

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Johann Goethe Alruz Barcelos

***MODELAGEM MATEMÁTICA DO AUMENTO DE PRESSÃO  
NOS ANULARES (APB) EM POÇOS DE PETRÓLEO***

Florianópolis, SC

Agosto de 2017



Johann Goethe Alruz Barcelos

***MODELAGEM MATEMÁTICA DO AUMENTO DE PRESSÃO  
NOS ANULARES (APB) EM POÇOS DE PETRÓLEO***

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação da 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

Agosto de 2017

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

Barcelos, Johann Goethe Alrutz  
Modelagem matemática do aumento de pressão nos  
anulares (APB) em poços de petróleo / Johann Goethe  
Alrutz Barcelos ; orientador, Jader Riso Barbosa  
Jr., coorientador, Alexandre Kupka da Silva, 2017.  
164 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de  
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós  
Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia Mecânica. 2. Aumento de pressão no  
anular. 3. Transferência de calor. 4. Escoamento  
bifásico. 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.

Johann Goethe Alruz Barcelos

***MODELAGEM MATEMÁTICA DO AUMENTO DE PRESSÃO  
NOS ANULARES (APB) EM POÇOS DE PETRÓLEO***

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de "Mestre em Engenharia Mecânica" e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Florianópolis, 23 de Agosto de 2017

---

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

---

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

---

Prof. Jonny Carlos da Silva, Dr. - Coordenador do Curso

**BANCA EXAMINADORA**

---

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

---

Prof. Antônio Fábio Carvalho da Silva, Dr. Eng.

---

Prof. Vicente de Paulo Nicolau, Dr.

---

Prof. Marcia Barbosa Henriques Mantelli, Ph.D.



Aos meus pais, **Paulo e Sigrid**,  
e à minha irmã, **Samantha**,  
pelo apoio e compreensão.

À **Carla e Família**,  
pelo carinho.



## AGRADECIMENTOS

---

Aos meus professores, em especial ao prof. Jader Riso Barbosa Jr., pelo constante incentivo, comprometimento e dedicação na orientação, ao prof. Alexandre Kupka da Silva e Me. Marcus Vinicius Ferreira pela orientação e objetividade que tornaram possível a concretização deste trabalho;

Aos amigos de infância, Mateus Araripe, Lucas Rausis, Gustavo Athayde, José Nitro, Rafael Rocha, Rafael de Lucca, Gonçalo Figueiredo, Bernardo Meirelles, Diego Aragão, Lucca Papparella, Gustavo Bernardes, Marcelo de Oliveira e Guilherme Massochin, pela constante amizade e companheirismo;

Aos vizinhos Bruno Rausis, Marco Moser, Ricardo e Eduardo Knoll, Paulo e Luiz Ecco, Pedro Koerich, Eduardo e Felipe de Oliveira e muitos outros, que compartilharam as histórias do condomínio Haroldo Pederneiras;

A todos amigos do POLO, em especial ao Me. Eng. Joel Boing e Eng. Rodolfo Espíndola, pelas discussões, companheirismo e amizade. Ao Artur Marcon, Guilherme Zanotelli, Marco Timmermann e Igor Galvão pelos momentos de discussões e descontrações na sala da formação de gelo. Ao Me. Eng. Fernando Knabben, Marco Diniz, Vinícius Raulino, Paulo Sedrez, Marcos Carangui, William dos Santos, Luis de Luca, Márcio Demétrio, Camilo Costa, Mateus Veit, Ernane Silva, Cleber Ximenes, Filipe Dutra, Jorge Lubas, Jaime Cadena, Alan Nakashima, Renata Steinbach, Thiago Ebel, Pedro Cardoso, Diego Marchi e muitos outros que se tornaram meus amigos durante meus anos no laboratório;

Agradecimento especial aos amigos Daniel Belvedi e Vitor Braga, pelas horas de estudo e ajuda durante o curso das disciplinas da pós-graduação;

À Carla e Renata Rametta, não somente pela ajuda nas disciplinas da pós-graduação e na rotina do laboratório, mas também pelo imenso companheirismo e carinho durante esses últimos anos;

A todos os demais professores e integrantes do POLO pelos anos de companheirismo, orientação, discussões e apoio prestados durante toda minha formação acadêmica e na realização deste trabalho;

A Universidade Federal de Santa Catarina, em especial ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, pela oportunidade de obtenção de uma formação gratuita e de qualidade;

Aos membros da banca examinadora, pela disposição em avaliar este trabalho;

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, a Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina - FEESC e a PETROBRAS, pelo financiamento do projeto;

E a todos aqueles que, de alguma forma, ajudaram na concretização deste trabalho.

*" Só sabemos com exatidão quando sabemos pouco,  
à medida que vamos adquirindo conhecimentos,  
instala-se a dúvida."*

Johann Goethe



Com a contínua demanda por petróleo, as explorações marítimas em reservatórios de alta temperatura e alta pressão têm revelados novos problemas relacionados à integridade estrutural de poços. Um problema recorrente nas últimas décadas é o aumento de pressão nos anulares do poço, ou APB (*Annular Pressure Buildup*). Este fenômeno ocorre devido à expansão dos fluidos presentes nos anulares, resultante do aquecimento do poço com a produção de hidrocarbonetos. Caso os anulares do poço se encontrem confinados, o aumento de pressão anular, oriundo do aumento de temperatura do sistema, pode atingir níveis críticos, ultrapassando a resistência mecânica do tubo de produção ou dos revestimentos, podendo levar à perda do poço. Deste modo, o principal objetivo deste trabalho diz respeito à correta previsão do APB em poços *offshore*. Para tanto, um modelo matemático foi criado para simular os efeitos hidrodinâmicos, térmicos e mecânicos presentes na produção de hidrocarbonetos. O modelo foi desenvolvido com o intuito de ser o mais robusto possível, para possibilitar a simulação de diferentes cenários. São utilizados modelos empíricos de fases separadas para a solução do escoamento dentro do tubo de produção e usou-se um modelo radial de resistências térmicas para considerar as diversas camadas do poço na transferência de calor para a formação, onde considerou-se seu efeito transiente através de um parâmetro de relaxação. Este modelo possui as equações de conservação da quantidade de movimento e de energia acopladas e integradas ao longo de todo o poço, de modo a obter o aumento de temperatura média nos anulares. Com o aquecimento do sistema, pode-se obter valores de APB através de um modelo análogo a de um vaso de pressão, acoplado com um modelo de deformação estrutural. Os resultados foram comparados com dados de campo provenientes de dois poços operados pela Petrobras, um vertical e outro direcional. Devido à pequena quantidade de sensores em poços reais, as comparações com dados de campo se limitam ao topo do tubo de produção (cabeça do poço) e ao topo do primeiro anular. Para o poço vertical, obteve-se diferenças máximas de 4% (750 kPa) para a pressão e 2 K para a temperatura na cabeça do poço e 3% (850 kPa) para a pressão no topo do primeiro anular. Já no poço direcional, diferenças na cabeça do poço de 15% (860 kPa) e 4,5 K para a pressão e temperatura foram encontradas. Porém, a pressão no topo do primeiro anular apresentou diferenças inconsistentes com os demais resultados, apontando para algum fator operacional não englobado no modelo. Um pacote comercial próprio para o cálculo de APB foi usado para comparar os resultados do modelo proposto com valores obtidos atualmente na indústria. Uma análise de diferentes fatores que frequentemente são fontes de simplificações e erros em modelos matemáticos foi realizada.

