmente, existe nesta região uma grande diferença de temperatura entre a interface com a formação e o fluido escoando, resultando em um elevado resfriamento no trecho. Como será mostrado adiante, a mudança brusca de gradiente se deve principalmente à não solução da transferência de calor na direção axial na formação, a qual tenderia a reduzir o gradiente axial da temperatura na interface.

O menor desvio observado para a temperatura na ANM ocorre para o tempo de produção de um dia, cujo valor é da ordem do desvio padrão da temperatura experimental do PDG (0,03 K). Este aumenta com o tempo de produção para até 1,74 K, correspondente ao tempo de produção de 10 dias, quando o gradiente de temperatura passa a ser constante.

A Figura 12 apresenta os resultados referentes ao modelo Chexal-Lellouche-Friedel, para os perfis de pressão e temperatura do fluido no poço para vários instantes de tempo.

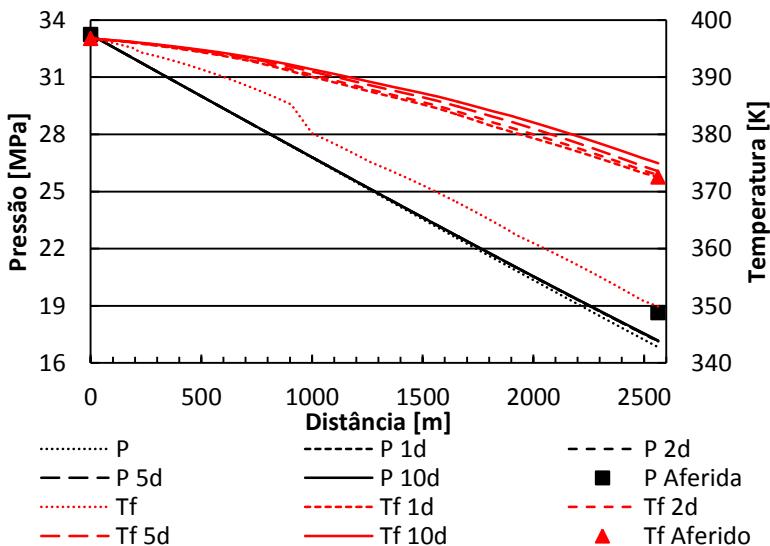


Figura 12. Distribuição de pressão e temperatura calculada através do modelo de Chexal-Lellouche-Friedel para o instante inicial, 1, 2, 5 e 10 dias de produção.

É possível observar uma diminuição no desvio de pressão para o modelo de Chexal-Lellouche-Friedel em relação ao modelo de

Hagedorn e Brown (1965). O desvio da pressão na ANM equivale a 6,85% (1,27 MPa) da pressão esperada para o caso inicial e reduz com o tempo de produção a 5,53% (1,03 MPa) para dez dias de produção contínua. Apesar da diferença na distribuição de pressão, a temperatura do fluido escoando manteve uma distribuição similar à do modelo anterior, resultando num desvio de 16,0 K para a situação inicial e um desvio mínimo para um dia de produção.

Com o aumento do tempo de produção e consequente aumento da temperatura da formação, o desvio e temperatura aumentou até atingir 1,71 K para dez dias de produção. Com o aquecimento da formação, é esperado que a temperatura do fluido na cabeça do poço também aumentasse. Em se tratando da distribuição de pressão, o modelo de Chexal-Lellouche-Friedel reduziu o desvio pela metade, ou seja, para valores muito abaixo dos esperados para correlações semi-empíricas para escoamentos multifásicos.

A Figura 13 apresenta os resultados de perfis axiais de temperatura e pressão referentes ao modelo GRAMP2 (Barbosa e Hewitt, 2006), que considera a transição entre padrões de escoamento bifásico.

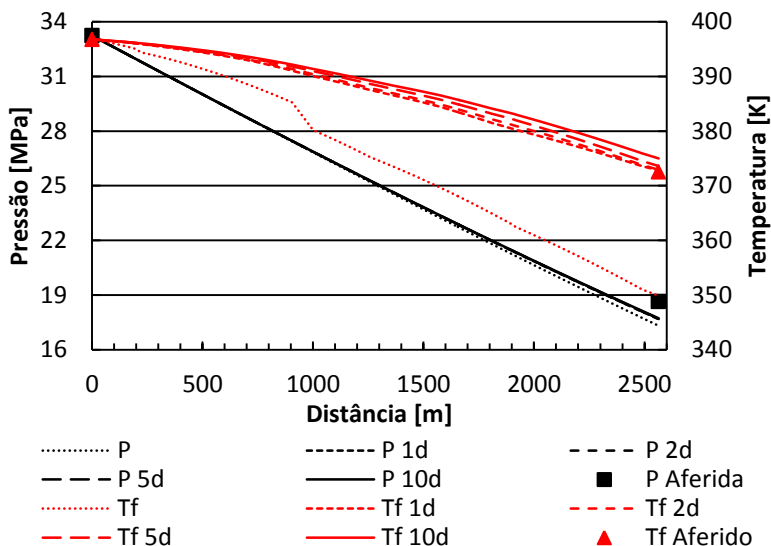


Figura 13. Distribuição de pressão e temperatura calculada através do modelo GRAMP2.

Com base no gráfico referente ao modelo GRAMP2, é possível observar que as pressões e temperaturas se aproximam dos valores obtidos em campo na ANM. O desvio percentual máximo da pressão em relação ao valor de campo está em 5,0% da pressão medida na ANM, o que equivale a 932,1 kPa. Para a temperatura, o desvio foi de 16,0 K. Para as duas grandezas, o maior desvio também se deu na condição inicial.

Com o aquecimento da formação provocado pelo escoamento, o erro de pressão diminuiu para 3,62%, equivalente a 675,3 kPa, enquanto o erro de temperatura atinge seu valor mínimo, de 0,2 K, para um dia de produção. Com o aumento do tempo de produção o erro de temperatura volta a subir lentamente, até atingir um desvio de 1,74 K para dez dias de produção, valores baixos considerando a ordem de grandeza dos erros associados com escoamentos multifásicos.

De forma geral, o uso de modelos diferentes para diferentes padrões de escoamento resultou em pequenas variações na estimativa de pressão e não alterou a temperatura do fluido na cabeça do poço de forma significativa. A formulação transiente da formação, por outro lado, apresentou impacto significativo na distribuição de temperatura ao longo do poço com o avanço do tempo.

A variação de pressão parece mostrar que o modelo GRAMP2 é mais adequado para a estimativa do gradiente de pressão ao longo do poço, apesar da pequena discrepância nas pressões obtidas entre esse modelo e o de Chexal-Lellouche-Friedel. Através da Figura 14, é possível verificar porque os modelos apresentaram distribuições de pressão distintas. Com a menor fração de líquido, o modelo de Hagedorn e Brown apresenta o maior gradiente de pressão e também o maior desvio em relação à pressão estimada. Da mesma forma, por apresentarem distribuições de fração de líquido próximas os modelos GRAMP2 e Chexal-Lellouche apresentam desvios de mesma ordem de grandeza para a distribuição de pressão. No gráfico também é possível verificar que a fração de líquido rapidamente se estabiliza, o que sugere que o escoamento é pouco afetado pela modelagem transiente da formação.

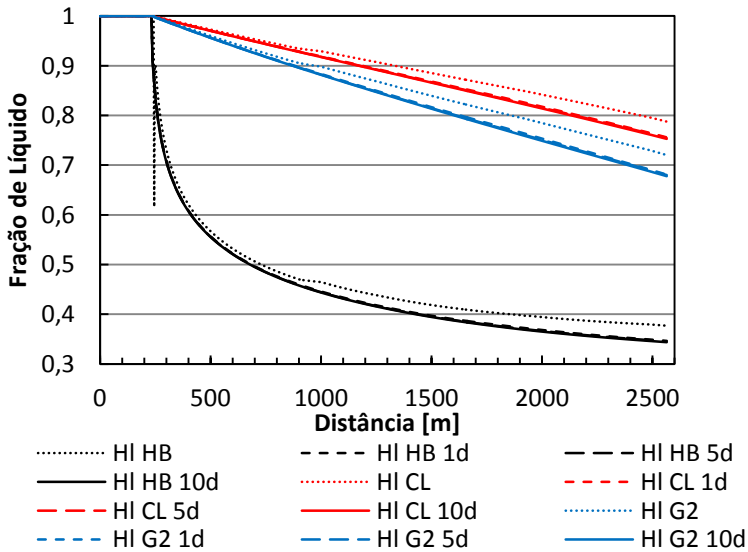


Figura 14. Distribuição das frações de líquido ao longo do poço para os modelos de escoamento de Hagedorn e Brown (HB), Chexal-Lellouche (CL) e GRAMP2 (G2) em função do tempo de produção.

É interessante observar que apesar de existir uma variação da temperatura com o tempo após o primeiro dia, esta é muito pequena para intervalos de dias, o que é consistente com o observado nos dados de campo durante o período estável do teste de produção mostrado na Figura 10. Assim, as variações de temperatura e pressão no tempo calculadas são da ordem das variações observadas nos dados de campo, conforme ilustrado na Figura 15, onde os pontos calculados são representados pelos marcadores.

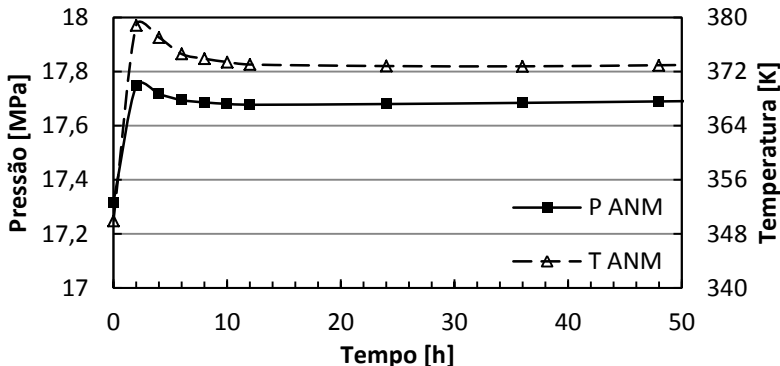


Figura 15. Variações de pressão e temperatura na árvore de natal molhada (ANM) calculadas a partir do modelo GRAMP2 para baixos tempos de produção.

Como apresentado, após um rápido aquecimento inicial devido ao aumento da temperatura da formação, um patamar estável é atingido. Este patamar, entretanto, apresenta uma pequena inclinação, a qual é visível após 50 horas de produção contínua.

A Figura 16 apresenta resultados de simulação para tempos maiores de produção contínua. Após 6 meses de produção contínua, as curvas de pressão e temperatura apresentam distribuição quase horizontal sugerindo que o regime permanente real foi atingido. Em relação ao tempo de 10 horas a variação foi de apenas 65 kPa, o que corresponde a 0,4% da pressão, da mesma forma o desvio de temperatura observado foi de 5,4 K.

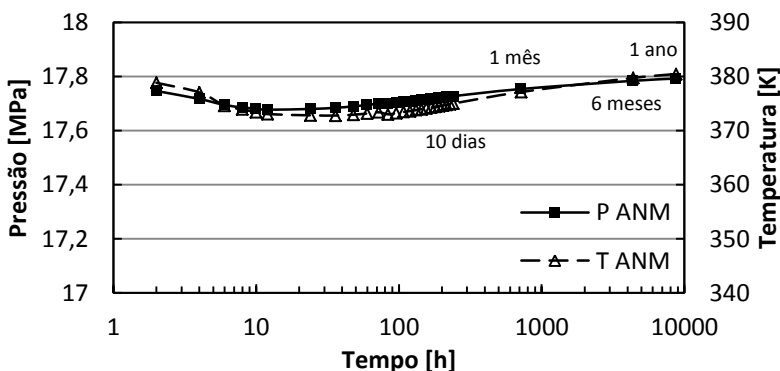


Figura 16. Variações de pressão e temperatura na ANM, calculadas a partir do modelo GRAMP2 para altos tempos de produção.

É possível verificar que a transição do regime monofásico para bifásico se dá aproximadamente na mesma região para todos os modelos. Embora não seja visível através das curvas de pressão e temperatura, além do escoamento monofásico, no modelo de escoamento GRAMP2, são observados os padrões de escoamento *bubbly* e *churn*. A Figura 17 apresenta a distribuição de fração de líquido do modelo GRAMP2 juntamente com a variação do título.

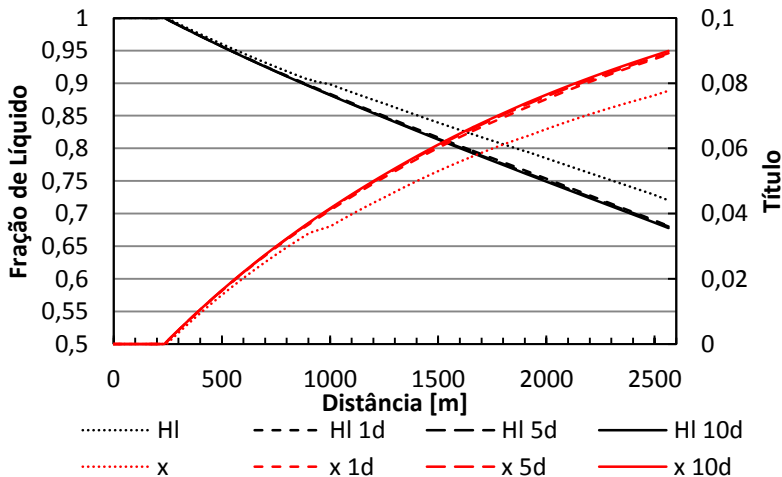


Figura 17. Distribuição de fração de líquido (HL) e título (x) ao longo do poço calculadas pelo modelo GRAMP2.

A transição para o padrão *bubbly* ocorre em 245 m para o tempo inicial e 235 m para os tempos subsequentes com o início do escoamento bifásico, da mesma forma, a transição para o padrão *churn* ocorre diretamente após 2310 m para o caso inicial, 2027 m, 2007 m e 1992 m para 1, 5 e 10 dias respectivamente, quando a curva de fração de líquido cruza o valor de 0,75. Como o alto valor do diâmetro do tubo exige que a modelagem seja feita utilizando a correlação de Friedel e o modelo *drift flux* para o padrão *churn*, assim como para o padrão *bubbly*, a transição entre padrões não é visível na distribuição da fração de líquido. Esta transição ocorreu de forma direta pois, ao atingir a fração de líquido de 0,75 o critério de *flooding* da bolha de Taylor para a transição slug-churn já havia sido satisfeita. A não existência do padrão *slug* em tubos de grande diâmetro concorda com o observado experimentalmente por Ohnuki e Akimoto (2000) e Omebere-Iyari et al.



(2008). É interessante notar que apesar da fração de vazio ter superado 25% nessa região o título atinge um valor máximo de apenas 0,09.

Para entender o processo de transferência de calor para a formação, apresenta-se a Figura 18. Como não há variação significativa entre os resultados de transferência de calor dos modelos é apresentada apenas a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento,  $Q$ , do modelo GRAMP2. É possível verificar que, como afirmado anteriormente, o instante inicial superestima o fluxo de calor ao não considerar a transferência de calor na direção axial na formação. Porém com o aumento de temperatura da mesma em função do tempo, esse efeito é reduzido quando a transferência de calor radial passa a ser dominante.

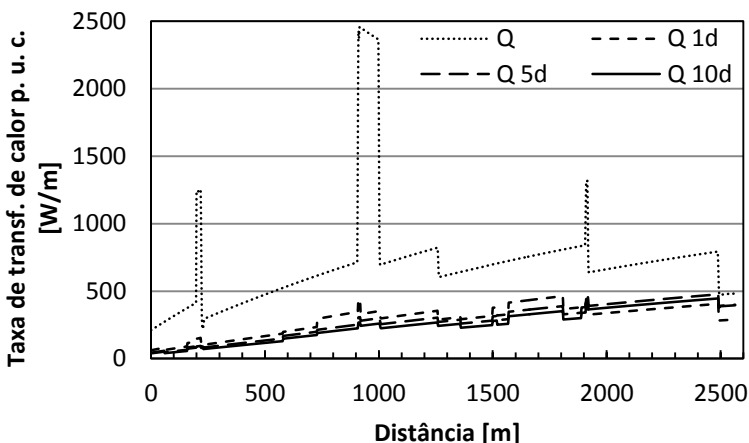


Figura 18. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento ( $Q$ ) ao longo do poço para diversos instantes de tempo.

Analisando a curva de taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para a condição inicial e comparando com a geometria do poço, é possível identificar as causas das discontinuidades na taxa de calor, conforme apresentado na Figura 19. Além dos saltos originados nos anulares, onde a condição de temperatura da parede externa é definida pelo gradiente geotérmico, é possível observar o efeito da adição das camadas do poço como resistências à transferência de calor, principalmente na forma das resistências térmicas do cimento e do revestimento. No trecho a uma distância de aproximadamente 1000 m, o salto na transferência de calor causado pela convecção natural em contato direto com a formação é logo seguido por uma queda abrupta

causada pelo aumento de resistências térmicas do cimento e do revestimento. O cimento, modelado com uma condutividade térmica de  $0,8 \text{ W/m.K}$ , apresenta condutividade inferior à do revestimento de aço, de  $16 \text{ W/m.K}$ , o que explica o aumento no fluxo de calor com o início do revestimento próximo a 200 e 2000 m. Em 1260 m é possível observar o efeito causado pela presença de nitrogênio no primeiro anular, que apresenta uma resistência térmica maior à transferência de calor que a mistura água e sal, resultando numa queda no patamar de transferência de calor.

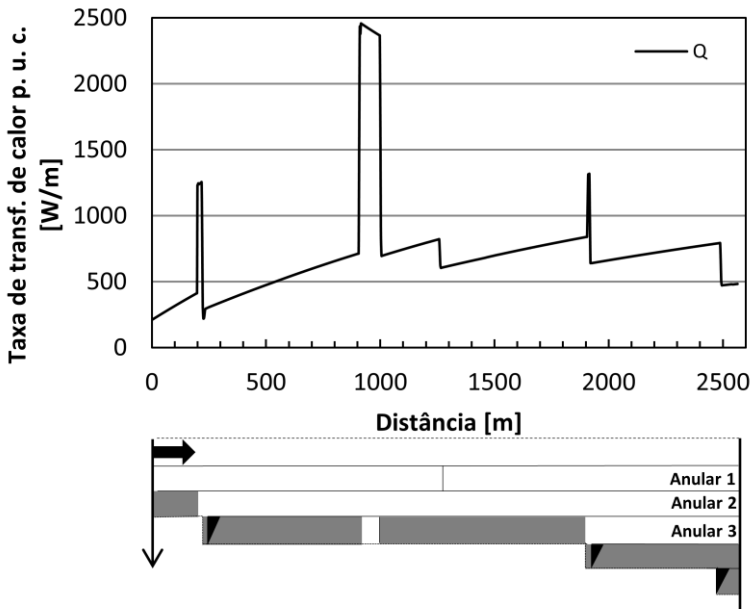


Figura 19. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento associado com geometria do poço para o tempo inicial.

Enquanto no instante inicial a temperatura na interface entre poço e formação rochosa apresenta o perfil geotérmico, com o avanço do tempo, as características da transferência de calor na direção radial são assimiladas conforme apresentado na Figura 20. No instante inicial, a curva de temperatura é o próprio gradiente geotérmico, que apresenta distribuição linear. Com o avanço do tempo de produção, as regiões com picos de transferência de calor apresentam aquecimentos locais, e efeitos

de capacidade térmica são assimilados através das propriedades térmicas da formação presentes na temperatura adimensional.

Da mesma forma, o gradiente de temperatura axial parece diminuir com o aquecimento da formação, fato observado na posição do terceiro anular, localizado a aproximadamente 1000 metros, onde o pico de temperatura diminui com o tempo, em relação às regiões adjacentes. É interessante ressaltar que a estimativa exagerada da transferência de calor para o instante de tempo inicial causa o aquecimento na região próxima a ANM, onde se encontra a última camada de revestimento e cimentação. Porém com o avanço do tempo e a redução da transferência de calor nessa região, a temperatura diminui até convergir, com 10 dias de produção contínua, para o degrau observado no final da curva. Com a diminuição no gradiente de temperatura axial a transferência de calor radial passa a ser dominante e o erro associado à desconsideração da condução axial diminui.

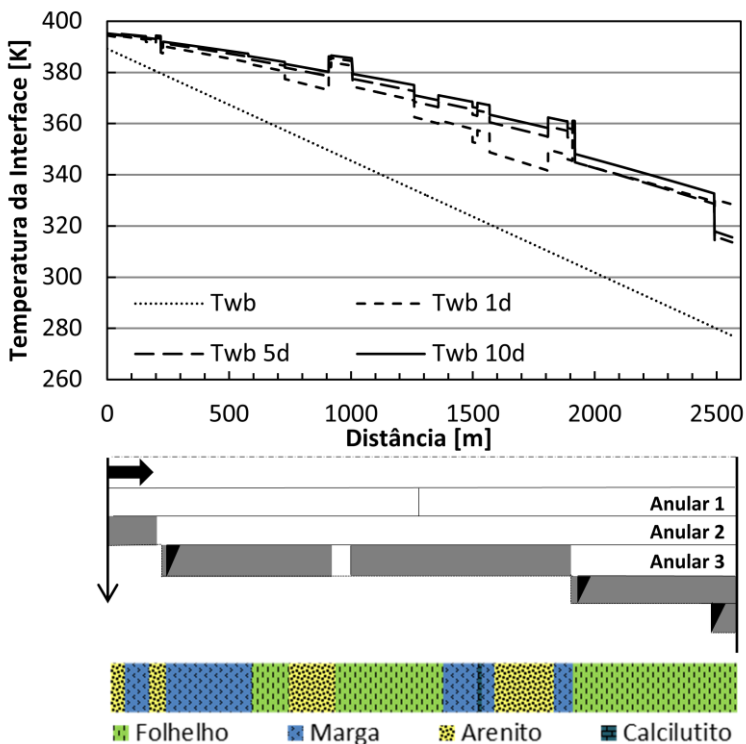


Figura 20. Temperatura na interface entre o poço e formação rochosa ( $T_{wb}$ ).

Com o aquecimento da formação, os efeitos das diferentes propriedades da formação rochosa e do poço são observados. Essas variações são inicialmente calculadas para a distribuição de temperatura através da capacidade térmica da formação e do poço (presentes na temperatura adimensional) e, através do processo iterativo, são corrigidas com a taxa de transferência de calor. Dessa forma, os efeitos são visíveis na curva de temperatura e na curva da taxa de transferência de calor por unidade de comprimento, conforme apresentado na Figura 21.

Pequenos aumentos na taxa de transferência de calor por unidade de comprimento são observados nas regiões onde há transição entre rochas, de marga para folhelho a 578 m, e do folhelho para o arenito em 728 m entre outros. A região contendo calcilito, com a maior condutividade térmica, a aproximadamente 1500 m do PDG, apesar de consistir em apenas 20 m gera um salto na transferência de calor. Da mesma forma ocorre um aumento da taxa de calor na região referente ao arenito, que apresenta baixa capacidade e alta condutividade térmica. Com o aumento do tempo de produção, o aquecimento da formação, calculado na forma da temperatura da interface, faz com que o fluxo de calor diminua. Dessa forma, os efeitos da heterogeneidade de propriedades térmicas da formação são reduzidos, fato este que pode ser comprovado pelas amplitudes dos picos observados na taxa de transferência de calor por unidade de comprimento.

O gráfico Figura 21 mostra que para um dia de produção se obtém a maior taxa de transferência de calor, até a região do segundo estágio do terceiro anular, decorrente do potencial de aquecimento existente entre fluido e poço. Na região final, a presença da camada extra de resistências auxilia numa distribuição menor da taxa de transferência de calor. Nessa região, a taxa máxima é atingida para a condição de cinco dias de produção, da mesma forma como a temperatura da ANM na Figura 15 apresenta um pico inicial.

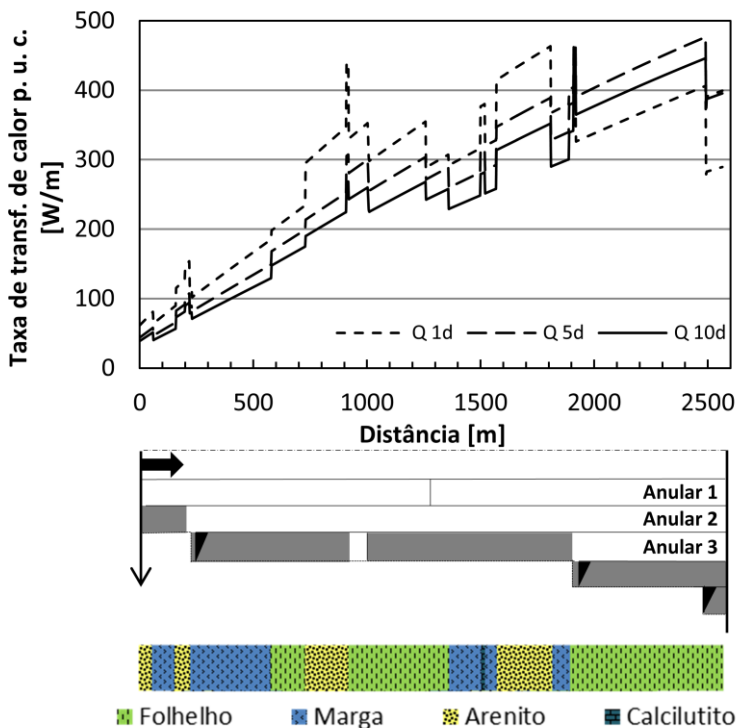


Figura 21. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento associada com mapa litológico.

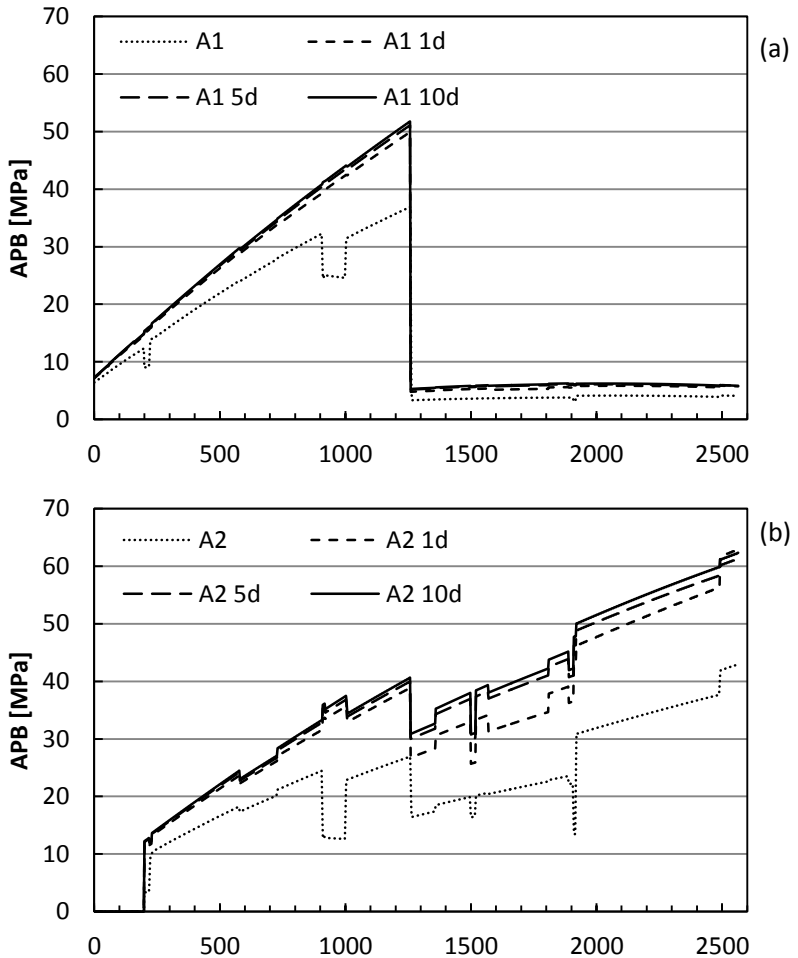
A diferença observada na taxa de transferência de calor no trecho do final do poço (a partir de 1900 m) nesse período é resultado de condições do fluido escoando e da função de temperatura adimensional. Para o instante inicial, a condição da temperatura na interface é o próprio gradiente geotérmico, que estima uma temperatura de aproximadamente 277 K no fundo do mar. Dessa forma, a diferença entre as temperaturas do fluido e da formação favorece uma alta taxa de transferência de calor. Após 1 dia de produção a temperatura ao longo da interface com a formação apresentou um aumento ao longo de todo o poço, como na Figura 20. Esse aumento foi mais significativo que o aumento da temperatura do fluido escoando, apresentada na Figura 13, o que resultou em uma diminuição da taxa de transferência de calor ao longo de todo o poço.

Para 5 dias de produção há um aumento na fração de vazio e da temperatura do fluido escoando, embora a variação da temperatura na interface com a formação seja visível apenas no trecho anterior à 1900 m. Como consequência, a taxa de transferência de calor até 1900 m diminuiu. A partir de 1900 m, a variação da temperatura da interface com a formação não foi significativa. Em contrapartida, a temperatura do fluido escoando apresentou um leve aquecimento, decorrente da redução da transferência de calor no trecho anterior (maior profundidade). Como resultado, a taxa de transferência de calor de 1900 m até a cabeça do poço apresentou um aumento em relação à taxa observada para 1 dia de produção.

Para 10 dias de produção, a taxa de transferência de calor apresentou seu menor valor para a maior parcela do poço, como resultado do aumento da temperatura na interface entre poço e formação. Apenas para distâncias acima de 1900 m esta taxa supera a taxa observada para um dia de produção, como consequência de uma maior temperatura final do fluido escoando. Em relação à taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para 5 dias de produção, observa-se uma diminuição ao longo de todo o poço.

Comparando a Figura 10 com a Figura 15 e com a Figura 20, é possível observar que a variação da temperatura da ANM se estabiliza rapidamente, em até 2 dias de produção, enquanto a temperatura da interface com a formação apresenta variações significativas até o período entre 5 e 10 dias de produção. A partir de 10 dias de produção, a temperatura da formação tende a aumentar de forma mais lenta, o que resulta num pequeno aquecimento da ANM, conforme mostrado na Figura 16 e discutido anteriormente.

Com a transferência de calor calculada e as temperaturas das interfaces entre os sólidos obtidas, o aumento de pressão do anular pode ser estimado considerando a relação entre expansão do fluido do anular devido à mudança de temperatura e a deformação das paredes do anular através do aumento de pressão. A Figura 22 apresenta o aumento de pressão dos anulares para um tempo contínuo de produção de 10 dias.



A Figura 22 continua na próxima página.

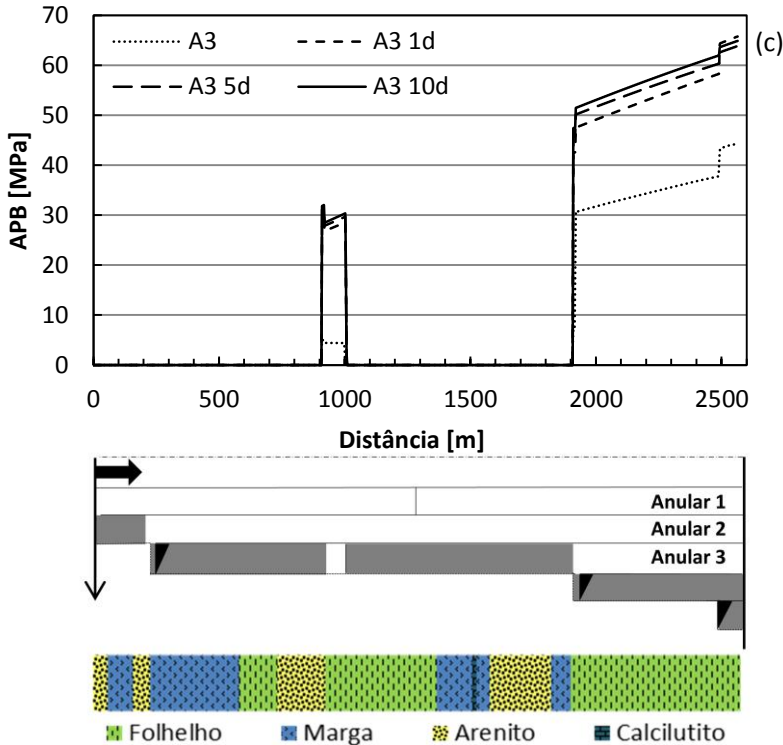


Figura 22. Distribuição do APB nos anulares a) anular 1, b) anular 2 c) anular 3 ao longo do poço.

Assim como para os outros parâmetros calculados, o aumento de pressão nos anulares (APB) depende de características geométricas e de propriedades físicas. No presente modelo, o APB é recalculado a cada nova posição considerando apenas condições de contorno na direção radial. Dessa forma, a equalização da pressão ao longo do anular não é considerada, resultando em picos e quedas locais do APB causados por aumentos da transferência de calor ou da resistência à deformação. Com o avanço do tempo simulado, observa-se um aumento do APB como uma resposta ao aumento da temperatura da estrutura como um todo, mesmo efeito responsável pela queda na transferência de calor com o tempo. De forma a facilitar a análise, é apresentada a Figura 23, referente à uma produção de dez dias, escala esta considerada suficiente para que a temperatura apresente uma pequena variação com o tempo.



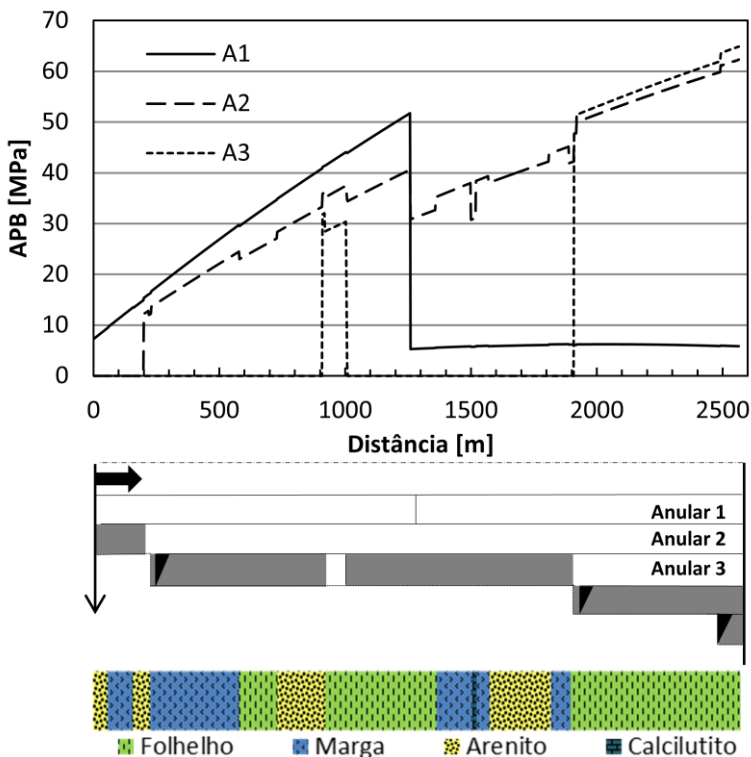


Figura 23. Distribuição do APB nos anulares para 10 dias de produção.

Em relação ao APB do primeiro anular, é possível observar que os efeitos das diferentes propriedades mecânicas da formação são quase imperceptíveis, se comparados com seus efeitos nos anulares mais externos. Além disso, o APB cai drasticamente com a presença do nitrogênio, 100 m acima da válvula de *gas lift*, devido às propriedades de expansividade e compressibilidade do gás. Um ponto de máximo suave é observado nesse intervalo no primeiro anular, em torno de 1900 m onde ocorre o início da segunda etapa do terceiro anular, e o APB volta a cair de forma discreta.

O segundo anular, mais próximo à formação rochosa, apresenta claramente os efeitos de transição entre rochas, onde rochas com módulo de elasticidade maior resultam num aumento local do APB. Este é o caso da transição da marga para o folhelho em 578 m, que esta associada a uma diminuição do módulo de elasticidade pela metade, resultando numa queda local do APB. O APB retorna ao patamar

anterior quando ocorre a transição para o arenito, em 728 m, que apresenta módulo de elasticidade próximo ao da marga.