**Palavras-chave:** poços de petróleo *offshore*, aumento de pressão no anular, escoamento bifásico, transferência de calor.

With the continued demand for oil, offshore explorations with high temperature and high pressure reservoirs have revealed new problems related to the structural integrity of oil wells. A recurrent problem in recent decades is the Annular Pressure Buildup (APB). This phenomenon occurs due to the expansion of the fluids inside the annulus, caused by the heating of the well with hydrocarbons production. If the annulus is completely sealed, the increase in annular pressure due to the temperature rise of the system can reach critical levels, exceeding the mechanical resistance of the tubing or casings, and potentially causing its loss. Thus, the main objective of this work is the correct prediction of APB in offshore wells. In order to do so, a mathematical model was created to simulate the hydrodynamic, thermal and mechanical effects present in a production well. The model was developed with the intention of being as robust as possible, in order to accurately simulate different scenarios. Separate flow empirical models were used for the flow inside the tubing string and a radial model of thermal resistances was used in order to consider the various strings of the well in the heat transfer to the formation, where its transient behavior was considered through a relaxation parameter. This model has the momentum and energy balance coupled and integrated along the well, in order to obtain the temperature increase in the different annuli. With the heating of the system, APB values can be obtained through a model similar to that of a pressure vessel, coupled with a structural deformation model. The results were compared with field data from two wells operated by Petrobras, one vertical and one deviated. Due to the limited measurements in a real well, the comparisons are limited to temperature and pressure at the top of the production string (wellhead) and pressure at the top of the first annulus. For the vertical well, maximum deviations of 4% (750 kPa) and 2 K for the pressure and temperature at the wellhead were obtained, as well as 3% (850 kPa) deviation at the top of the first annulus. As for the deviated well, wellhead deviations of 15% (860 kPa) for the pressure and 4,5 K for the temperature were obtained. However, the pressure at the top of the first annulus showed deviations inconsistent with the other results, pointing to some operational factor not considered by the model. A commercial package for APB calculations was used to compare the results of the proposed model with values obtained in the industry. An analysis in different factors that are sources of simplifications and errors in mathematical models was conducted.

**Keywords:** offshore oil field, annular pressure buildup, two-phase flow, heat transfer.



## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 1.1 - As dez empresas com maior valor de capitalização em 2006 e 2016 (The Economist, 2016).....	32
Figura 1.2 - As dez maiores empresas do mundo em receita no ano de 2016 (Exame, 2016).....	33
Figura 1.3 - Matriz energética do mundo em 2015 (BP, 2016).....	34
Figura 1.4 - Matriz energética do Brasil no ano de 2015 (EPE, 2016).....	34
Figura 1.5 - Esquema de um poço <i>offshore</i> vertical com anulares confinados. ..	36
Figura 1.6 - Tubos de revestimento após ocorrência do colapso por APB (Pattillo <i>et al.</i> , 2006).....	37
Figura 2.1 - Padrões de escoamento verticais (Adaptado de Taitel <i>et al.</i> , 1980).....	45
Figura 2.2 - Padrões de escoamento horizontais (Adaptado de Dukler e Taitel, 1986).....	46
Figura 3.1 - Diagrama simplificado de um típico poço <i>offshore</i> .....	55
Figura 3.2 – Balanço de forças para um elemento do fluido. ....	58
Figura 3.3 – Correlação para o número de viscosidade corrigido (Hagedorn e Brown, 1965). ....	62
Figura 3.4 - Correlação para o número de correção secundário (Hagedorn e Brown, 1965) .....	62
Figura 3.5 - Correlação para a fração de líquido (Hagedorn e Brown, 1965). ..	62
Figura 3.6 - Mapa de escoamento horizontal de Beggs e Brill (Shoham, 2006).....	64
Figura 3.7 - Exemplo de uma geometria de um poço (Adaptado de Hasan e Kabir, 2012). ....	69
Figura 3.8 - Associação de resistências para a geometria do poço exemplificada. ....	69
Figura 3.9 - Relação PVT da água. Linhas representam densidade em kg/m <sup>3</sup> . Contribuição do APB térmico.....	78
Figura 3.10 - Relação PVT da água. Linhas representam densidade em kg/m <sup>3</sup> . Contribuição do APB estrutural.....	79
Figura 3.11 - Algoritmo global do modelo.....	81
Figura 4.1 - Geometria e mapa litográfico do poço vertical. ....	83
Figura 4.2 - Distribuição de temperatura para o poço vertical .....	85
Figura 4.3 - Amostra de dados presente no boletim de teste de produção do poço vertical.....	86

Figura 4.4 - Comportamento da pressão e da temperatura do fluido produzido no poço vertical.....	88
Figura 4.5 - Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento em diversos tempos de produção.....	89
Figura 4.6 - Temperatura na interface entre o poço e a formação rochosa. ....	90
Figura 4.7 - Distribuição de pressão no primeiro anular. ....	91
Figura 4.8 - Diferentes contribuições do aumento de pressão no primeiro anular.....	92
Figura 4.9 - Contribuições do APB em todos os anulares. ....	93
Figura 4.10 - Deformação dos raios de todos os anulares do poço vertical para o tempo de 0 h.....	94
Figura 4.11 - Deformação dos raios de todos os anulares do poço vertical para o tempo de 240 h.....	95
Figura 4.12 - Resultados de pressão e temperatura na cabeça do poço e pressão no topo do primeiro anular no poço vertical para diferentes condições de operação através do tempo. ....	96
Figura 4.13 - Distribuição de P e T no interior do tubo de produção segundo o modelo proposto e o pacote comercial.....	97
Figura 4.14 - Distribuição de temperaturas no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial.....	98
Figura 4.15 - Comparação da pressão no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial.....	99
Figura 4.16 - Resultados de pressão no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial, com o anular completamente preenchido com água do mar.	100
Figura 4.17 - Geometria e mapa litográfico do poço direcional.....	102
Figura 4.18 - Distribuição de temperatura para o poço vertical. ....	103
Figura 4.19 - Amostra de dados presente no boletim de teste de produção do poço direcional. ....	104
Figura 4.20 - Comportamento da pressão e da temperatura do fluido produzido no poço direcional.....	105
Figura 4.21 - Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento em diversos tempos de produção para o poço direcional. ....	106
Figura 4.22 - Temperatura na interface entre o poço e a formação rochosa para o poço direcional.....	107
Figura 4.23 - Temperatura no primeiro anular em diferentes tempos para o poço direcional. ....	108
Figura 4.24 - Deformação dos raios de todos os anulares do poço direcional para o tempo de 240 h.....	108

Figura 4.25 - Deformação dos raios de todos os anulares do poço direcional para o tempo de 0 h.....	109
Figura 4.26 - Distribuição de pressão no primeiro anular do poço direcional. ....	110
Figura 4.27 - Resultados de pressão e temperatura na cabeça do poço e pressão no topo do primeiro anular no poço direcional para diferentes condições de operação através do tempo. ....	111
Figura 4.28 - Resultados de P e T no interior do tubo de produção segundo o modelo proposto e o pacote comercial para o poço direcional. ....	112
Figura 4.29 - Comparação de pressão no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial para o poço direcional. ....	113
Figura 5.1 - Influência da formação no APB no poço vertical.....	115
Figura 5.2 - Influência da formação no APB no poço direcional. ....	116
Figura 5.3 - Influência da formação nos perfis de P e T do fluido sendo produzido pelo poço vertical.....	117
Figura 5.4 - Influência da formação nos perfis de P e T do fluido sendo produzido pelo poço direcional. ....	118
Figura 5.5 - Influência da composição do fluido de completação sobre o aumento de pressão no primeiro anular do poço direcional.....	119
Figura 5.6 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão nos anulares do poço vertical.....	121
Figura 5.7 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão térmico nos anulares do poço vertical.....	122
Figura 5.8 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão estrutural nos anulares do poço vertical.....	122
Figura 5.9 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão nos anulares do poço direcional. ....	123
Figura 5.10 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão térmico nos anulares do poço direcional. ....	124
Figura 5.11 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão estrutural nos anulares do poço direcional. ....	124
Figura 5.12 - Influência da RGO na pressão e temperatura do fluido produzido pelo poço vertical.....	125
Figura 5.13 - Distribuição de fração de líquido ( $H_L$ ) para vários valores de RGO [ $m^3$ std/ $m^3$ std] no poço vertical. ....	126
Figura 5.14 - Perfil da queda de pressão dentro do tubo de produção do poço vertical para vários valores de RGO [ $m^3$ std/ $m^3$ std].....	127

Figura 5.15 - Variação do coeficiente de transferência de calor por convecção dentro do tubo de produção do poço vertical para vários valores de RGO [ $m^3 \text{ std}/m^3 \text{ std}$ ].	127
Figura 5.16 - Aumento de pressão nos anulares em função da RGO para o poço vertical.	129
Figura 5.17 - Influência da RGO na pressão e temperatura do fluido produzido pelo poço direcional.	130
Figura 5.18 - Aumento de pressão nos anulares do poço direcional em função da RGO.	130
Figura 5.19 - Projeção de produção de água na Bacia de Campos. (Mitidiero, 2009).	132
Figura 5.20 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço e do APB no primeiro anular com o aumento progressivo do BSW em função do tempo de produção do poço vertical.	133
Figura 5.21 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço e do APB no primeiro anular com o BSW para o poço vertical.	134
Figura 5.22 - Distribuição da fração de líquido no poço vertical para vários valores de BSW.	135
Figura 5.23 - Variação do aumento de pressão no primeiro anular do poço direcional com o aumento progressivo do BSW em função do tempo de produção.	136
Figura 5.24 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço direcional com o aumento progressivo do BSW em função do tempo de produção.	137
Figura 5.25 - Variação do aumento de pressão nos anulares do poço direcional em função da condutividade térmica equivalente do VIT.	138
Figura 5.26 - Perfil da taxa de troca de calor por unidade de comprimento para várias condutividades térmicas equivalentes [ $W/m.K$ ] do VIT no poço direcional.	139
Figura 5.27 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço com a condutividade térmica equivalente do VIT do poço direcional.	140
Figura 5.28 - Resumo dos efeitos de incerteza nos resultados do poço vertical.	141
Figura 5.29 - Resumo dos efeitos de incerteza nos resultados do poço direcional.	142
Figura C.1 - Especificações técnicas de um sensor TPT típico (Fabricante: Transcontrol).	162
Figura C.2 - Especificações técnicas de um sensor PDG típico (Fabricante: Transcontrol).	163

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

---

<b>Símbolo</b>	<b>Descrição</b>
<i>ANM</i>	Árvore de natal molhada
<i>ANP</i>	Agência Nacional de Petróleo
<i>AN1</i>	Anular 1
<i>APB</i>	<i>Annular Pressure Buildup</i> (Aumento de Pressão no Anular)
<i>BIP</i>	<i>Binary Interaction Parameters</i>
<i>BOED</i>	Barril de óleo equivalente por dia
<i>BSW</i>	<i>Basic Sediment and Water</i>
<i>BTP</i>	Boletim de Teste de Produção
<i>CNP</i>	Conselho Nacional do Petróleo
<i>GRAMP</i>	<i>General Runge-Kutta Annular Modeling Program</i>
<i>KOP</i>	<i>Kick-off Point</i>
<i>LDA</i>	Lâmina da Água
<i>MGL</i>	Mandril de <i>Gas-Lift</i>
<i>MR</i>	Mesa rotativa
<i>OBM</i>	<i>Oil Based Mud</i>
<i>OPEP</i>	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
<i>PDG</i>	<i>Permanent Downhole Gauge</i>
<i>PM</i>	Profundidade Medida (MD – <i>Measured Depth</i> )
<i>PRA</i>	Peng-Robinson <i>Advanced</i>
<i>PV</i>	Profundidade Vertical (FVD – <i>True Vertical Depth</i> )
<i>PVT</i>	Pressão-Volume-Temperatura
<i>RGO</i>	Razão Gás-Óleo
<i>SRK</i>	Soave-Redlich-Kwong
<i>TEP</i>	Tonelada Equivalente de Petróleo
<i>TOC</i>	<i>Top of Cement</i> (Topo do Cimento)
<i>TP</i>	Transdutor de Pressão
<i>TPT</i>	Transdutor de Pressão e Temperatura
<i>VIT</i>	<i>Vacuum Insulated Tubing</i> (Tubulação Isolada a Vácuo)

## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição	Dimensão
$A$	Área	$[L^2]$
$c_p$	Calor específico a pressão constante	$[L^2/T \cdot t^2]$
$c_1 \dots c_9$	Coefficientes de correlação	$[-]$
$C$	Coef. de interpolação de Beggs e Brill (1973)	$[-]$
$C_o$	Parâmetro de distribuição das fases	$[-]$
$CN_L$	Número da viscosidade do líquido corrigido	$[-]$
$D$	Diâmetro	$[L]$
$f$	Coefficiente de atrito de Moody	$[-]$
$f'$	Coefficiente de atrito de Fanning	$[-]$
$F$	Fator do número de Reynolds	$[-]$
$F_{at}$	Força de atrito	$[m \cdot L/t^2]$
$g$	Gravidade	$[L/t^2]$
$h$	Coef. de transferência de calor	$[m/T \cdot t^3]$
$\hat{h}$	Entalpia específica	$[L^2/t^2]$
$H_L$	Fração de líquido com escorregamento	$[L^3/L^3]$
$j$	Fluxo volumétrico	$[L/t]$
$k$	Condutividade Térmica	$[m \cdot L/T \cdot t^3]$
$K$	Rugosidade absoluta da tubulação	$[L]$
$L_R$	Parâmetro de relaxação	$[-]$
$L_1 \dots L_4$	Parâmetros de transição de Beggs e Brill (1973)	$[-]$
$m$	Massa	$[m]$
$N_D$	Número do diâmetro da tubulação	$[-]$
$N_{Gv}$	Número da velocidade do gás	$[-]$
$N_L$	Número da viscosidade do líquido	$[-]$
$N_{Lv}$	Número da velocidade do líquido	$[-]$
$P$	Pressão	$[m/L \cdot t^2]$
$q$	Vazão volumétrica	$[L^3/t]$
$Q$	Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento	$[m \cdot L/t^3]$
$r$	Raio	$[L]$