A existência de convecção e uma taxa de transferência de calor por unidade de comprimento elevada causam um aumento do APB na região próxima a 1000 m nos anulares 1 e 2. Na Figura 22, no entanto, para a distribuição de APB inicial, a presença do terceiro anular reduz os níveis de APB dos anulares anteriores. Contudo, com o passar do tempo, esta redução não se sustenta, pois a expansão térmica do fluido supera a capacidade de deformação das paredes do anular. Por consequência, o APB apresenta um patamar superior, e o terceiro anular passa a comprimir os demais, resultando em um leve aumento na curva do APB do anular 2. É possível associar o APB do terceiro anular com a taxa de transferência de calor nesta região, uma vez que esta apresenta um pico na transição entre cimentação e fluido.

A queda do APB do primeiro anular devido à transição para o nitrogênio permite a expansão do segundo anular, resultando em uma queda no patamar do APB. Quando o anular se encontra cimentado, como é o caso do terceiro anular, a pressão sobre a parcela cimentada não é apresentada. A adição de trechos de revestimento e cimentação próximo à cabeça do poço aumentam a rigidez do poço no sentido da formação, forçando um aumento do APB dos anulares mais externos. Esse efeito é mais expressivo quando a taxa de transferência de calor é maior, por resultar num aumento da temperatura do anular.

De forma geral, o APB crítico é observado no terceiro anular, que apresenta limitações para a expansão volumétrica devido a cimentações, ao passo que os dois anulares internos apresentam apenas resistências mecânicas dos tubos de revestimento de aço. O uso do nitrogênio no poço analisado, além da produção de hidrocarbonetos com *gas lift*, permite o controle do APB do primeiro anular, também chamado de anular de produção, uma vez que condições críticas de APB já eram previstas neste anular pelos projetistas do poço. Utilizando um fluido com maior compressibilidade, como um gás, foi possível reduzir a sensibilidade da pressão do anular de produção com relação à temperatura. Além disso, caso necessário, isto permite controlar a pressão do primeiro anular através da liberação ou injeção de gás. Yin e Gao (2014) apresentam uma simulação de APB utilizando um anular interno com estas características, e os resultados apresentaram uma redução no APB dos demais anulares. As deformações percentuais das paredes dos anulares calculadas neste trabalho são apresentadas no Apêndice.

Embora dados experimentais de APB não sejam conhecidos para o poço aqui simulado, os valores calculados estão de acordo com os resultados apresentados por Yang et al. (2013), para poços com lâmina d'água semelhante. A influência da variação volumétrica do poço, calculada através do modelo estrutural, está de acordo com os valores definidos por Halal e Mitchell (1994), ou seja, esta reduz em até 30% o APB local quando considerado apenas o termo referente à expansão térmica do fluido, simplificação esta utilizada por Hasan et al. (2010). O termo de vazamento do fluido do anular não foi considerado devido à falta de dados de campo comprobatórios.

Os resultados apresentados possibilitaram mostrar a influência de alguns fatores presentes num poço *offshore* e, através da comparação com dados de campo, foi possível verificar a adequação dos modelos de transferência de calor e escoamento multifásico, bem como apresentar a abordagem mais adequada de modelo hidrodinâmico. Nas próximas seções serão apresentados resultados de análises de sensibilidade com relação a parâmetros operacionais e construtivos do poço.



## 5. ESTUDO DE CASOS

### 5.1 INFLUÊNCIA DA RAZÃO GÁS-ÓLEO NA ESTIMATIVA DO APB

A razão gás-óleo (GOR) é definida como o quociente entre vazões volumétricas de gás e óleo em condições padrão (60°F e 14,7 psia). Esta variável comumente aferida na plataforma, é usada para determinar as propriedades do fluido produzido nas condições do reservatório, por meio da análise PVT. Considerando a mesma vazão de líquido do caso validado, é possível estimar o comportamento de um poço com uma porcentagem maior de componentes leves, resultando numa produção maior de gás, ou uma maior GOR. Para estimar o impacto de uma maior GOR, são realizadas simulações com as mesmas condições de contorno do caso validado, apenas alterando a GOR.

Uma consequência direta desta abordagem é o aumento da produção, pois ao invés de recalcular as vazões de líquido e de gás para que se mantenha a mesma vazão mássica, a vazão de líquido é mantida fixa, o que resulta proporcionalmente em um aumento de vazão mássica por unidade de área.

O primeiro caso simulado considera uma GOR de 500 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std e apresenta a distribuição de pressão e temperatura mostrados na Figura 24.

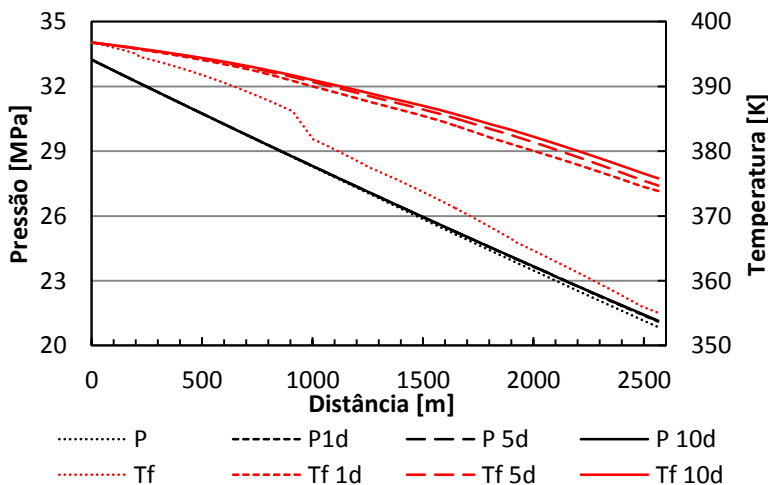


Figura 24. Distribuição de pressão e temperatura para uma GOR de 500 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std.

Dentre os efeitos observados pode ser citado o aumento de pressão na cabeça do poço, resultando numa pressão de 21 MPa, aproximadamente 20% acima do valor encontrado no caso validado. Embora exista um aumento na fração de gás, a temperatura observada na cabeça do poço foi minimamente afetada. Os efeitos na fração de líquido e título ao longo do escoamento são apresentados na Figura 25.

O aumento da GOR resultou diretamente na diminuição da fração de líquido, onde o escoamento monofásico não é mais observado. O primeiro padrão de escoamento observado é o padrão do tipo *churn*, que se mantém durante todo o poço para o caso inicial. Com o aquecimento da formação o padrão de escoamento *churn* é seguido pela transição para o padrão anular visível pela descontinuidade presente na fração de líquido até que a fração entranhada atinja valor máximo. Apesar do uso da correlação para a fração entranhada inicial no padrão anular, devido às condições de alta pressão e vazão, a estimativa inicial não foi suficiente para impedir o surgimento da descontinuidade na fração de líquido.

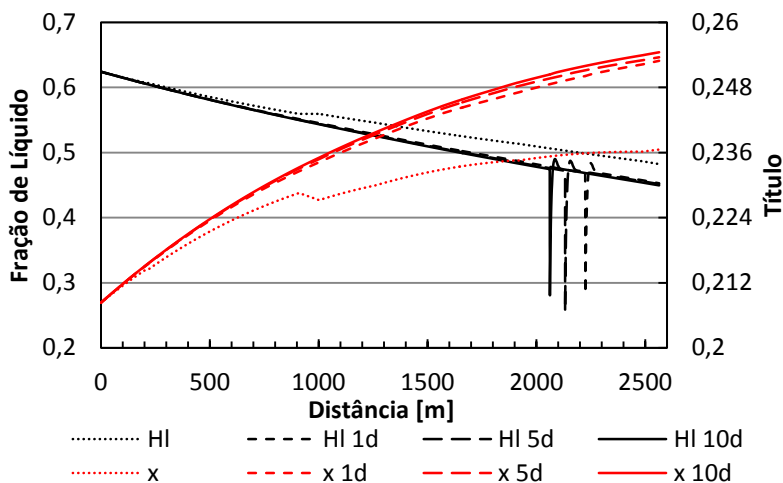


Figura 25. Distribuição da fração de líquido (HI) e do título (x) para uma GOR de 500 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std com o tempo de produção.

A transição para o padrão anular, no entanto, ocorre sem causar um gradiente abrupto na curva de pressão. O aquecimento da formação tem a tendência de antecipar a transição, como já foi observado anteriormente, por elevar a temperatura do escoamento, através da diminuição da transferência de calor para a formação.

A transferência de calor, representada na Figura 26, embora apresente uma alta para o período inicial, com a evolução do tempo de produção, converge para valores próximos do caso validado, o que justifica o aumento de temperatura no fluido e a antecipação da transição de padrões de escoamento.

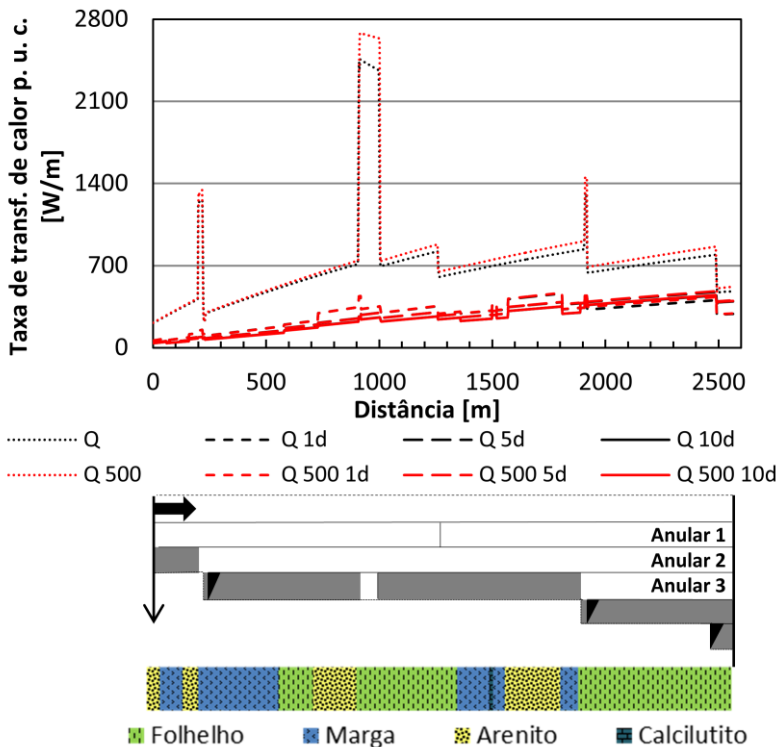


Figura 26. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para uma GOR de  $500 \text{ m}^3 \text{ std}/\text{m}^3 \text{ std}$  (Q 500) em comparação com a condição padrão (Q).

Em relação ao caso validado, a resistência de convecção no interior do tubo de produção diminui com o aumento no fluxo de massa de gás, conforme apresentado na Figura 27. A resistência das demais camadas do poço, no entanto, impedem um aumento na transferência de calor. Por exemplo, a resistência por unidade de comprimento da cimentação do segundo anular é de  $0,027 \text{ K.m/W}$ , cerca de uma a duas ordens de grandeza acima da resistência de convecção apresentada, dessa forma representando a resistência dominante desse trecho.

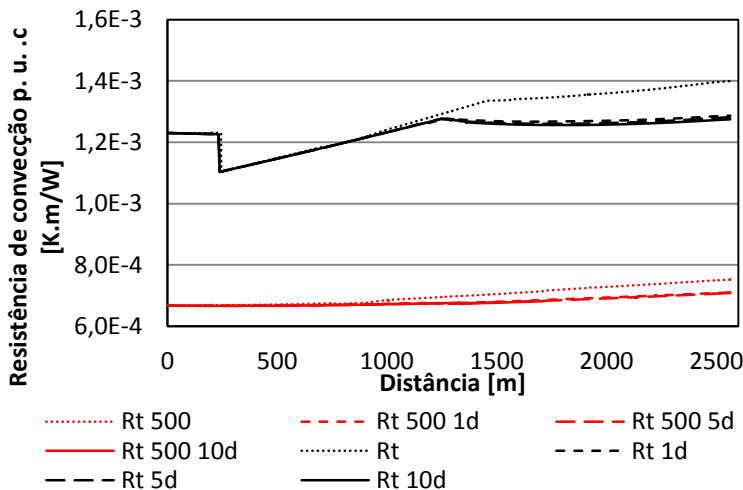


Figura 27. Resistência de convecção no tubo de produção para uma GOR de 500 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std (Rt 500) em comparação com a condição padrão (Rt) com o aumento do tempo de produção.

Da mesma forma, devido à baixa variação de taxa de transferência de calor por unidade de comprimento, o APB apresentou um aumento de apenas 0,8 MPa em relação ao caso validado, equivalente a 1,2% do valor máximo observado. Isso ocorre porque o aumento do GOR para o poço em questão não causa uma redução significativa da resistência térmica total. No final do poço, a resistência do primeiro anular preenchido com nitrogênio passa a ser dominante, com uma resistência equivalente da mesma ordem do trecho cimentado, o que contribui para uma pequena variação no APB.

Em resultados simulados anteriormente, durante o desenvolvimento do modelo de transferência de calor, o poço foi simplificado a apenas um anular, como apresentado na Figura 4. Neste caso, o aumento da GOR proporcionou um aumento da taxa de transferência de calor e, como consequência, a pressão do anular também aumentou. Utilizando a geometria mais complexa o incremento no coeficiente de transferência de calor por convecção não foi suficiente para reduzir a resistência global governada pelas condutividades das cimentações e pela convecção natural do nitrogênio. Dessa forma, a única variação significativa observada foi o aumento da pressão na cabeça do poço, resultado do escoamento anular.



Para uma GOR de  $750 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$  o aumento da vazão de gás resulta no escoamento anular ao longo de todo o poço. Na Figura 28 é observada uma pressão final 26% maior que a pressão observada no caso validado, com uma variação equivalente a 4,7 MPa. A variação da temperatura na ANM, no entanto, é de 2 K. Apesar disso, a transferência de calor apresenta um pequeno aumento em relação ao caso com o GOR de  $500 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$ , o qual é perceptível através da Figura 29 onde é feita a comparação entre as transferências de calor para o caso validado e o GOR de  $750 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$ .

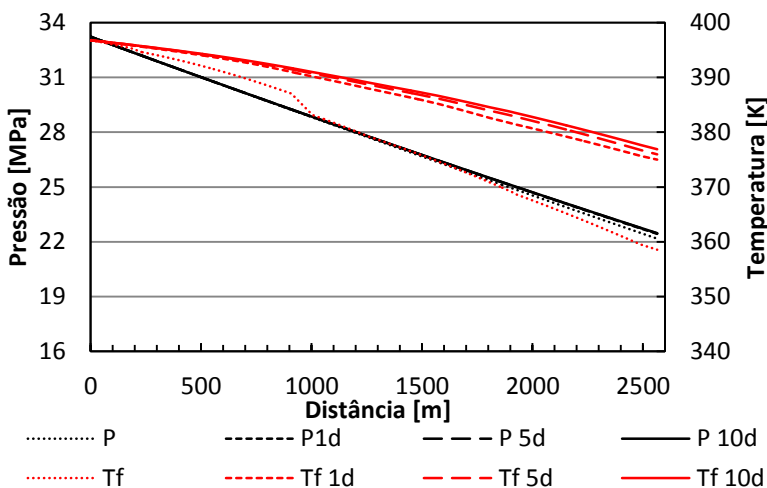


Figura 28. Distribuição de pressão e temperatura para uma GOR de  $750 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$  com o tempo de produção.

Para o caso inicial, a maior variação na transferência de calor é observada na região do anular não cimentado, em aproximadamente 1000 m. Como já foi discutido, o cimento é uma das resistências dominantes da rede de resistências térmicas existentes entre o escoamento e a formação, e o aumento na convecção no interior do tubo não é suficiente para reduzir a resistência global de forma significativa. Assim como o cimento, a região preenchida com nitrogênio apresenta uma resistência de mesma ordem de grandeza, mas nessa região o aumento na convecção e o potencial térmico existente com a formação faz com que a variação entre taxas de transferência de calor para o caso validado e com um GOR de  $750 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$  no período inicial seja visível na Figura 29 (a). Para os casos de 1, 5 e 10 dias, da Figura 29 (b),

onde o aquecimento da formação reduz o potencial térmico entre o fluido e a formação, esse efeito diminui.

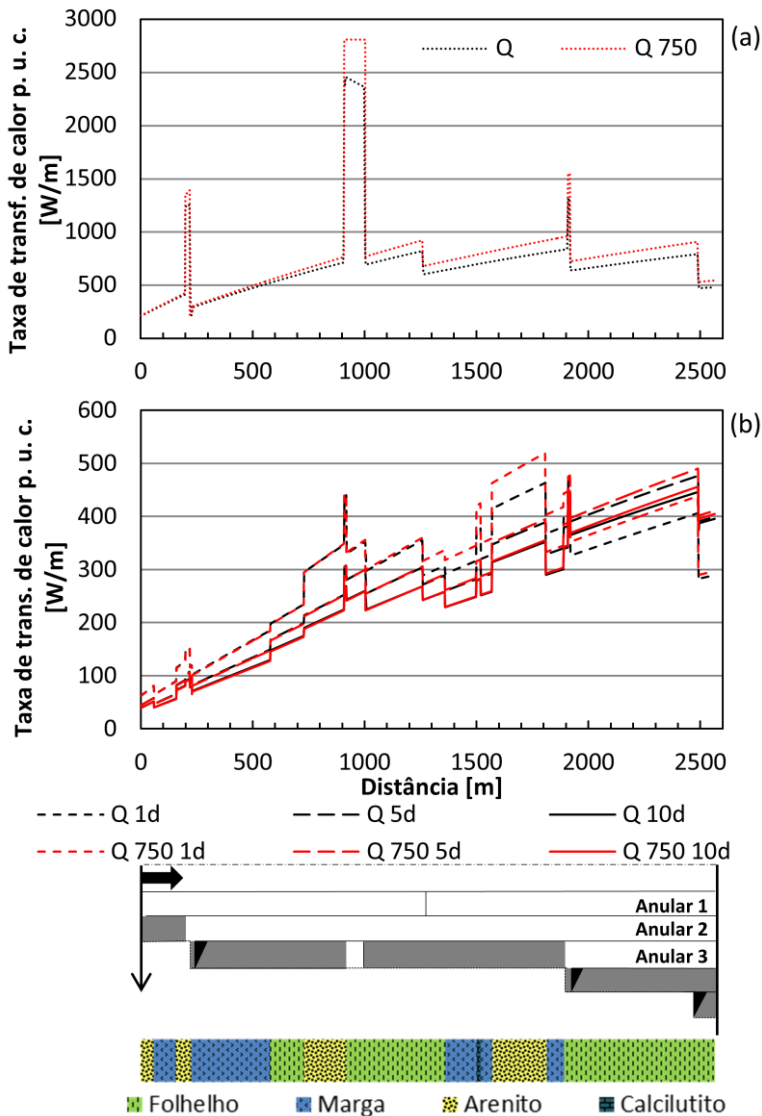


Figura 29. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento ao longo do poço para uma GOR de 750 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std (Q 750) em comparação com caso padrão (Q), (a) Instante inicial (b) 1, 5 e 10 dias de produção.