<b>Símbolo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Dimensão</b>
$R$	Resistência térmica	$[T \cdot t^3 / m \cdot L^2]$
$RGO$	Razão gás-óleo	$[L^3 / L^3]$
$s$	Parâmetro usado por Beggs e Brill (1973)	$[-]$
$t$	Tempo	$[t]$
$t_D$	Tempo adimensional	$[-]$
$T$	Temperatura	$[T]$
$T_D$	Temperatura adimensional	$[-]$
$U$	Coefficiente global de transferência de calor	$[m / T \cdot t^3]$
$v$	Velocidade	$[L / t]$
$v_{GL}$	Velocidade de deslizamento entre as fases	$[L / t]$
$V$	Volume	$[L^3]$
$w$	Fluxo mássico	$[m / t]$
$x$	Título	$[-]$
$X$	Parâmetro de Lockhart-Martinelli	$[-]$
$y$	Parâmetro usado por Beggs e Brill (1973)	$[-]$
$z$	Direção axial	$[L]$

### **Símbolos gregos**

$\alpha$	Difusividade térmica	$[L^2 / t]$
$\Delta$	Varição	$[-]$
$\beta$	Coefficiente de expansividade térmica	$[1 / T]$
$\gamma$	Parâmetro de correção de Beggs e Brill (1973)	$[-]$
$\varepsilon$	Deformação estrutural	$[-]$
$\epsilon$	Emissividade	$[-]$
$\theta$	Inclinação da tubulação	$[-]$
$\kappa$	Coefficiente de compressibilidade	$[L \cdot t^2 / m]$
$\lambda_L$	Fração de líquido sem escorregamento	$[L^3 / L^3]$
$\mu$	Viscosidade absoluta	$[m / L \cdot t]$
$\rho$	Massa específica	$[m / L^3]$
$\sigma$	Tensão superficial	$[m / t^2]$
$\sigma_{SB}$	Constante de Stefan-Boltzmann	$[m / T^4 \cdot t^3]$
$\tau$	Tensão cisalhante	$[m / L \cdot t^2]$
$\phi$	Multiplicador bifásico	$[-]$
$\psi$	Fator de correção	$[-]$

## Sub-índices

Símbolo	Descrição
---------	-----------

---

<i>a</i>	Convecção natural dentro dos anulares
<i>an</i>	Anular
<i>atr</i>	Atrito
<i>c</i>	Convecção forçada dentro do tubo de produção
<i>cim</i>	Cimento
<i>cond</i>	Condução
<i>conv</i>	Convecção
<i>eq</i>	Equivalente
<i>ext</i>	Externo
<i>f</i>	Fluido escoando dentro do tubo de produção
<i>fm</i>	Formação rochosa
<i>G</i>	Fase gasosa
<i>i</i>	Inicial
<i>int</i>	Interno
<i>Int</i>	Intermitente
<i>L</i>	Fase líquida
<i>m</i>	Mistura
<i>n</i>	Sem deslizamento ( <i>no-slip</i> )
<i>pf</i>	Interface poço/formação
<i>rad</i>	Radiação
<i>rev</i>	Revestimento
<i>ri</i>	Interno do revestimento
<i>ro</i>	Externo do revestimento
<i>s</i>	Com deslizamento ( <i>slip</i> )
<i>Seg</i>	Segregado
<i>sG</i>	Superficial do gás
<i>sL</i>	Superficial do líquido
<i>t</i>	Tubo de produção
<i>ti</i>	Interno do tubo de produção
<i>to</i>	Externo do tubo de produção
<i>TP</i>	Bifásico ( <i>two-phase</i> )
<i>Tr</i>	Transição
<i>w</i>	Parede ( <i>wall</i> )

## Grupamentos adimensionais

Símbolo	Descrição	Relação
$Fr$	Número de Froude	$Fr_x = \frac{v^2}{gx}$
$Pr$	Número de Prandtl	$Pr = \frac{c_p \mu}{k}$
$Ra$	Número de Rayleigh	$Ra_x = \frac{\beta g \rho c_p \Delta T x^3}{\mu k}$
$Re$	Número de Reynolds	$Re_x = \frac{\rho v x}{\mu}$

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	27
1.1	Contextualização histórica .....	27
1.2	A questão energética-ambiental: Motivação para o estudo do APB....	35
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	39
2.1	Comportamento do hidrocarboneto.....	39
2.2	Escoamento em poços .....	41
2.3	Transferência de calor em poços .....	49
2.4	Aumento de pressão anular .....	51
2.5	Objetivos.....	53
<b>3</b>	<b>MODELAGEM MATEMÁTICA</b> .....	55
3.1	Geometria básica do problema .....	55
3.2	Modelo hidrodinâmico .....	56
3.2.1	Escoamento monofásico .....	57
3.2.2	Escoamento bifásico.....	60
3.3	Modelo térmico.....	68
3.3.1	Tubo de produção.....	70
3.3.2	Anulares .....	71
3.3.3	Transferência de calor para a formação .....	72
3.4	Modelo termodinâmico .....	74
3.5	Modelo de aumento de pressão no anular (APB) .....	75
3.6	Método de solução .....	79

<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	82
4.1	Poço vertical.....	82
4.2	Validação do modelo para o poço vertical .....	85
4.3	Poço direcional.....	100
4.4	Validação do modelo para o poço direcional.....	103
<b>5</b>	<b>EFEITOS DE INCERTEZA NO MODELO</b> .....	114
5.1	Formação rochosa .....	114
5.2	Composição dos fluidos anulares.....	118
5.3	Razão gás-óleo (RGO).....	125
5.4	Produção de água (BSW).....	131
5.5	Tubulação isolada a vácuo (VIT).....	137
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	143
6.1	Sugestões para trabalhos futuros.....	145
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	147
	<b>APÊNDICE A</b> – Análise PVT do hidrocarboneto do poço vertical.....	160
	<b>APÊNDICE B</b> – Análise PVT do hidrocarboneto do poço direcional.	161
	<b>APÊNDICE C</b> – Sensores típicos usados em poços de petróleo .....	162
	<b>APÊNDICE D</b> - Fatores de conversão para SI .....	164



## 1.1 Contextualização histórica

Há várias hipóteses sobre a origem do petróleo. A mais aceita é que transformações químicas de restos de matéria orgânica, bactérias, produtos nitrogenados e sulfurados, fizeram com que surgissem massas homogêneas viscosas de coloração negra, denominadas jazidas de petróleo (Tissot e Welte, 1978). Esse processo ocorre no fundo dos oceanos e mares, sob a pressão das camadas de sedimentos que se acumulam ao longo do tempo, dando origem às rochas sedimentares.

Os hidrocarbonetos e compostos voláteis provenientes desta transformação são formados na rocha-mãe ou rocha matriz. A contínua sedimentação causa um aumento de pressão que, em determinado ponto, resultará em uma fratura da rocha-mãe, fazendo com que o petróleo flua para formações geológicas superiores mais porosas e permeáveis (migração primária), tais como arenito e calcário. Após a migração primária, o petróleo movimenta-se através das formações permeáveis até encontrar uma formação impermeável ou “armadilha” (migração secundária), que permite a acumulação de hidrocarbonetos, impedindo-os de escapar, formando as rochas reservatório (Tissot e Welte, 1978).

Devido a essa movimentação natural através das rochas, pode haver exsudação e afloramento de petróleo até a superfície. Foi através destes fenômenos, frequentes em regiões que hoje correspondem ao Oriente Médio, que se relata a utilização do petróleo desde 4000 a.C. sob diferentes denominações, como betume, asfalto, alcatrão, resina, azeite e nafta (Souza, 1997).

No antigo testamento, o petróleo é mencionado diversas vezes, sendo usado na construção da Arca de Noé, e na existência de lagos de asfalto (Canuto, 2002). O líquido foi utilizado por hebreus para acender fogueiras nos altares onde eram realizados sacrifícios, por Nabucodonosor para pavimentar estradas na Babilônia e pelos egípcios na construção das pirâmides e conservação de múmias (Queiroz, 2009). Os gregos e romanos também fizeram uso do petróleo, embebendo lanças incendiárias com betume para atacar muralhas inimigas e iluminando suas cidades. Após o declínio do Império Romano, os árabes também empregaram o petróleo com fins bélicos (archotes e flechas incendiárias) e de iluminação. Há relatos de que, quando os espanhóis chegaram na América, Pizarro descobriu a existência de uma destilaria operada pelos incas (Canuto, 2002).

Deste modo, o petróleo teve uso marcante nas principais civilizações através da história, como os maias, fenícios, egípcios, mesopotâmios, judeus, gregos, romanos e persas. Ao petróleo são atribuídas as propriedades laxantes, cicatrizantes e antissépticas. Ele também era considerado eficaz no tratamento da surdez e na cura de tosse, bronquite, congestão pulmonar, gota, reumatismo e até mau-olhado (Coppe, 2014), mas somente na sociedade moderna que sua principal propriedade foi descoberta, a energética.

Buscando energias alternativas para iluminação, George Bissell encomenda uma pesquisa sobre o petróleo ao cientista Benjamin Silliman da Universidade de Yale, em meados do século XIX. Os resultados foram excelentes e indicaram o querosene, derivado do petróleo, como substituto ao óleo de baleia e carvão mineral.

Em 1850, James Young, na Escócia, descobriu que o petróleo podia ser extraído do carvão e xisto betuminoso, e desenvolveu processos de refino. Em agosto de 1859, o norte-americano Edwin Laurentine Drake, usando técnicas de perfuração de poços de sal, perfurou o primeiro poço exploratório de petróleo nos Estados Unidos, no estado da Pensilvânia (Thomas, 2001). O poço revelou-se produtor, com uma produção de 2 m<sup>3</sup>/dia de óleo e profundidade máxima de 21 metros, e a data passou a ser considerada por muitos como o nascimento da indústria petrolífera moderna.

Em 1870, John Davison Rockefeller fundou a Standard Oil Company, implantando o monopólio do refino de petróleo, com cerca de 90% do mercado. Rockefeller foi um dos maiores ícones do petróleo, contribuindo para a gênese do monopólio petrolífero que se estende até os dias atuais nos Estados Unidos. Ele atuou nos EUA, Europa e outras regiões, se tornando o primeiro bilionário em dólares americanos do mundo e o homem mais rico da história.

A primeira grande indústria que usou o petróleo foi a de iluminação, com o uso do querosene. Esta demanda foi consequência das revoluções industriais e da necessidade de trabalhar no período noturno para aumentar a produção. Porém, com a invenção da lâmpada elétrica, por Thomas Alva Edison em 1889, o petróleo teve sua hegemonia ameaçada (Souza, 2006). No entanto, novas invenções no final do século XIX, como o automóvel e o avião, deram novo fôlego à indústria do petróleo e mudam seu foco da iluminação para energia.

Até o final do século XIX, os poços se multiplicaram e os Estados Unidos dominaram praticamente sozinhos o comércio mundial de petróleo, devido em grande parte à atuação do empresário John D. Rockefeller (Thomas, 2001). A produção de óleo cru nos Estados Unidos, de dois mil barris em 1859, aumentou para aproximadamente três milhões

em 1863, e para dez milhões de barris em 1874 (Souza, 2006). A supremacia americana só foi ameaçada pelo grupo Nobel, com produção de óleo nas jazidas do Cáucaso no final do século XIX, e pela Royal Dutch-Shell, com a exploração do Oriente Médio no início do século XX.

A Primeira Guerra Mundial (1914-1918) colocou em evidência a importância estratégica do petróleo. O diesel permitiu o uso de submarinos e aviões como novos tipos de arma. As utilizações do petróleo para guerras por meio de seus derivados tornaram o seu controle um assunto de interesse nacional (Maugeri, 2006).

A partir de 1920, os transportes terrestres, marítimos e aéreos passaram a consumir quantidades cada vez maiores do novo combustível. Em 1930, o petróleo ganhou ainda mais importância com o surgimento da indústria petroquímica, produzindo inúmeros equipamentos, objetos e produtos. Nessa época, o querosene passou a ser o subproduto mais indesejável do petróleo, no entanto, com o advento dos aviões a jato em 1939, esse combustível voltou a ser amplamente consumido (Peyerl, 2014). Dessa forma, a indústria de refino teve um impulso gigantesco, garantindo o abastecimento dos veículos e o funcionamento dos parques industriais. Devido ao crescente número de veículos, a gasolina passou a ser o principal derivado do petróleo, enquanto ocorria a necessidade da ampliação do sistema de estradas, exigindo ainda mais petróleo para o asfalto.

Até 1945, os Estados Unidos eram o maior produtor de petróleo mundial, seguido de Venezuela, México, Rússia, Irã e Iraque, mas com o final da Segunda Guerra surge um novo polo produtor potencialmente mais abundante no hemisfério oriental (Souza, 2006). Na década pós-guerra há uma intensa atividade exploratória, e começaram a se intensificar as incursões no mar.

A década de 1960 é marcada pela abundância do petróleo disponível no mundo. O excesso de produção, aliado aos baixos preços do mercado, estimularam o consumo desenfreado. Desde a sua descoberta, o petróleo vinha sendo utilizado pela sociedade sem moderação, no entanto, as duas crises sucessivas do petróleo, em 1973 e 1978, e as instabilidades causadas por conflitos no Oriente Médio, levaram os países dependentes do petróleo a uma reconsideração da política internacional em relação a esse produto. Porém, os avanços tecnológicos dos anos 80 e 90 reduziram os custos de exploração e produção na indústria petrolífera, fazendo com que este produto novamente ganhasse força mundial. Em 1996 as reservas mundiais provadas eram 60% maiores do que as de 1980 e os custos médios de produção caíram cerca de 60% neste mesmo período (Thomas, 2001).

O Brasil teve um começo tardio e menos acelerado na sua industrialização do petróleo. Somente em 1892, por iniciativa de Eugênio Ferreira de Camargo, houve a primeira perfuração brasileira, no município de Bofete no estado de São Paulo. O poço atingiu 488 metros de profundidade, e produziu apenas água sulfurosa (Cotta, 1975).

Somente após 40 anos, em 1932, foi instalada a primeira refinaria brasileira em Uruguaiana, a Refinaria Rio-grandense de Petróleo (Cotta, 1975). Desde os anos 1930 o tema do petróleo foi amplamente discutido no Brasil, polarizado entre o monopólio da União e a participação da iniciativa privada na exploração petrolífera. Até então, o país ainda dependia das empresas privadas multinacionais para todas as etapas da exploração petrolífera, desde a extração e refino até a distribuição de combustíveis (Souza, 2006).