A comparação do APB obtido para o caso validado e para uma GOR de  $750 \text{ m}^3 \text{ std}/\text{m}^3 \text{ std}$  referente ao período de 10 dias de produção é apresentado na Figura 30. O APB observado apresenta, no entanto, pouca diferença em relação ao caso validado, como ocorreu no caso com uma GOR de  $500 \text{ m}^3 \text{ std}/\text{m}^3 \text{ std}$ .

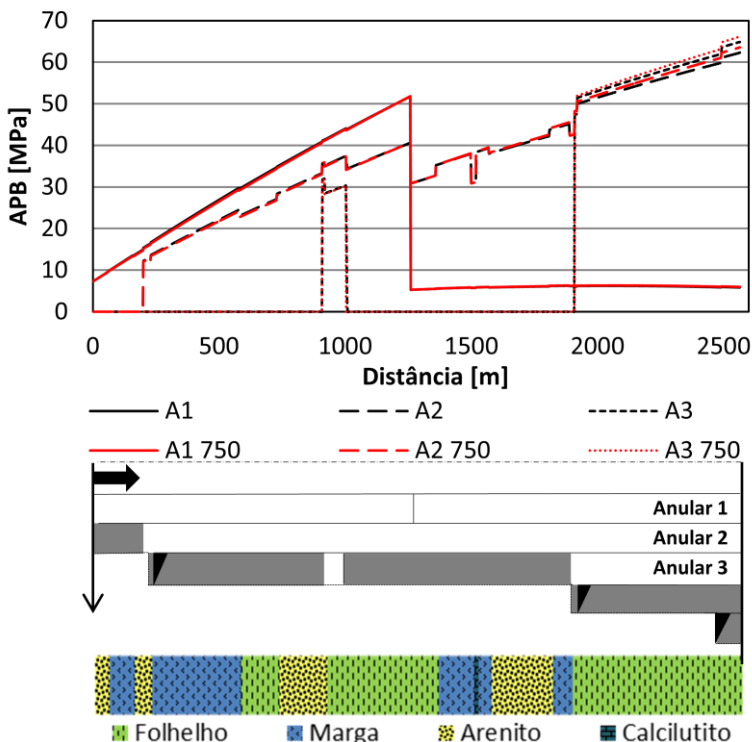


Figura 30. Distribuição do APB nos anulares (A1, A2, A3) ao longo do poço para o caso validado e uma GOR de  $750 \text{ m}^3 \text{ std}/\text{m}^3 \text{ std}$  (A 750).

## 5.2 INFLUÊNCIA DA SUBSTITUIÇÃO DO FLUIDO DO PRIMEIRO ANULAR

O poço simulado no presente trabalho utiliza o primeiro anular preenchido com nitrogênio. Entretanto isso não é um procedimento padrão no projeto de poços por requerer uma estrutura mais complexa para impedir o vazamento do nitrogênio. Dessa forma, para confirmar o papel do nitrogênio no controle do APB, foi feita a substituição do

nitrogênio do primeiro anular pela mistura água/sal já presente na parte inferior do primeiro anular. Com essa simulação, pretende-se justificar o uso do nitrogênio nesse poço e ao mesmo tempo confirmar as afirmativas feitas a respeito desse procedimento nos casos anteriores. No gráfico da Figura 31, são apresentadas as novas curvas de pressão e temperatura. Em relação à validação do modelo, a redução da resistência térmica proporcionada pela substituição do nitrogênio resulta numa diminuição da temperatura observada na cabeça do poço. Para o instante inicial, essa variação é de 5,4 K em relação à temperatura do caso validado. O desvio de pressão se manteve baixo, com 0,33% para o caso inicial, e uma diminuição com o aumento do tempo de produção de até 0,04% da pressão calculada na validação, para dez dias de produção contínua. Com a produção contínua de dez dias o desvio de temperatura também diminuiu, para um patamar para 1 K.

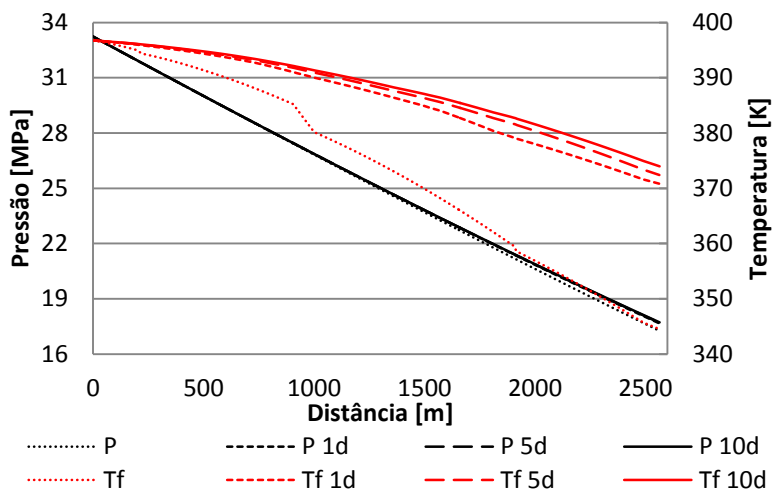


Figura 31. Distribuição de pressão e temperatura considerando a substituição do nitrogênio no primeiro anular.

A influência da substituição do nitrogênio fica bem aparente na taxa de transferência de calor por unidade de comprimento calculada ao longo do poço mostrada na Figura 32. Além de não apresentar uma queda instantânea na transição para a região onde havia o nitrogênio, observa-se um pico de 4031 W/m em 1900 m devido à ausência de resistência térmica, já que a temperatura da formação (gradiente geotérmico) é a condição de contorno na parede do anular naquele trecho (região acima da camada de cimento do anular 3).

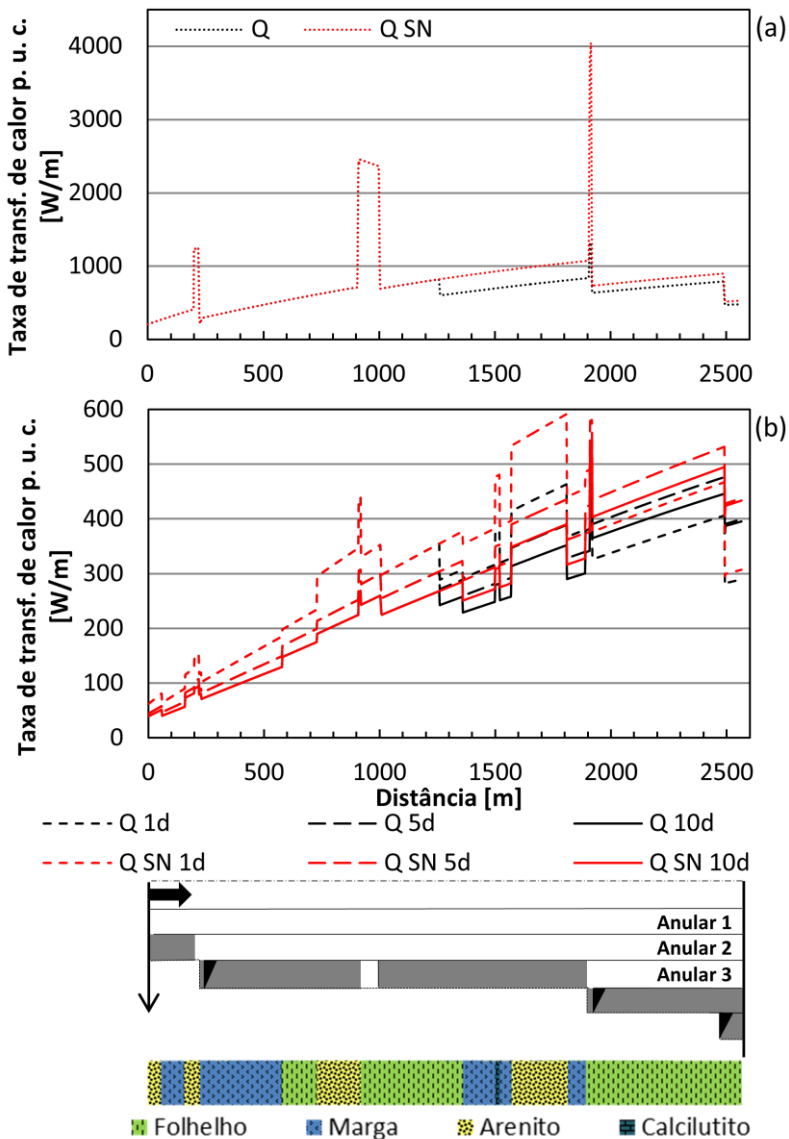


Figura 32. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento ao longo do poço para a substituição do nitrogênio no primeiro anular (Q SN) em relação ao caso padrão (Q), (a) Instante inicial, (b) 1, 5 e 10 dias de produção.

Essa situação, como já discutido anteriormente, é devida à limitação do cálculo de transferência de calor, que não considera a transferência de calor da estrutura do poço na direção axial. Além disso, o trecho em questão fica abaixo da sapata do próximo estágio de revestimento, onde o cimento representa a única resistência entre o terceiro anular e a formação.

No gráfico referente ao avanço do tempo de produção, Figura 32 (b) é possível observar que a taxa de transferência de calor assume novos patamares, com um aumento de 60 a 40 W/m próximo à cabeça do poço em relação ao caso validado, para 1 e 10 dias respectivamente.

Como consequência do aumento da transferência de calor e das propriedades do fluido do anular, o primeiro anular passa a representar o valor máximo de APB estimado, e inclusive contribui para o aumento do APB nos demais anulares, como mostrado na Figura 33.

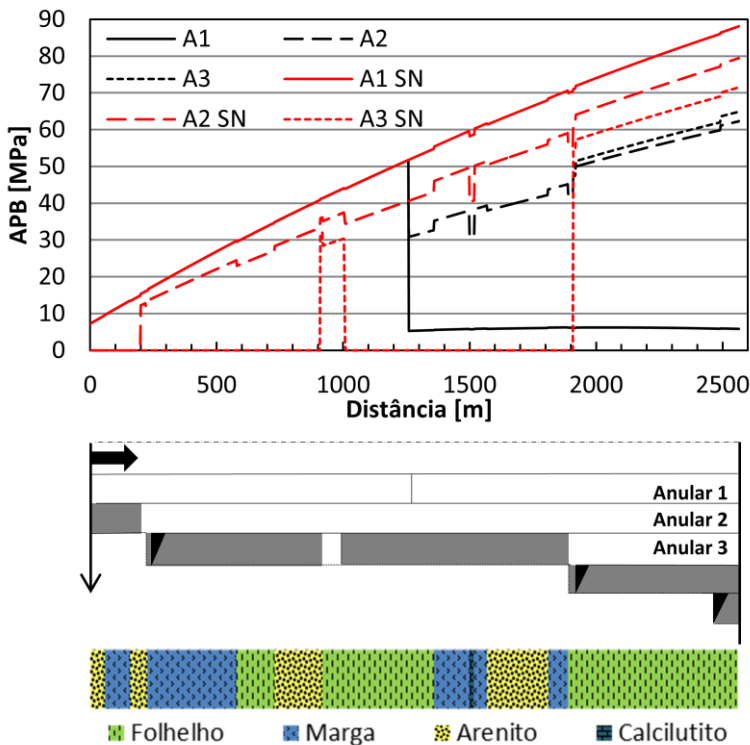


Figura 33. Comparação entre o APB nos anulares para a substituição do nitrogênio no primeiro anular (A SN) e a condição padrão (A1, A2, A3).

Como agora o primeiro anular apresenta a maior pressão interna, ele comprime o segundo anular, que restringe a expansão do terceiro. Dessa forma, todos os anulares são afetados pela transferência de calor e pela deformação estrutural.

### 5.3 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA PRODUÇÃO DE ÁGUA NO APB (BSW)

A produção de hidrocarbonetos é geralmente acompanhada pela produção de água. De acordo com Fakhru'l-Razi et al. (2009), a produção mundial de água, proveniente da própria estrutura geológica ou de poços injetores, é estimada em 250 milhões de barris por dia, contra 80 milhões de barris de óleo produzidos. Nesse caso a razão água-óleo produzida é de aproximadamente 3:1, equivalente a 70% da produção de líquido. Além da perda na produtividade e gastos com o controle da água produzida, são esperados impactos na estrutura do poço, como a corrosão e o aumento do APB. Como apresentado por Ferreira et al. (2009), em alguns casos, mesmo poços com baixas porcentagens iniciais de produção de água podem rapidamente passar a produzir altos teores de água. Portanto, é interessante que seja estudado o impacto da produção de água na transferência de calor e no APB.

Dos testes de produção do poço em questão, observa-se uma porcentagem de apenas 0,21% de produção de água (BSW, *basic sediment and water*). Inicialmente foram simulados casos para porcentagens de produção de água (BSW) de 20%, 40%, 60% e 80% da produção de líquido, para o instante inicial e para os tempos de 1, 5 e 10 dias. A produção de líquido é mantida fixa em 1504 m<sup>3</sup>/d, o que significa numa redução progressiva da produção de óleo em detrimento de um aumento na produção de água. Na Figura 34 são apresentadas as distribuições de pressão e temperatura para os casos simulados para um período de produção contínua de 10 dias, e a curva de distribuição de 10 dias para o caso validado. Através dessa simulação pretende-se identificar as influências da fração de produção de água, num mesmo instante para casos diferentes. Apesar do aumento da fração de água ocorrer de forma progressiva, inicialmente será analisado o impacto com a BSW constante ao longo do tempo.

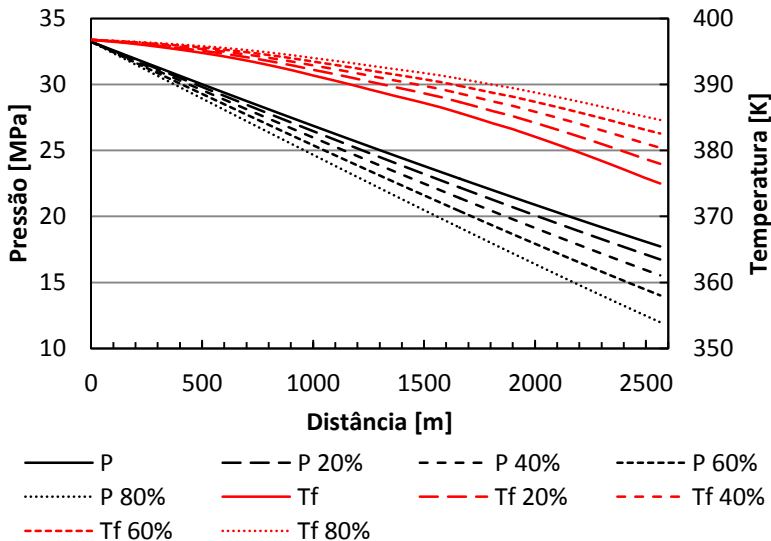


Figura 34. Distribuição de pressão e temperatura para 10 dias de produção com as porcentagens de produção de água (BSW) definidas.

Através das curvas de pressão na Figura 34, observa-se um aumento na perda de pressão ao longo do tubo, resultando num valor 5,5% menor que o caso validado para a condição de 20% de BSW, 12,3% menor para 40%, 20,9 para 60% e 32,4% menor para o caso de 80% de BSW. Esses equivalem a desvios de 0,99, 2,19, 3,71 e 5,75 MPa, respectivamente. Da mesma forma, é observada uma tendência de aumento da temperatura da cabeça do poço, de 3 a 10 K. Essas características são acompanhadas da diminuição da fração de vazio e título na cabeça do poço, e o atraso na transição de padrões de escoamento *bubbly* para *churn*. Com o aumento da porcentagem de água, a mudança de fase ocorre de forma mais lenta, o que resulta no aumento da perda de carga ao longo do tubo.

O impacto do aumento da porcentagem de água produzida na transferência de calor foi muito mais significativo que o observado através do aumento da GOR. Ao comparar com a distribuição obtida para o caso validado, apresentada na Figura 35, é possível identificar um aumento progressivo na taxa de transferência de calor, causado pelo aumento do coeficiente de transferência de calor, ou na redução da resistência equivalente à convecção forçada no tubo.



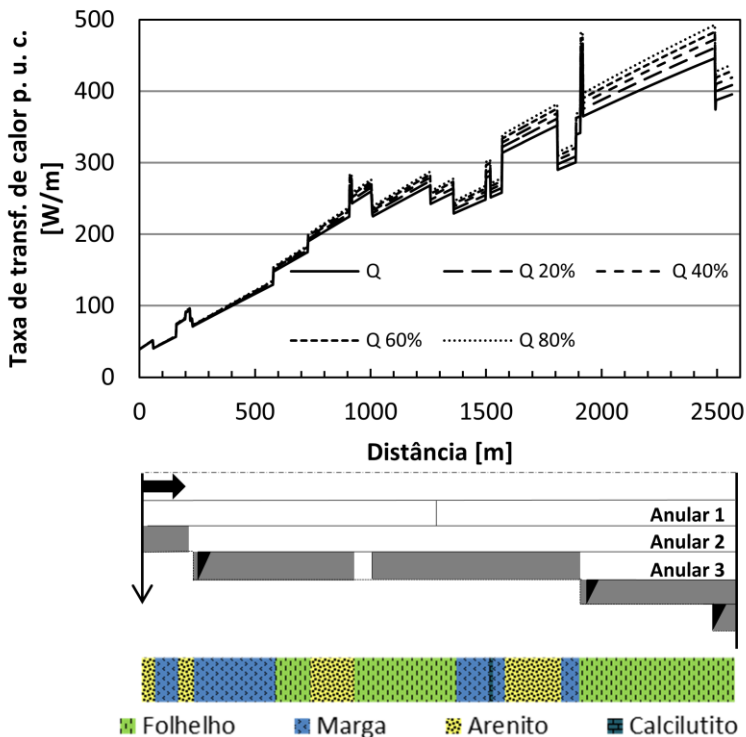


Figura 35. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento com o tempo de produção para as porcentagens de BSW definidas ( $Q$  %).