Em 1933, a pesquisa passou a ser orientada pelo Departamento Nacional de Produção Mineral, ligado ao Ministério da Agricultura. Em 1938, decreta-se a exclusividade brasileira na exploração do petróleo e cria-se o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), mas somente em 1939 que resultados nacionais concretos começam a aparecer, com a descoberta de óleo no bairro de Lobato, em Salvador, e com o primeiro poço comercial em Candeias, na Bahia em 1941 (Senna, 1978).

A partir de 1950, com o desenvolvimento industrial e a construção de rodovias interligando várias cidades brasileiras, o consumo nacional de petróleo aumentou consideravelmente. Deste modo, diversos movimentos sociais e setores organizados da sociedade civil mobilizaram a campanha "O petróleo é nosso!", que resultou na criação da Petrobras em 1953, sob a orientação e a fiscalização do CNP, objetivando a autossuficiência do petróleo no país (Cotta, 1975). A partir deste ponto, a história do petróleo no Brasil confunde-se com a vida da Petrobras.

Com o acervo recebido do CNP, a Petrobras iniciou suas atividades em 1954, com campos de petróleo no recôncavo baiano, duas refinarias (uma na Bahia e outra em São Paulo), uma fábrica de fertilizantes, a Frota Nacional de Petroleiros (com 22 navios), e os bens da industrialização do xisto (Senna, 1978).

Em 1968, devido ao baixo preço no exterior, a política governamental de autossuficiência petrolífera foi deixada de lado (Souza, 2006). A ordem passou a ser de comprar petróleo onde fosse mais barato, fazendo a produção nacional estacionar enquanto o consumo crescia, trazendo sérias consequências para o país, como o aumento da dívida externa e a defasagem da indústria nacional.

Após a crise do petróleo de 1973, a Petrobras teve que modificar sua estratégia de exploração petrolífera, que até então priorizava parcerias internacionais e a exploração de campos mais rentáveis no exterior.

Naquela época o Brasil importava 90% do petróleo que consumia e o novo patamar de preços tornou mais interessante explorar petróleo nas áreas de maior custo do país, fazendo com que a Petrobras passasse a procurar petróleo em alto mar (Senna, 1978).

Em 1974, a Petrobras descobriu indícios de petróleo na Bacia de Campos, confirmados com a perfuração do primeiro poço em 1976 (Cardoso, 2010). O petróleo na bacia de Campos, litoral do Rio de Janeiro, duplicou as reservas brasileiras. Mais de vinte campos de pequeno e médio portes foram encontrados mais tarde no litoral do Rio Grande do Norte, Ceará, Bahia, Alagoas e Sergipe. Desde então, a região da Bacia de Campos tornou-se a principal região petrolífera do país, chegando a responder por mais de dois terços do consumo nacional no início dos anos 1990, e ultrapassando 90% da produção petrolífera nacional nos anos 2000 (Cardoso, 2010).

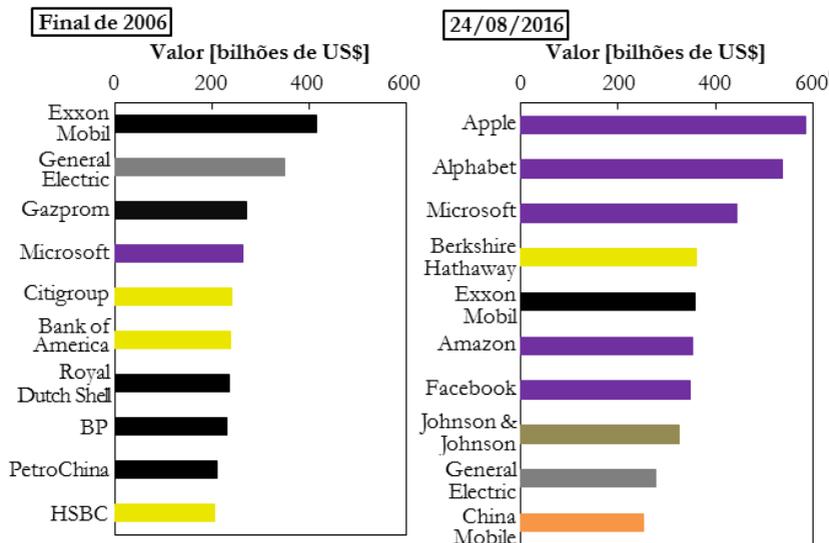
Em 1981, pela primeira vez, a produção dos campos submarinos ultrapassou a dos campos terrestres. No início da década de 1980, o Brasil era, depois dos Estados Unidos, o país que mais perfurava no mar (Lustosa, 2002). Ainda nos anos de 1980, a Petrobras direciona a maioria de seus investimentos na busca por petróleo. Deste modo, foram descobertos os primeiros campos gigantes na Bacia de Campos e criou-se o Programa em Águas Profundas, com perfuração de poços em lâminas da água superiores a dois mil metros.

Em 2007, a Petrobras anunciou a descoberta de petróleo na camada denominada pré-sal, que posteriormente verificou-se ser um grande campo petrolífero, estendendo-se ao longo de 800 km na costa brasileira, do estado do Espírito Santo ao de Santa Catarina, englobando as bacias sedimentares do Espírito Santo, de Campos e de Santos. O primeiro óleo do pré-sal foi extraído em 2008 e alguns poços iniciaram a fase comercial por volta de 2010. O maior campo de petróleo do pré-sal, o Campo de Libra, foi leiloadado em 2013, e de acordo com dados do governo brasileiro, o óleo recuperável nesta área pode variar de 8 a 12 bilhões de barris. Estimativas apresentadas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) apontam que a camada Pré-Sal, no total, pode abrigar algo próximo de 100 bilhões de barris de óleo equivalente em reservas, o que colocaria o Brasil entre as dez maiores reservas do mundo.

Durante toda a sua história, o petróleo foi alvo de grandes revoluções e invenções que permitiram um enorme avanço da nossa sociedade, mas também foi foco de guerras e conflitos. O petróleo foi responsável por construir e destruir nações e foi decisivo nas grandes batalhas políticas e econômicas do século XX. Sem dúvida, o petróleo é a maior e a mais controversa fonte de energia da história (Maugeri, 2006).

Por conta de sua importância no funcionamento da sociedade moderna, o petróleo tem um papel muito estratégico no cenário mundial. Deste modo, o país que detém e controla reservas petrolíferas e mantém uma estrutura adequada de refino possui não somente uma enorme fonte de renda, mas também uma grande influência internacional devido à necessidade deste produto nos setores essenciais da sociedade.

Um reflexo disso pode ser encontrado nas maiores companhias do mundo. Devido aos avanços tecnológicos dos últimos anos e à queda do preço internacional do petróleo, as empresas petrolíferas perderam um pouco de espaço no cenário mundial, como pode-se ver na Figura 1.1, onde mostra-se as dez empresas com maior valor de capitalização em 2006 e em 2016.



Setor: ■ Petróleo e gás ■ Digital industrial ■ Farmacêutico ■ Financeiro ■ TI ■ Telecom  
 Figura 1.1 - As dez empresas com maior valor de capitalização em 2006 e 2016 (The Economist, 2016).

Impulsionado pelos avanços na área computacional, o ranking atual da Figura 1.1 é dominada pelas empresas do segmento tecnológico. Porém, a hegemonia atual do petróleo ainda pode ser muito bem vista na Figura 1.2, onde mostra-se as dez maiores empresas do mundo em receita no ano de 2016. Isso mostra que mesmo as empresas mais valiosas do mundo serem do ramo tecnológico, o petróleo ainda domina a economia atual.

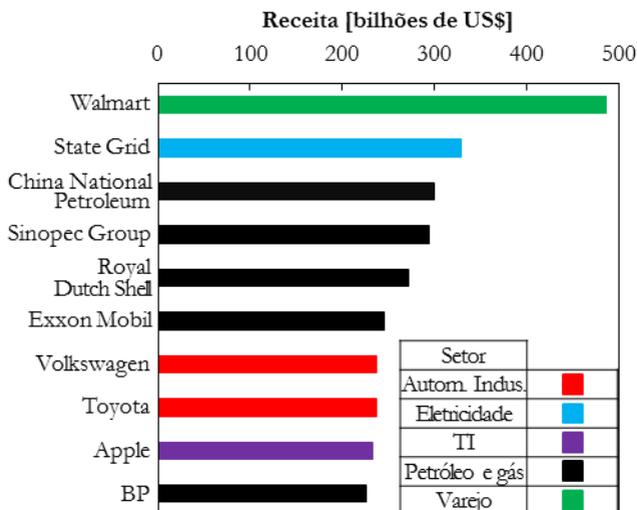


Figura 1.2 - As dez maiores empresas do mundo em receita no ano de 2016 (Exame, 2016).

Pode-se ver que, em termos de receita, cinco das dez maiores empresas do mundo são do ramo de petróleo e duas do setor automotivo. Segundo a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), mais de 70 milhões de barris são produzidos por dia ao redor do globo. Isso é o equivalente a quase 49 mil barris por minuto.

Apesar dos números mostrados serem muito elevados, o uso do petróleo se expandiu por quase todas as áreas da vida moderna, sendo o componente básico de mais de 6000 produtos. Devido à direta relação do petróleo com o desenvolvimento da sociedade moderna, houve uma simultânea expansão na infraestrutura para o seu transporte e distribuição, fazendo com que este produto pudesse ser facilmente transportado para todas as partes do globo. A sua fácil distribuição, aliada com sua alta densidade energética, fez com que o petróleo fosse a principal fonte mundial de energia primária desde a década de 1960.

Apesar das crises do petróleo no final do século XX, e da instabilidade das principais regiões produtoras, como Oriente Médio e Venezuela, o petróleo continua sendo a principal fonte de energia primária, sendo responsável por praticamente um terço do consumo mundial em 2015.

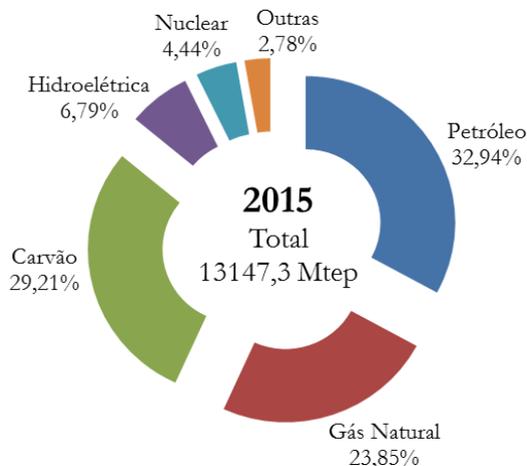


Figura 1.3 - Matriz energética do mundo em 2015 (BP, 2016).

Pode-se ver na Figura 1.3 que o petróleo e gás natural ocupam a grande parte da matriz energética mundial. Mesmo em países como o Brasil, que possuem uma forte influência de energias renováveis, como hidroelétrica e derivados da cana de açúcar, o petróleo ainda domina a matriz energética, como pode ser visto na Figura 1.4. Mesmo com pesquisas e investimentos para o desenvolvimento de fontes alternativas e renováveis de energia, a previsão é de que o petróleo e gás natural continuarão dominando a matriz global pelo menos nos próximos 50 ou 60 anos. Isso também é válido para o Brasil, principalmente se as previsões do pré-sal se tornarem verdadeiras.

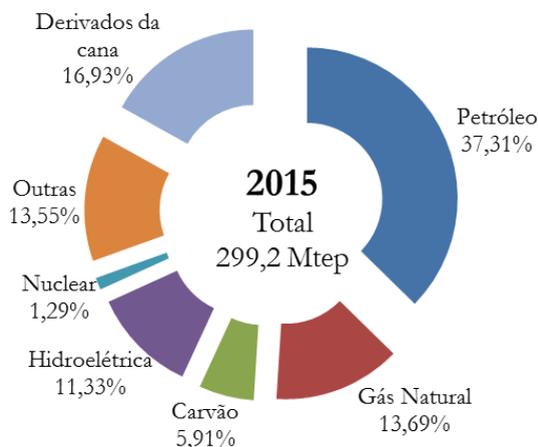


Figura 1.4 - Matriz energética do Brasil no ano de 2015 (EPE, 2016)

## 1.2 A questão energética-ambiental: Motivação para o estudo do APB

Ficou clara, na seção anterior, a dependência da sociedade em relação ao petróleo e seus derivados. O petróleo é responsável por milhões de empregos, direta e indiretamente, sendo uma enorme fonte de riqueza e poder na sociedade atual. Porém, há muitos problemas que acerbam o petróleo e a sua indústria. Além do petróleo ser um dos principais contribuintes para o aquecimento global, este também é fonte de outras substâncias nocivas para o meio ambiente, como dióxido de enxofre e monóxido de carbono.

O petróleo também impacta o meio ambiente por meio de vazamentos, seja de plataformas produtoras ou navios cargueiros. Nas últimas décadas, houve uma série de acidentes que poluíram oceanos e mares e custaram a vida de muitos trabalhadores. Os maiores desastres foram o do navio petroleiro *Exxon Valdez*, na costa do Alasca em 1989, e o acidente da sonda petrolífera *Deepwater Horizon*, no Golfo do México em 2010.

Menos famosos, mas também de grande impacto, foram os incidentes no Golfo do México no final do século XX e início do século XXI. Os trabalhos de Bradford *et al.* (2002), Ellis *et al.* (2002), Gosch *et al.* (2002) e Pattillo *et al.* (2006, 2007), mostram que os campos de *Marlin*, *Pompano* e *Mad Dog* falharam devido ao aumento de pressão anular (APB – *Annular Pressure Buildup*), deixando evidente para a comunidade petrolífera a importância deste fenômeno.

O APB ganhou muito foco na indústria do petróleo e gás, pois sua influência pode comprometer a segurança e confiabilidade operacional do poço. Este fenômeno consiste em um aumento substancial da pressão interna dos anulares confinados, ocasionado pela expansão térmica sofrida pelos fluidos presentes nos mesmos, devido ao aumento de temperatura do sistema. O anular é confinado quando o topo de cimento (*TOC – top of cement*) do anular se encontra acima da sapata de seu revestimento, como pode ser visto no poço da Figura 1.5.