É interessante observar que o fenômeno observado contraria o comportamento mostrado até o momento para os casos anteriores, onde um aumento na transferência de calor quase sempre resulta em uma diminuição da temperatura do fluido escoando. Nesse caso, no entanto, tanto a transferência de calor como a temperatura tendem a aumentar, e isso se deve à influência das propriedades físicas da água em relação às propriedades dos hidrocarbonetos. A água apresenta uma capacidade térmica elevada, o que permite que calor seja transferido para a formação e o poço sem que ocorra uma mudança de temperatura significativa. Além disso, a condutividade térmica da água também é maior que a do hidrocarboneto e, dessa forma, auxilia na transferência de calor por convecção na parede do tubo. Assim, é possível que um aumento da porcentagem de água aumente tanto a temperatura da

mistura escoando, como a transferência de calor para a formação em relação ao caso validado.

A intensificação da transferência de calor resulta em um aumento da pressão no anular, como é apresentado na Figura 36, como resultado do fluido do anular.

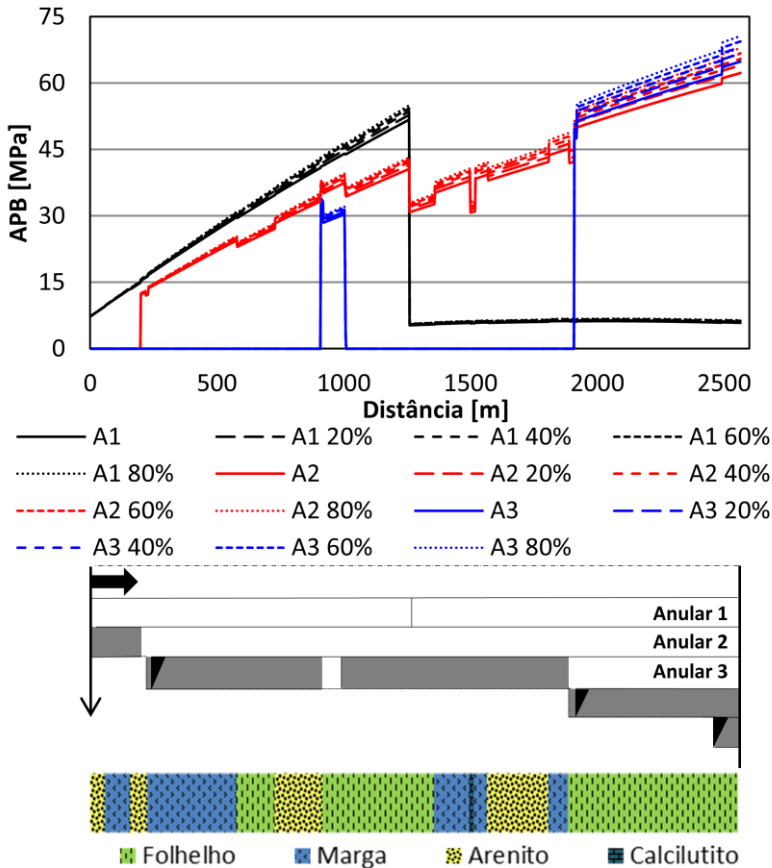


Figura 36. Distribuição do APB nos anulares (A1, A2, A3) com o tempo de produção para as porcentagens de BSW definidas.

A variação máxima observada no APB em relação ao caso base é de aproximadamente 6 MPa, sendo visível na região final do poço. Mesmo com medidas que auxiliem na redução do problema do APB, a produção de água é capaz de gerar aumentos na pressão dos anulares na

região próxima à cabeça do poço da ordem de 10% do APB total esperado para este poço.

Para verificar como o aumento progressivo da porcentagem de água produzida atua em conjunto com o aquecimento da formação ao longo de um período de produção maior, utiliza-se a curva de aumento da BSW apresentada por Ferreira et al. (2009) para um poço, em que, ao longo de um período de 8 meses, a porcentagem de água produzida saltou de valores próximos a zero até aproximadamente 77%. O aumento progressivo da BSW foi simulado usando os dados de Ferreira et al. (2009). Como ponto inicial, foi utilizada a fração definida para o caso validado (0,21%) utilizando os valores referentes a um dia de produção, período com menor erro em relação aos dados de campo.

Primeiramente foram simulados pontos referentes aos períodos de uma semana e duas semanas, devido à rápida variação da BSW nesse período. Na Figura 37 são apresentadas as variações de pressão e temperatura calculadas para a cabeça do poço e a porcentagem de água definida para cada tempo de produção. É interessante observar a forte correlação entre a temperatura na ANM e o aumento da BSW, o que resulta em uma diminuição da pressão na ANM, conforme observado anteriormente.

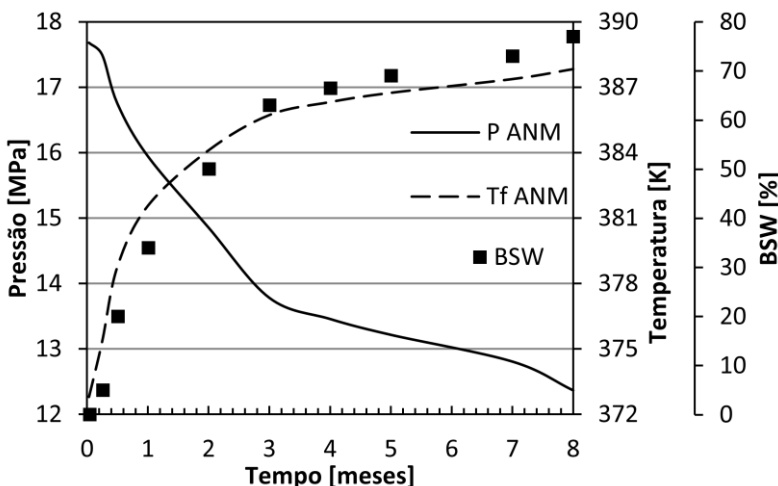


Figura 37. Variação de pressão (P ANM) e temperatura (Tf ANM) na ANM e aumento da produção de água (BSW) progressiva, em função do tempo de produção.

Conforme indicado por Ferreira et al. (2009), o aumento na BSW foi muito rápido nos primeiros dois meses, o que resultou, de acordo com o modelo, em um salto na temperatura do escoamento. Porém a variação da pressão não foi tão significativa quanto à de temperatura neste intervalo de tempo. Enquanto em 2 meses a variação da temperatura é o equivalente a 80% da variação total, a variação de pressão é de apenas 50% da variação total.

Além do efeito causado pela variação da BSW, soma-se à variação de temperatura e pressão o efeito de longo prazo do modelo transiente de difusão de calor na direção radial. A diferença entre este modelo e o anterior é o efeito de aquecimento da formação trabalhando em conjunto com o aumento da BSW.

Em um período inferior a um mês, imprimiu-se um salto na BSW de 0,21 a 34%. Apesar disso, a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento diminuiu nesse período, como é apresentado na Figura 38. A diminuição da taxa de transferência de calor ocorre devido a um aumento rápido da temperatura da interface com a formação neste mesmo período. Embora a mistura apresente um aumento de capacidade térmica associado com a presença de água, o gradiente entre o fluido escoando e a formação diminui, impactando a transferência de calor.

No entanto, na região próxima à cabeça do poço (acima de 1900 m), para os períodos inferiores a um mês, é observado um aumento na transferência de calor. Este efeito ocorre pois tanto a temperatura do escoamento quanto o coeficiente de convecção no tubo apresentam aumentos significativos em relação à temperatura da interface com a formação. Após um período de 2 semanas, o aquecimento da formação faz com que o gradiente entre as temperaturas do fluido e da formação diminua a ponto de compensar o efeito do aumento do coeficiente de convecção no interior do tubo, bem como o aumento da temperatura do escoamento.

Próximo à cabeça do poço, o efeito isolante da camada extra de revestimento e cimentação, em 2500 m, é tal que inicialmente ocorre um aumento da transferência de calor decorrente do aumento da BSW, para 1 semana ( $Q_{1sem}$ ), a partir da qual a taxa de transferência de calor passa a cair. Isto se deve ao aquecimento da formação, mas ainda assim, após 8 meses ( $Q_{8m}$ ), a taxa de transferência de calor apresenta um valor acima do calculado para um dia de produção, devido ao aumento no coeficiente de convecção, que compensa a diminuição do potencial térmico nessa região.

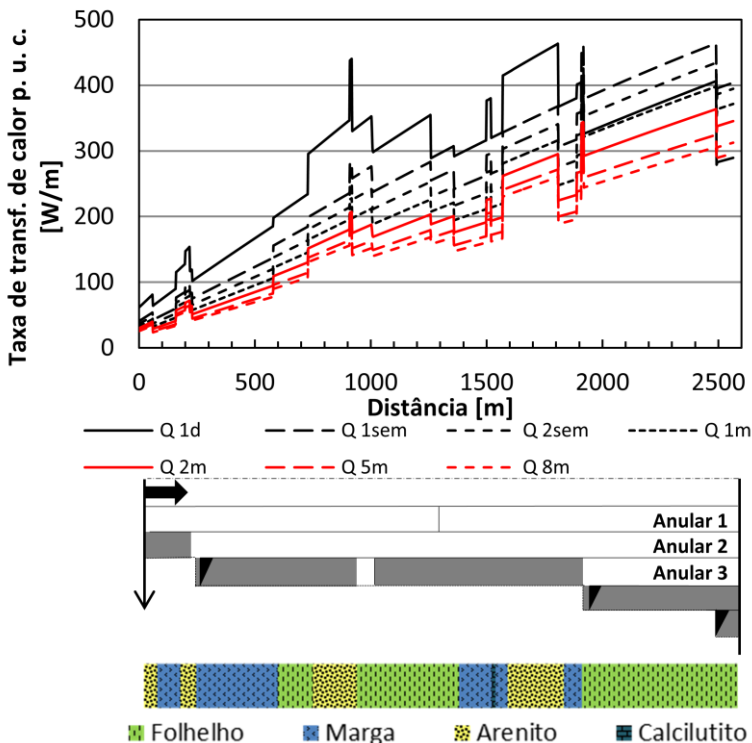
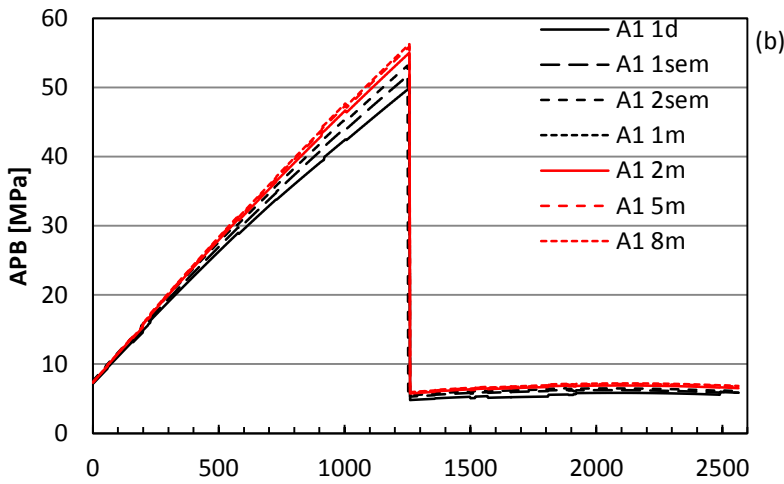
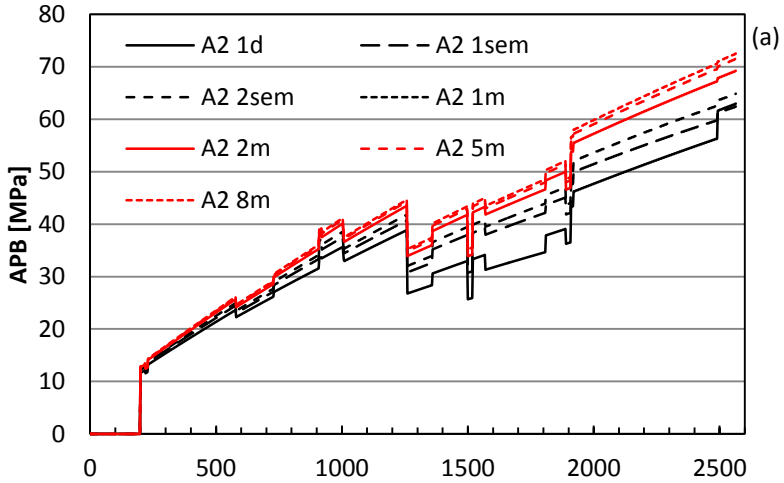


Figura 38. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para o aumento progressivo da BSW com o tempo (d= dias, sem= semanas, m= meses).

Em algumas posições, a diminuição da taxa de transferência de calor por unidade de comprimento após 8 meses (Q 8m) de produção chega a 45%, como na região referente à camada de arenito, entre 1570 e 1725 m.

A distribuição do APB ao longo do poço é apresentada na Figura 39. O comportamento do APB depende da temperatura do anular. Apesar da diminuição da taxa de transferência de calor por unidade de comprimento, o aquecimento da estrutura do poço tende a aumentar o valor calculado para o APB em todos os anulares.



A Figura 39 continua na próxima página.

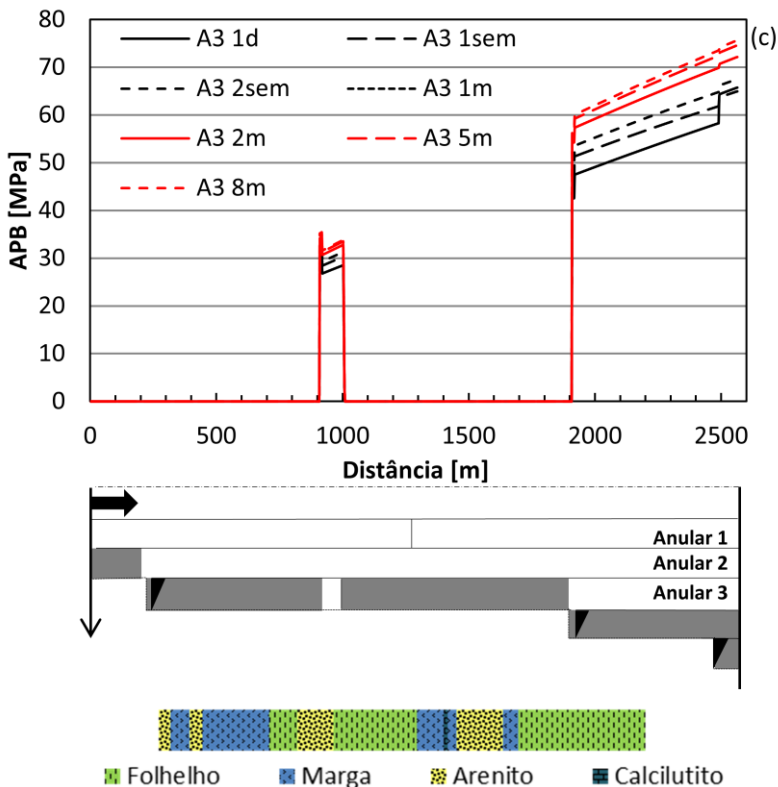


Figura 39. Distribuição do APB para o aumento progressivo da BSW com o tempo (d= dias, sem= semanas, m= meses), (a) Anular 1, (b) Anular 2, (c) Anular 3.

A principal região afetada do primeiro anular fica antes da transição para o preenchimento com nitrogênio, com um aumento de 7 MPa ao longo dos 8 meses analisados. A resistência térmica do nitrogênio e das cimentações, apesar de auxiliarem na redução da transferência de calor, não são suficientes para evitar o aumento de temperatura e pressão nos anulares 2 e 3 com o aumento da BSW ao longo do tempo de produção. Ambos os fatores trabalham no sentido de aumentar a temperatura da formação. Enquanto a temperatura do fluido escoando se eleva com a presença de água devido ao aumento de capacidade térmica da corrente, a temperatura da formação aumenta com o tempo de produção. Esta afirmação pode ser justificada pelo decréscimo do fluxo de calor com o tempo e aumento da temperatura do

fluido de produção devido ao aumento da BSW; para que o potencial térmico diminua e justifique a queda na transferência de calor, a temperatura da formação precisa aumentar.

#### 5.4 CIMENTAÇÃO DO TERCEIRO ANULAR

Através dos resultados apresentados até o momento, foi possível verificar que regiões adjacentes a anulares cimentados apresentaram alterações menores no APB devido às resistências térmicas impostas, e entre estas em especial a resistência térmica do cimento. A resistência térmica do cimento em muitos casos representou a resistência dominante, com até duas ordens de grandeza de diferença em relação ao tubo de revestimento de aço, e ao próprio fluido do anular.

O poço em questão exige que várias regiões do terceiro anular sejam cimentadas para que não haja vazamentos entre reservatórios a profundidades diferentes. Esses reservatórios nem sempre são de hidrocarbonetos e, como já foi apresentado, a presença de água na corrente produzida e nos anulares pode ser extremamente nociva para o APB. Dessa forma, desconsiderando os aspectos econômicos, mas motivado pelos bons resultados apresentados pelo cimento nos anulares, optou-se por estudar a influência de um terceiro anular totalmente cimentado.

Como a alteração em questão tem impacto apenas no comprimento final do tubo (1900 m) abaixo da cabeça do poço, sendo representada na forma de uma resistência térmica, a distribuição de temperatura e pressão do fluido escoando foram pouco influenciadas (variações inferiores a 1%). Já a taxa de transferência de calor na direção radial apresentou alterações na região final do poço. A Figura 40 mostra que, com a cimentação do terceiro anular (cinza claro), foi possível reduzir a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento do último trecho em até 20% para um regime de 10 dias de produção contínua. Pequeno impacto também foi observado na transferência de calor na região da primeira etapa do anular 3, localizado entre o topo do cimento e o colar de estágio, a 1000 m do fundo do poço.



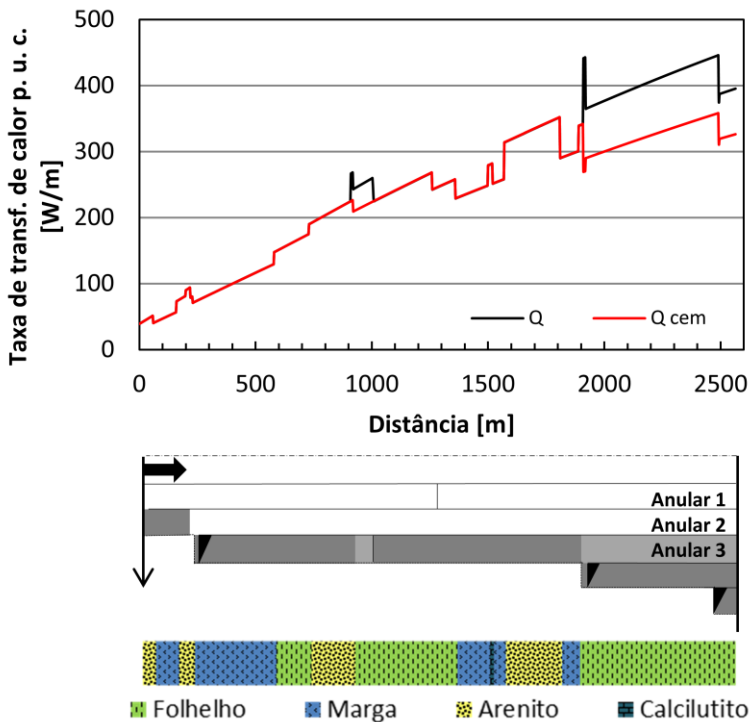


Figura 40. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para cimentação do terceiro anular (Q cem) e caso padrão (Q).

Da Figura 41, recorda-se da simulação do caso validado que o anular 3 exibe maior APB devido às limitações de expansão da estrutura. Com a cimentação, essa região não apresentaria mais aumento de pressão, permitindo que a parede externa do segundo anular possa expandir na direção da cimentação e, em conjunto com a diminuição da temperatura, levar a um menor APB em relação ao caso validado. Essa alteração apresentou uma variação de 8,5 MPa, ou 13,8% da pressão do segundo anular em relação ao caso validado.

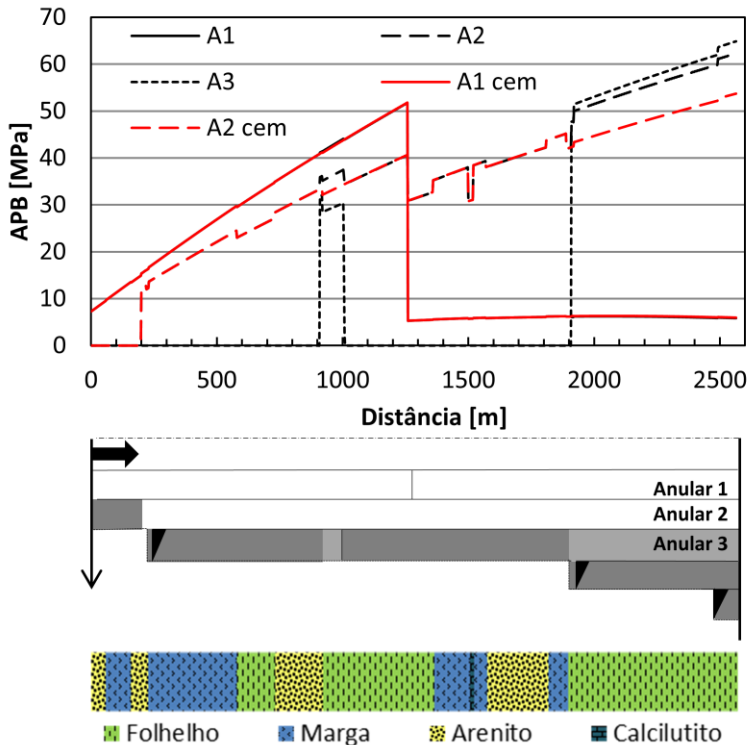


Figura 41. Distribuição do APB nos anulares para cimentação do terceiro anular (A cem) e caso padrão (A1, A2, A3).

## 5.5 AUMENTO DA PORCENTAGEM DE GLICERINA NOS ANULARES 2 E 3

O uso de uma mistura glicerina/água numa razão de 50/50% (% massa) foi uma simplificação devido à dificuldade em obter dados do fluido de base oleosa utilizada nos anulares 2 e 3. Apesar de já resultar em efeito isolante, o aumento da proporção de glicerina para 80% possibilitaria aumentar a resistência de convecção ao longo de grande parte do poço, através do anular 2, e na região de APB crítica, próxima à cabeça do poço.

Conforme apresentado na Figura 42, o caso simulado apresentou variação na temperatura e pressões na cabeça do poço mínimas, justificadas por uma pequena alteração na taxa de transferência de calor ao longo de grande parte do poço. Observa-se um aumento na taxa de

transferência de calor no final do tubo para o período de um dia, em relação ao caso validado, mas para o período de cinco dias a taxa obtida já é inferior ao caso validado ao longo de todo o tubo.

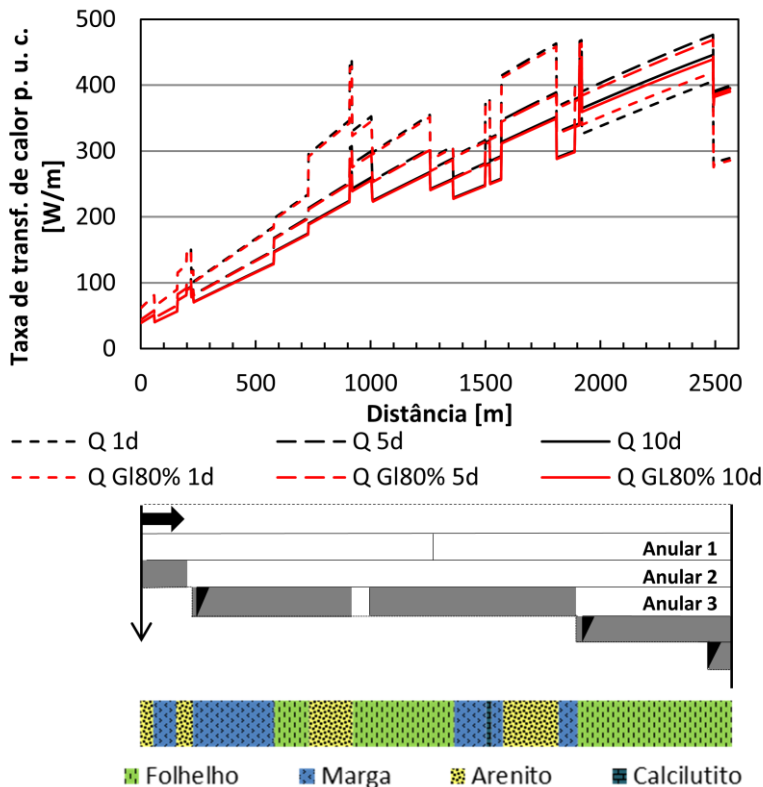


Figura 42. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para o aumento na porcentagem de glicerina nos anulares 2 e 3 (Q GL80%) e caso padrão (Q) ao longo do tempo de produção.

Embora as diferenças para a taxa de transferência de calor e temperatura sejam pequenas, a glicerina apresenta propriedades físicas diferentes da água, principalmente a compressibilidade. Dessa forma, somada a uma pequena redução na temperatura e uma compressibilidade maior a variação de pressão estimada no anular é menor, como mostra a Figura 43. Uma redução no APB é prevista ao longo de todo poço para os anulares preenchidos com a mistura água/glicerina. Inclusive o APB do primeiro anular, anterior à transição para o nitrogênio, é afetado. A

pressão final estimada é da ordem de 40% menor que o valor encontrado no caso validado. O APB máximo passa a ocorrer no primeiro anular, antes da transição para o nitrogênio.

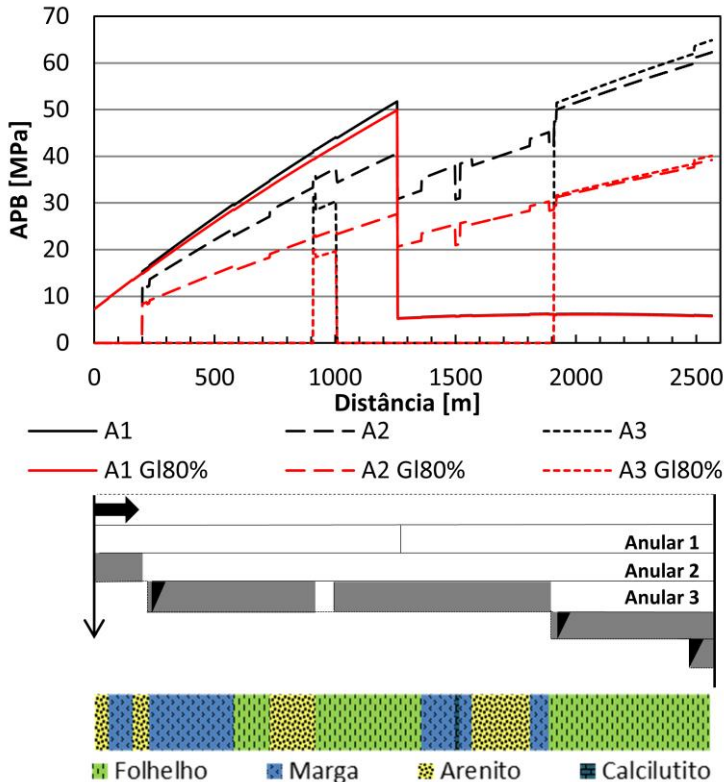


Figura 43. Distribuição do APB para o aumento na porcentagem de glicerina nos anulares (A GL80%) e caso padrão (A).

## 5.6 USO DE TUBOS ISOLADOS A VÁCUO (VIT) NO ISOLAMENTO DO TUBO DE PRODUÇÃO.

Das técnicas estudadas para o controle do APB, tubos isolados a vácuo (VIT) merecem destaque. A condutividade térmica equivalente de tubos isolados a vácuo é da ordem de  $10^{-2}$  W/m.K, uma ordem de grandeza menor que a condutividade térmica do cimento. A condutividade equivalente do vácuo pode atingir até 0,5 mW/m.K para altíssimos níveis de vácuo (Ferreira et al., 2012), mas a condutividade

do VIT depende também de outros fatores, como o tipo de juntas e o isolamento nas mesmas.

O VIT é muito mais efetivo que o nitrogênio e o cimento. No entanto, existem limitações mecânicas e econômicas no isolamento do tubo de produção. Dessa forma, é interessante identificar as regiões críticas de transferência de calor, com a finalidade de reduzir a quantidade de tubos isolados a vácuo no projeto do poço. Pela geometria do poço e resultados anteriormente apresentados, é possível identificar a região crítica em cerca de 650 m imediatamente abaixo da cabeça do poço. Dessa forma, foi realizada uma simulação onde a condutividade térmica do tubo de produção foi substituída pela condutividade do VIT de 0,074 W/m.K (Ferreira et al., 2012) desde a cabeça do poço até uma distância de 1900 m. A influência do VIT pode ser observada inicialmente na nova distribuição de temperatura e pressão ao longo do poço, apresentada na Figura 44.

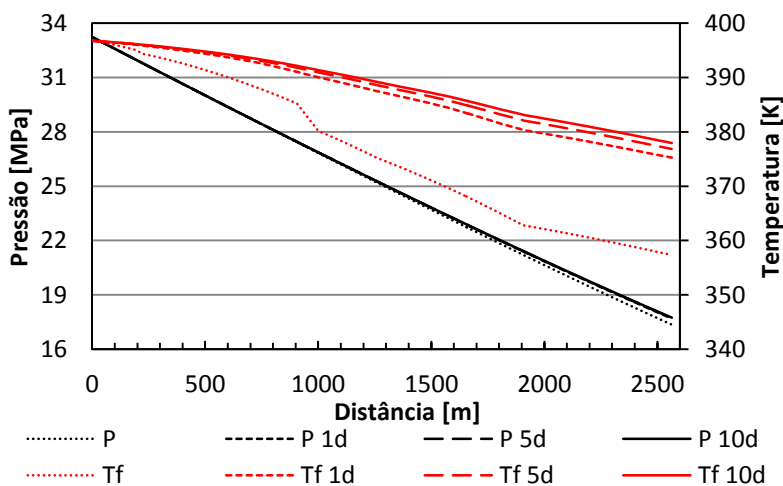


Figura 44. Distribuição de pressão e temperatura para trecho com VIT ao longo do tempo de produção.

Embora a variação da pressão não seja perceptível, a nova distribuição de temperatura assume um novo gradiente a partir do início do VIT, resultando em um aumento da temperatura na ANM da ordem de 3 K. Na taxa de transferência de calor o mesmo comportamento é observado, com uma diminuição drástica a partir do início do VIT, conforme mostra a Figura 45.

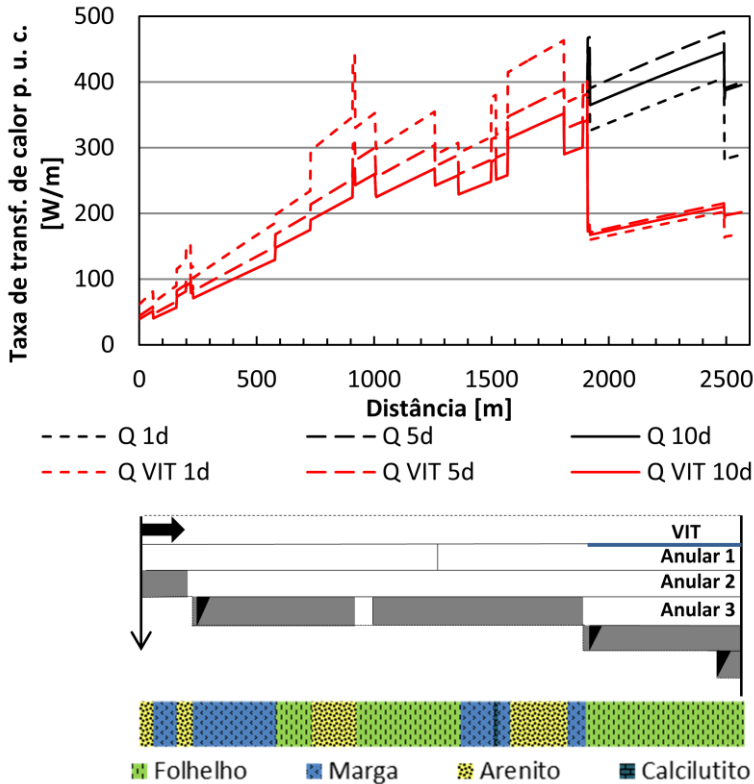


Figura 45. Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento para trecho isolado com VIT (Q VIT) e caso padrão (Q) ao longo do tempo de produção.

Como consequência da queda de transferência de calor, o valor estimado para o APB na região em questão também é afetado. A Figura 46 apresenta uma queda no APB em todos os anulares com a presença do VIT. Os anulares 2 e 3 apresentaram uma diminuição de quase 30 MPa, equivalente a 50% do APB anteriormente estimado. Como o VIT influencia também a taxa de transferência de calor do primeiro anular, o APB estimado nesse anular também apresentou uma queda, o que diferencia este método dos anteriores, onde apenas os anulares 2 e 3 haviam sido afetados.

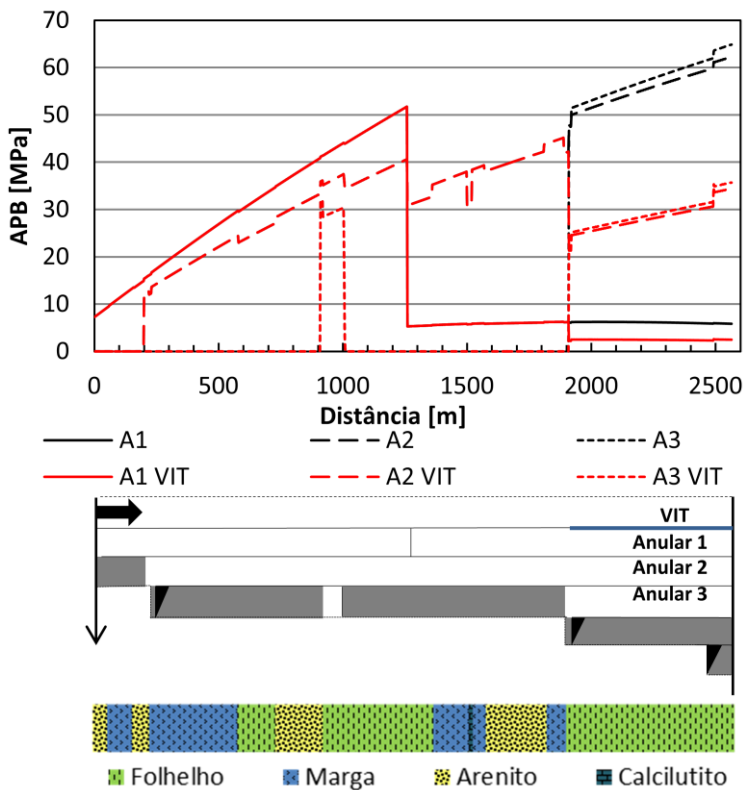


Figura 46. Distribuição do APB nos anulares para trecho isolado com VIT (A VIT), e caso padrão (A).





## 6. COMENTÁRIOS FINAIS

### 6.1 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma modelagem do escoamento e da transferência de calor em poços *offshore* para a estimativa e controle do APB. Foram implementados três modelos de escoamento bifásico baseados em correlações para cálculo do gradiente de pressão, fração de vazio e coeficiente de transferência de calor por convecção. O fluido multicomponente escoando foi modelado utilizando o software comercial *Multiflash* v.4.4. Sua composição foi modelada utilizando a ferramenta *PVT Lab* tendo como base dados reais obtidos da análise PVT do fluido de reservatório.

A pressão do fluido foi calculada através da integração da equação da quantidade de movimento em conjunto com os modelos bifásicos. A temperatura do fluido foi calculada através da integração da equação da energia, com a transferência de calor radial modelada através de resistências térmicas considerando as características construtivas do poço, bem como propriedades da formação rochosa adjacente ao poço.

Os resultados obtidos foram validados com dados experimentais obtidos de um poço produtor de hidrocarbonetos, com características de alta pressão e temperatura. Desvios no cálculo de pressão variaram de 11 a 4,5%, valores relativamente baixos para escoamentos bifásicos. O modelo apresentou bons resultados para a estimativa da temperatura na cabeça do poço, com desvios da ordem das variações observadas nos dados de campo ao longo de um dia, após o patamar de regime permanente ter sido atingido.

A transferência de calor foi resolvida através de uma formulação transiente para a condução radial entre a estrutura do poço e a formação rochosa. Esta simplificação da transferência de calor resultou em desvios certamente mais elevados para os casos iniciais, onde a temperatura da interface com a formação ainda não foi afetada. Com o tempo de produção e o subsequente aquecimento da formação, o desvio associado à estimativa da temperatura na cabeça do poço diminuiu, o que sugere uma redução da importância da transferência de calor axial na formação, aumentando a precisão do modelo.

A influência da geometria do poço, bem como características físicas específicas, foram incorporadas à análise, como (i) a utilização de uma formação rochosa baseada no mapa litológico, com características físicas diferenciadas para diversos tipos de rocha, e (ii) modelagem

*multistring* do poço considerando diversos anulares com características únicas, como diferentes fluidos de preenchimento, estágios de transição entre fluidos e colares de estágio para cimentações intermediárias.

O modelo implementado ainda considerou o aumento de pressão no anular, utilizando características termofísicas dos fluidos dos anulares e termomecânicas do poço e da formação rochosa. Acredita-se que a não resolução da transferência de calor axial leve a uma estimativa conservadora do APB, em virtude das descontinuidades nos perfis de taxa de transferência de calor e do próprio APB local. Apesar disso, o valor de APB crítico obtido para o caso validado é condizente com resultados apresentados anteriormente por diversos autores (Yang et al., 2013; Yin e Gao, 2014; Hasan e Kabir 2012).

Através dos casos simulados, foi possível identificar fatores dominantes na transferência de calor e controle do APB. Procedimentos como a cimentação do anular, além de permitirem o isolamento entre camadas diferentes de rochas, como utilizado no controle da produção de água, também auxiliam no controle do APB por substituírem o fluido do anular e funcionarem como uma resistência térmica. A utilização do anular preenchido com nitrogênio (cujo objetivo principal é o *gas lift*), auxilia no controle de temperatura da estrutura do poço por reduzir a transferência de calor no anular e reduz o APB por apresentar alta compressibilidade, contudo aumenta o custo do poço por exigir componentes de vedação adequados nas conexões.

Para a configuração do poço avaliada, o aumento da razão gás-óleo não alterou significativamente o APB. Isto se deveu principalmente à geometria do poço e ao preenchimento dos anulares com cimento e, no caso do primeiro anular, com nitrogênio. A remoção do nitrogênio do primeiro anular e a sua substituição por água salgada, fluido existente na parte inferior do poço, resultou em uma reestruturação das tensões internas de forma a intensificar o APB no primeiro anular e nos anulares adjacentes, através da variação volumétrica da estrutura.

A presença de altas porcentagens de água no fluido produzido e o aumento progressivo da mesma para um produção de longa duração foram avaliados no que se refere ao aumento do APB e da temperatura do escoamento. A água de produção (BSW), além de requerer um descarte adequado e reduzir a produtividade do poço, intensifica a transferência de calor, agravando o APB. Isto resulta no aumento da temperatura do fluido na ANM, exigindo estruturas adequadas, resistentes a estas altas temperaturas.

O aumento da BSW somado ao efeito de aquecimento da formação levou a um aumento nos níveis de APB em decorrência não só

do aumento da temperatura na interface com a formação, como também no aumento da temperatura do fluido escoando, elevando a temperatura da estrutura como um todo, em relação ao caso simulado.

No estudo referente a métodos de controle e redução do APB, foi mostrado que a cimentação do terceiro anular, além de erradicar o problema de APB neste anular reduz a transferência de calor para a formação nessa região e permite a deformação do segundo anular de forma a reduzir o seu APB em até 7% do valor inicial, para o nível de 40 MPa na cabeça do poço.

A alteração do teor de glicerina nos anulares 2 e 3 de 50% para 80% da massa total reduziu o APB não pela redução da taxa de transferência de calor, que foi pouco significativa, mas pela compressibilidade da glicerina, que é superior à da água. A redução do APB observada foi de 40% para a região próxima à cabeça do poço, para os dois anulares preenchidos com glicerina e água.

A simulação utilizando o sistema de tubos isolados a vácuo (VIT) resultou em uma queda expressiva da taxa de transferência de calor na região isolada, de 1900 metros de distância até a cabeça do poço. Foi observada uma variação de 45% no APB em todos os anulares. O anular 1, que anteriormente não havia sido afetado devido ao nitrogênio, apresentou decréscimo no APB da ordem de 45%, e atingiu o patamar de 2,3 MPa. Assim sendo, o VIT mostrou de forma preliminar a sua superioridade em relação à métodos mais simples de controle do APB. Contudo é preciso mencionar que a análise precisa ser aprimorada, visto que não foi considerada a condutividade térmica das juntas entre tubos isolados. Para isso é necessário que se resolva o escoamento com um maior refino na direção axial, de forma a incorporar o efeito da junta, ou que seja fornecida uma resistência térmica equivalente.

Em suma, a principal contribuição deste trabalho foi apresentar uma ferramenta que possibilitasse um estudo mais completo da transferência de calor em poços permitindo que se identificassem causas principais do APB. A formulação de transferência de calor radial apresenta a limitação de não contemplar o equilíbrio térmico e de pressão em todos anulares, mas ao mesmo tempo evidencia outros fenômenos associados com o APB, como regiões críticas de transferência de calor e aumentos de pressão locais causadas por estes fluxos, aquecimento da formação e restrição à deformação dos anulares.

## 6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Cálculo da resistência mecânica ao colapço dos tubos de revestimento e cimentações.
- Uso de métodos de convergência mais eficientes no cálculo iterativo da taxa de transferência de calor e estimativa do APB.
- Uso de diferentes modelos de escoamento e a adição de novos padrões de escoamento.
- Uso de modelos de transferência de calor específicos para os padrões de escoamento implementados.
- Modelo detalhado do VIT.
- Validação de outras condições de escoamento, e GOR.
- Validação do cálculo do APB.

O modelo desenvolvido permite estimar o aumento de pressão nos anulares, e o impacto da geometria no mesmo. Apesar disso, é interessante definir se a geometria definida resiste às pressões impostas através de uma avaliação do critério de colapso dos revestimentos e cimentações. Além disso, sugere-se a implementação de métodos iterativos mais eficientes, para redução do tempo de simulação, e aumento da robustez. Da mesma forma, é sugerido a implementação de diferentes modelos de transferência de calor e escoamento, no sentido de tentar reduzir desvios e avaliar os métodos utilizados.

Para concluir, é sugerido a validação de outras condições de escoamento de forma a definir de forma geral o desempenho dos modelos utilizados, assim como a validação da pressão nos anulares, para que se tenha idéia da ordem dos erros esperados nesses modelos.

## 7. REFERÊNCIAS

ALI, S. F. **Two Phase Flow In Large Diameter Vertical Riser**, PhD Thesis, Cranfield University, 2009.

ALVES, I. N.; ALHANATI, F. J. S.; SHOHAM, O. **A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines**. SPE Production Engineering, v. November, p. 5, 1992.

AZZOLA, J. H.; TSELEPIDAKIS, D. P.; PATTILLO, P. D.; et al. **Application of Vacuum-Insulated Tubing to Mitigate Annular Pressure Buildup**. SPE Drilling & Completion, p. 26–29, 2007.

BARBOSA, J. R.; HEWITT, G. F.; KÖNIG, G.; RICHARDSON, S. M. **Liquid entrainment, droplet concentration and pressure gradient at the onset of annular flow in a vertical pipe**. International Journal of Multiphase Flow, v. 28, n. 6, p. 943–961, 2002.

BARBOSA, J. R. J.; HEWITT, G. F. **Gas-Liquid Two-Phase Flow In Vertical Pipes (A description of models used in the GRAMP 2 Programme)**. 2006.

BARNEA, D.; BRAUNER, N. **Holdup of the liquid slug in two phase intermittent flow**. International Journal Multiphase Flow, v. 11, n. 1, p. 43–49, 1985.

BELKIN, H. H.; MACLEOD, A. A.; MONRAD, C. C.; ROTHFUS, R. R. **Turbulent liquid flow down vertical walls**. AIChE Journal, v. 5, n. 2, p. 245–248, 1959.

BHARATHAN, D.; WALLIS, G. B. **Air-Water Countercurrent Annular Flow**. International Journal Multiphase Flow, v. 9, n. 4, p. 349–366, 1983.

BORGES, J. U. **Principais desafios e cenários da carteira exploratória 2010-2015**. IX SEP - Seminário de Engenharia de Poço, Rio de Janeiro: Petrobrás, 2012.

BRILL, J. P.; MUKHERJEE, H. K. **Multiphase Flow in Wells**. Richardson, Texas: SPE, 1999.

- DE CACHARD, F.; DELHAYE, J. M. **A slug-churn flow model for small-diameter airlift pumps**. International Journal Multiphase Flow, v. 22, n. 4, p. 627–649, 1996.
- CAREY, V. P. **Liquid Vapor Phase Change Phenomena: An Introduction to the Thermophysics of Vaporization and Condensation Processes in Heat Transfer Equipment**. Taylor & Francis, 1992.
- CHEN, J. C. **Correlation for Boiling Heat Transfer to Saturated Fluids in Convective Flow**. I&EC Process Design and Development, v. 5, n. 3, p. 322–329, 1966.
- CHENG, H.; HILLS, J. H.; AZZORPARDI, B. J. **A Study of The Bubble-to-slug Transition In Vertical Gas-Liquid Flow In Columns Of Different Diameter**. International Journal Multiphase Flow, v. 24, n. 3, p. 431–452, 1998.
- CHENG, W.-L.; HUANG, Y.-H.; LU, D.-T.; YIN, H.-R. **A novel analytical transient heat-conduction time function for heat transfer in steam injection wells considering the wellbore heat capacity**. Energy, v. 36, n. 7, p. 4080–4088, 2011.
- CHEXAL, B.; LELLOUCHE, G.; HOROWITZ, J.; HEALZER, J.; OH, S. **The Chexal-Lellouche void fraction correlation for generalized applications**. Palo Alto, 1991.
- COLLIER, J. G.; THOME, J. R. **Convective Boiling and Condensation**. Third Edit ed. New York: OxfordUniversity Press Inc., 1994.
- DROPKIN, D.; SOMERSCALES, E. **Heat transfer by natural convection in liquids confined by two parallel plates which are inclined at various angles with respect to the horizontal**. Journal of Heat Transfer, v. 87, n. 1, p. 77–82, 1965.
- EPPELBAUM, L.; KUTASOV, I.; PILCHIN, A. **Applied Geothermics**. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014.
- FAKHRU’L-RAZI, A.; PENDASHTEH, A.; ABDULLAH, L. C.; et al. **Review of technologies for oil and gas produced water treatment**. Journal of hazardous materials, v. 170, n. 2-3, p. 530–51, 2009.

- FERREIRA, M. V. D.; FOLSTA, M. G.; VIANNA, A. M.; et al. **A Comprehensive Methodology to Analyze the Impact of the Sand Control Technique on the Efficiency of an Horizontal Well**. SPE European Formation Damage Conference, 2009.
- FERREIRA, M. V. D.; SANTOS, A. R.; VANZAN, V.; PETROBRAS, S. A. **Thermally Insulated Tubing Application to Prevent Annular Pressure Buildup in Brazil Offshore Fields**. SPE Deepwater Drilling and Completions, p.1–10, 2012.
- FRIEDEL, L. **Improved friction pressure drop correlations for horizontal and vertical two phase pipe flow**. European Two-Phase Flow Group Meeting. Ispra, Italy: paper E3, v. 18 , July, p.485–491, 1979.
- GHIAASIAAN, S. M. **Two-Phase Flow, Boiling, and Condensation: In Conventional and Miniature Systems**. Cambridge University Press, 2007.
- GOSCH, S. W.; HORNE, D. J.; PATTILLO, P. D.; et al. **Marlin Failure Analysis and Redesign : Part 3 — VIT Completion With Real-Time Monitoring**. SPE Drilling & Completion, June, 2004.
- GOVAN, A. H.; HEWITT, G. F. **An improved CHF modelling code**. In Proceedings of 2nd UK National Conference on Heat Transfer, n. paper C175/88, p. 33–48, 1988.
- GUO, B.; LYONS, W. C.; GHALAMBOR, A. **Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 1st Edition**. Gulf Professional Publishing, 2007.
- HAGEDORN, A. R.; BROWN, K. E. **Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits**. Journal of Petroleum Technology, April, p. 475–484, 1965.
- HALAL, A. S.; MITCHELL, R. F. **Casing Design for Trapped Annular Pressure Buildup**. SPE Drilling & Completion, June, 1994.
- HASAN, A. R.; IZGEC, B.; KABIR, C. S. **Ensuring Sustained Production by Managing Annular-Pressure Buildup**. SPE EUROPE/EAGE Annual Conference and Exhibition. Amsterdam, 2009.

- HASAN, A. R.; IZGEC, B.; KABIR, C. S. **Sustaining Production by Managing Annular-Pressure Buildup**. SPE Production & Operations, May, p. 9, 2010.
- HASAN, A. R.; KABIR, C. S. **Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow**. SPE Production & Facilities, August, 1994.
- HASAN, A. R.; KABIR, C. S. **Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores**. Richardson: SPE, 2002.
- HASAN, A. R.; KABIR, C. S. **Wellbore heat-transfer modeling and applications**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 86-87, p. 127–136, 2012.
- HEWITT, G. F.; HALL-TAYLOR, N. S. **Annular Two-phase Flow**. Oxford: Pergamon Press, 1970.
- HEWITT, G. F.; WALLIS, G. B. **Flooding and Associated Phenomena in Falling Film Flow in a Tube**. Proc. Multiphase Flow Symposium. Philadelphia, p.62–74, 1963.
- HIBIKI, T.; ISHII, M. **One-dimensional drift – flux model for two-phase flow in a large diameter pipe**. International Journal of Heat and Mass Transfer, v. 46, p. 1773–1790, 2003.
- HOLMAN, J. P. **Heat Transfer**. McGraw-Hill, Inc., 1981.
- JAEGER, C. **Rock mechanics and engineering**. Cambridge: Cambridge University Press, 1979.
- JAYANTI, S.; BRAUNER, N. **Churn Flow**. Multiphase Science and Technology, v. 8, n. 1-4, p. 471–521, 1994.
- JAYANTI, S.; HEWITT, G. F. **Prediction of Slug-to-Churn Flow Transition in Vertical Two-Phase Flow**. International Journal Multiphase Flow, v. 18, n. 6, p. 847–860, 1992.
- JENSEN, M. K. **The Liquid Film and the Core Region Velocity Profiles in Annular Two-Phase Flow**. International Journal Multiphase Flow, v. 13, n. 5, p. 615–628, 1987.



NICKLIN, D. J.; WILKES, J. O.; DAVIDSON, J. F. **Two-phase flow in vertical tubes**. Transactions of the Institution of Chemical Engineers, v. 40, p. 61–68, 1962.

OHNUKI, A.; AKIMOTO, H. **Experimental study on transition of Flow pattern and phase distribution in upward air-water two-phase Flow along a large vertical pipe**. International Journal Multiphase Flow, v. 26, p. 367–386, 2000.

OMEBERE-IYARI, N. K.; AZZOPARDI, B. J.; LUCAS, D.; BEYER, M.; PRASSER, H.-M. **The characteristics of gas/liquid flow in large risers at high pressures**. International Journal of Multiphase Flow, v. 34, n. 5, p. 461–476, 2008.

OUDEMAN, P. E.; BACARREZA, L. J. **Field Trial Results of Annular Pressure Behavior in a High-Pressure / High-Temperature Well**. SPE Drilling & Completion, June, 1995.

OUDEMAN, P. E.; KEREM, M. **Transient Behavior of Annular Pressure Build-up in HP / HT Wells**. 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. p.10, 2004.

OWEN, D. G. **An experimental and theoretical analysis of equilibrium annular flows**, PhD Thesis, University of Birmingham, 1986.

PATTILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C. **Analysis of an Annular Pressure Buildup Failure during Drill Ahead**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, p.1–7, 2004.

POURAFSHARY, P.; VARAVEL, A.; SEPEHRNOORI, K.; PODIO, A. **A compositional wellbore/reservoir simulator to model multiphase flow and temperature distribution**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 69, n. 1-2, p. 40–52, 2009.

RAMEY, H. J. **Wellbore Heat Transmission**. 36th Annual Fall Meeting of SPE, Dallas, p.427–435, 1962.

ROS, N. C. J. **Simultaneous Flow of Gas and Liquid As Encountered in Well Tubing**. Journal of Petroleum Technology, v. 13, n. 10, p. 1037–1049, 1961.

SATHUVALLI, U. B.; PAYNE, M. L.; PATTILLO, P. D. **Development of a Screening System to Identify Deepwater Wells at Risk for Annular Pressure Build-up**. SPE/AIDC Drilling Conference, Amsterdam p.14, 2005.

TAITEL, Y.; BARNEA, D.; DUKLER, A. E. **Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes**. AICHE. J., v. 26, n. 3, May, p. 345–354, 1980.

TIMOSHENKO, S.; GOODIER, J. N. **Theory of elasticity**. McGraw-Hill, Inc., 1969.

WALLIS, G. B. **One-dimensional two-phase flow**. McGraw-Hill, Inc., 1969.

WHITE, E. T.; BEARDMORE, R. H. **The velocity of rise of single cylindrical air bubbles through liquids contained in vertical tubes**. Chemical Engineering Science, v. 17, n. 5, p. 351–361, 1962.

WOLFF, F. G. **Análise de um modelo de escoamento bifásico ar-água em tubos verticais**, Trabalho de Curso, Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.

YANG, J.; TANG, H.; LIU, Z.; et al. **Prediction model of casing annulus pressure for deepwater well drilling and completion operation**. Petroleum Exploration and Development, v. 40, n. 5, p. 661–664, 2013.

YIN, F.; GAO, D. **Improved Calculation of Multiple Annuli Pressure Buildup in Subsea HPHT Wells**. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, p.9, 2014.

ZHOU, F. **Research on Heat Transfer in Geothermal Wellbore and Surroundings**, PhD Thesis, Technische Universität Berlin, 2013.

ZHU, W. **An Investigation of Two-phase Flow Regime Transition in Large Diameter Pipes**, Master Dissertation, McMaster University, 2003.

ZUBER, N. **Steady State and Transient Void Fraction in Two-phase Flow Systems: Final Report for the Program of Two-phase Flow**

**Investigation.** Atomic Power Equipment Department General Electric, 1967.

ZUBER, N.; FINDLAY, J. A. **Average Volumetric Concentration in Two-Phase Flow Systems.** Journal of Heat Transfer, v. 87, n. 4, p. 453, 1965.



## APÊNDICE A

## A.1 DADOS DA ANÁLISE PVT

Tabela A.1. Propriedades e composições molares – liberação *flash* experimental a 40,0 °C.

Componentes	Óleo morto [% mol]	Gás do <i>flash</i> [% mol]	Fluido de Reservatório [% mol]
CO <sub>2</sub>	-	4,45	3,36
N <sub>2</sub>	-	0,60	0,45
C <sub>1</sub>	-	72,35	54,54
C <sub>2</sub>	-	7,69	5,79
C <sub>3</sub>	0,47	6,41	4,95
IC <sub>4</sub>	0,25	1,26	1,01
NC <sub>4</sub>	0,90	3,00	2,48
IC <sub>5</sub>	0,72	0,92	0,87
NC <sub>5</sub>	1,41	1,37	1,38
C <sub>6</sub>	3,22	1,16	1,66
C <sub>7</sub>	5,59	0,48	1,73
C <sub>8</sub>	7,23	0,30	2,01
C <sub>9</sub>	6,05	0,02	1,5
C <sub>10</sub>	4,96	-	1,22
C <sub>11</sub>	4,28	-	1,05
C <sub>12</sub>	3,86	-	0,95
C <sub>13</sub>	4,09	-	1,01
C <sub>14</sub>	3,34	-	0,82
C <sub>15</sub>	3,22	-	0,79
C <sub>16</sub>	2,54	-	0,62
C <sub>17</sub>	2,09	-	0,51
C <sub>18</sub>	2,17	-	0,53
C <sub>19</sub>	2,04	-	0,50
C <sub>20+</sub>	41,58	-	10,24
Massa Molar Total	261,0 g/mol	24,8 g/mol	82,9 g/mol
Massa Molar C <sub>20+</sub>	420 g/mol		

GOR do <i>flash</i>	243,65 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std
API	29,76 °API

## A.2 PERFIL GEOTÉRMICO

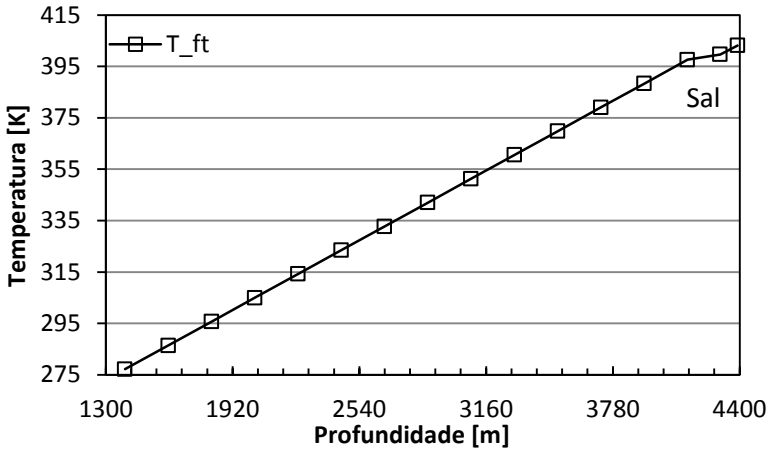
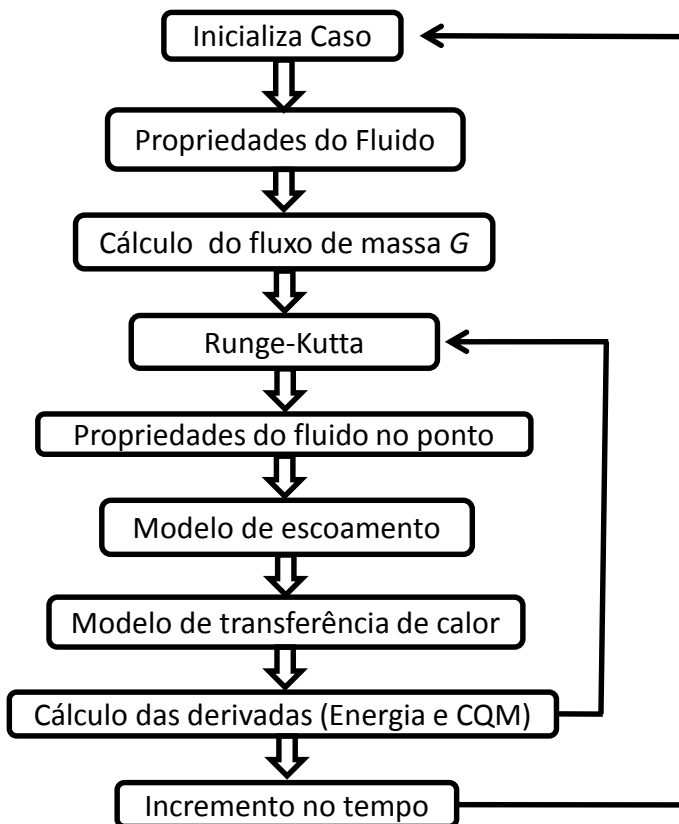


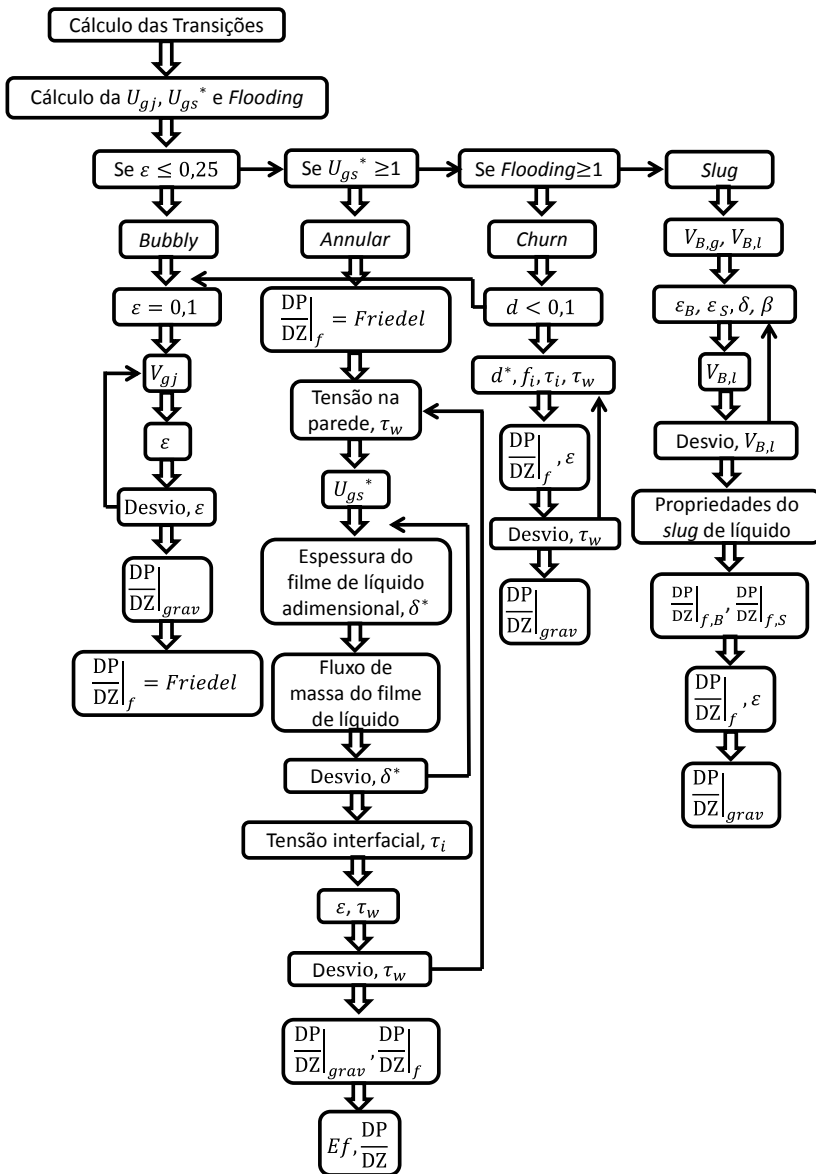
Figura A.1. Perfil Geotérmico da formação.

## A.3 ALGORITMOS DE SOLUÇÃO

## A.3.1 – Algoritmo Global

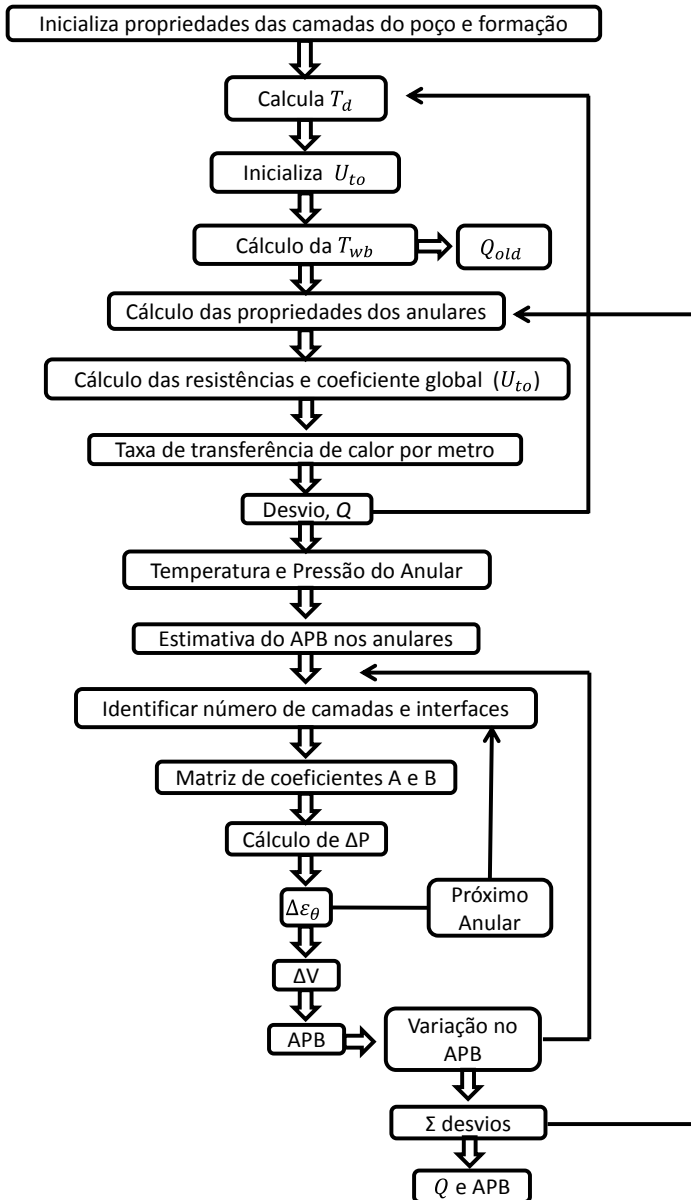


### A.3.2 – Algoritmo GRAMP2





### A.3.3 Algoritmo do Cálculo da Transferência de Calor e APB



#### A.4 VARIAÇÃO DOS RAIOS DOS ANULARES

Na Figura A. são apresentados as variações percentuais nos raios internos ( $r_i$ ) e externos ( $r_e$ ) das paredes dos anulares utilizando o modelo GRAMP2 nas condições de campo para diversos tempos de produção.

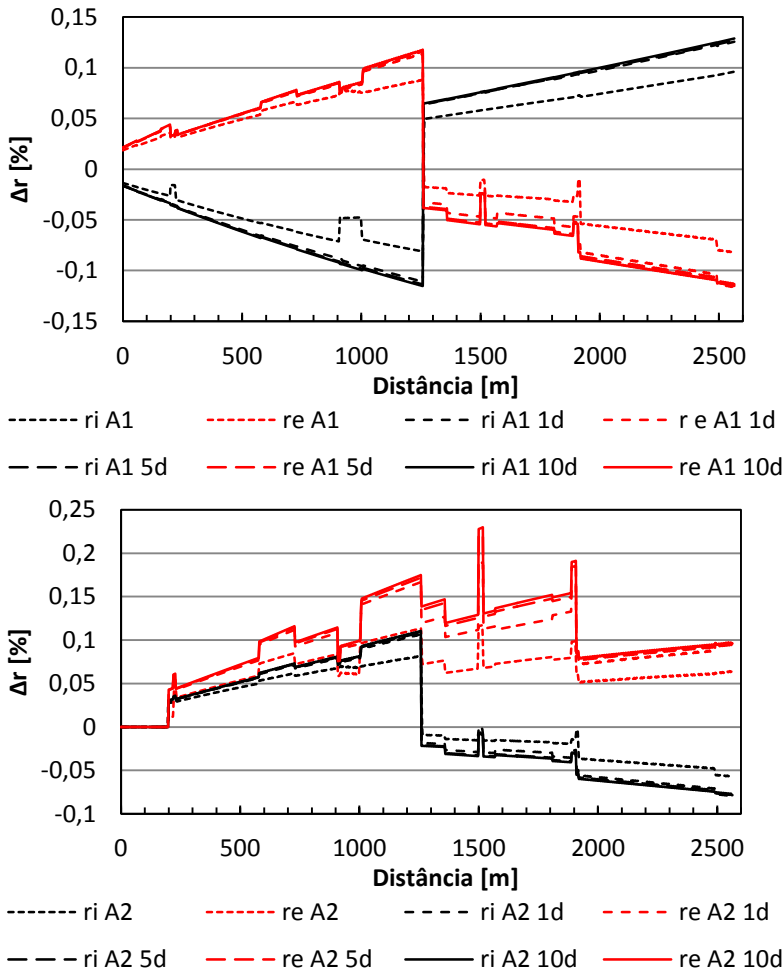


Figura A.2 continua na próxima página

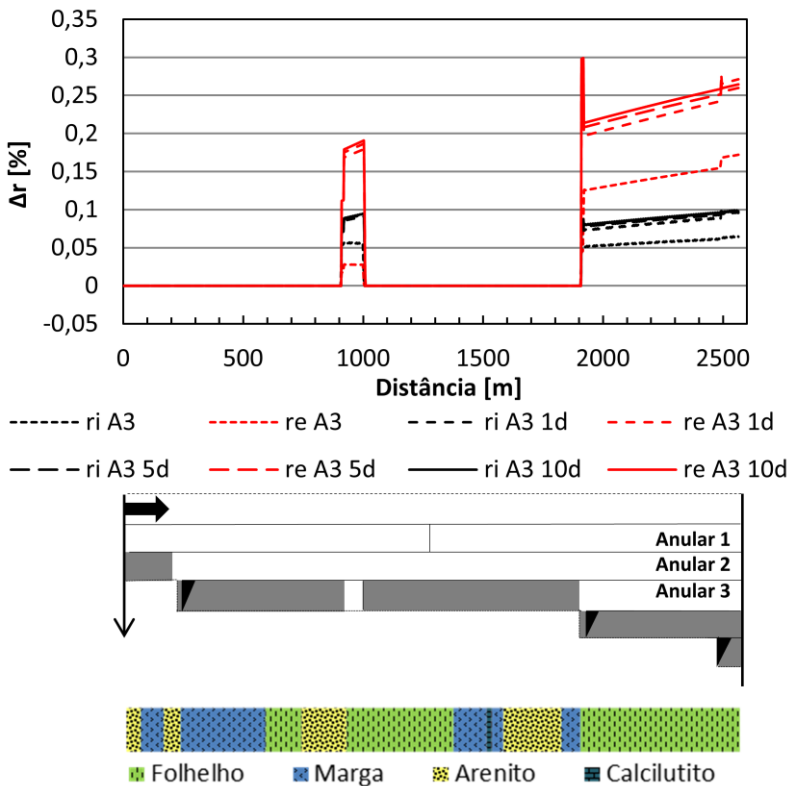


Figura A.2. Variação percentual dos raios interno e externo dos anulares calculada a partir do modelo GRAMP2 para diversos tempos de produção.

Na Figura A.2 observa-se uma expansão no anular 1 até a região preenchida com nitrogênio, em 1200 m. O raio interno diminuiu, enquanto o raio externo aumentou, o que consistiu num aumento de volume do anular. Como consequência, o anular 2 foi comprimido pelo anular 1 e apresentou um aumento no raio interno. O anular 2 apresentou um aumento do raio externo. O Anular 3 foi comprimido pelo anular 2, e portanto, apresentou aumento no raio interno e externo ao longo de todo o poço.

Na região preenchida com nitrogênio, de 1200 m até a cabeça do poço, o aumento de compressibilidade do gás resulta no aumento do raio interno, causado pela pressão da coluna de produção. Da mesma forma, o anular 2 comprimiu o anular 1, o que resultou na diminuição do raio externo do anular 1 e do raio interno do anular 2.