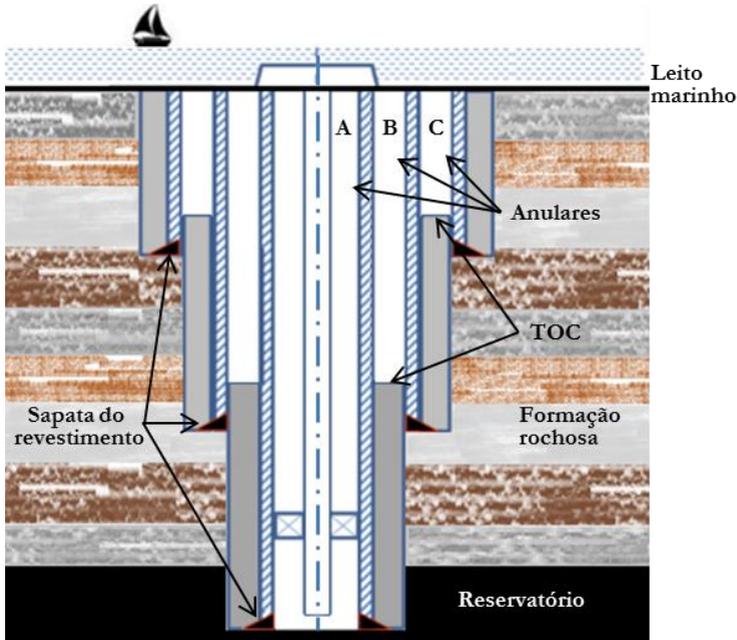


Figura 1.5 - Esquema de um poço *offshore* vertical com anulares confinados.

As respostas térmicas e mecânicas em um poço de petróleo dependem da sua perfuração, completação e da formação rochosa adjacente. Na perfuração rotativa de um poço de petróleo, as rochas são perfuradas por uma broca existente na extremidade da coluna de perfuração, que, por sua vez, é rotacionada através da mesa rotativa (MR). Os fragmentos das rochas perfuradas são removidos do poço por meio da circulação contínua do fluido (ou lama) de perfuração, que é injetado com o auxílio de bombas no interior da coluna de perfuração, e retorna à superfície pelo espaço anular entre a paredes do poço e a coluna de perfuração.

Com o avanço da perfuração, profundidades cada vez maiores são atingidas e a instabilidade do poço aumenta. Portanto, para evitar o desmoronamento das paredes do poço e isolar as formações rochosas atravessadas faz-se necessário o revestimento e a cimentação. Ao atingir-se uma determinada profundidade, que é definida pela pressão da formação adjacente, a coluna de perfuração é completamente retirada do poço e coloca-se a coluna de revestimento, cujo diâmetro é inferior ao da broca.

Em seguida, o espaço anular entre o tubo de revestimento e a parede do poço deve ser cimentado por meio do bombeio de uma pasta, para garantir o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de

cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca, de diâmetro menor do que a do revestimento, dando prosseguimento assim à perfuração do poço. Deste modo, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases, caracterizados pelos diferentes diâmetros das brocas, como pode ser visto na Figura 1.5.

Uma explicação mais detalhada das etapas de perfuração, completação e produção em um poço de petróleo pode ser encontrada nos trabalhos de Thomas (2001) e Bourgoyne *et al.* (1991), visto que uma explicação completa destes assuntos é muito extensa e foge do escopo do presente trabalho.

Nas primeiras etapas de perfuração do poço, cimenta-se toda a região anular entre a parede do poço e o tubo de revestimento, como pode-se ver na Figura 1.5. Porém, nas fases seguintes, a pasta de cimento não preenche todo o anular, fazendo com que o fluido usado para perfurar aquela fase fique confinado entre o TOC e a cabeça do poço, fazendo com que o anular se torne confinado.

O APB está presente em qualquer poço produtor que contenha um anular confinado em sua configuração (Moe e Erpelding, 2000), porém o cenário se torna mais crítico em poços *offshore* e em regiões mais frias e profundas. Isto ocorre devido às baixas temperaturas de instalação, em contraste com as altas temperaturas de produção, fazendo com que o incremento de pressão nos anulares possa ultrapassar o limite de resistência mecânica do tubo de produção ou dos revestimentos, como pode ser visto na Figura 1.6, levando a uma possível perda do poço.



Figura 1.6 - Tubos de revestimento após ocorrência do colapso por APB (Pattillo *et al.*, 2006).

O APB tem se tornando um problema frequente nas últimas décadas, pois o aumento da demanda mundial fez com que as indústrias buscassem petróleo em áreas cada vez mais profundas e mais desafiadoras. Um exemplo disso é o plano estratégico da Petrobras 2017-2021, que visa um

investimento de US\$ 74,1 bilhões, sendo 82% deste valor para a área de exploração e produção (Petrobras, 2016). Para este período, estima-se uma produção de 2,77 milhões de barris de óleo equivalente por dia (Mboed) de petróleo líquido e de gás natural no Brasil. Estas projeções são alavancadas pelos bons dados mostrados no pré-sal, com uma produção média diária de 25 mil barris por poço, volume muito acima do que foi inicialmente projetado e acima da média da indústria (Petrobras, 2016).

Poços do pré-sal são caracterizados por lâminas d'água (LDA) de aproximadamente 2300 m e reservatórios de mais de 5000 m de profundidade, com camadas de sal de até 2500 m. O reservatório desta região tem pressões e temperaturas características em torno de 60 MPa e 390 K, fazendo com que esses poços sejam muito susceptíveis ao APB.

Poços do pré-sal, assim como muitos poços *offshore*, frequentemente não conseguem ter um alívio da pressão do anular por meio da drenagem de fluido, visto que o acesso aos anulares é quase impraticável. Tal procedimento é realizado com sucesso e relativa praticidade em poços terrestres (*onshore*), porém para casos em que isto não é possível, um controle dos níveis de pressão é necessário para garantir a segurança do poço. No entanto, poços de grande LDA não conseguem ter um total monitoramento do estado do poço sem o uso de equipamentos adequados, fazendo com que a correta estimativa do APB nas fases iniciais do poço seja essencial para garantir a sua segurança.

Deste modo, o desenvolvimento de ferramentas computacionais para simular o escoamento e os fenômenos térmicos em poços têm crescido muito nos últimos anos, o que permitiu um avanço nas capacidades de produção e *design* de poços da indústria petrolífera. Essas ferramentas auxiliam em um planejamento mais seguro e eficiente dos poços, tendo um papel muito importante em condições críticas de operação. Porém, apesar do grande foco dado por estes modelos em prevenir e mitigar o APB, os aspectos multifísicos envolvidos neste fenômeno frequentemente se baseiam em diversas simplificações, como hipóteses de estruturas completamente rígidas, ou o uso de propriedades físicas genéricas para os fluidos presentes no poço (hidrocarboneto e os fluidos anulares) e para a formação rochosa.

Com isso, o presente trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de um modelo capaz de determinar o aumento de pressão em anulares de poços de petróleo. O modelo proposto leva em consideração os dados de reservatório, a geometria e as condições de operação do poço e da formação rochosa adjacente para se obter o adequado cálculo da transferência de calor do poço para a formação e sua deformação estrutural.

O desenvolvimento de uma ferramenta computacional para a análise do APB em poços de extração de petróleo exige a modelagem de diversos fenômenos termofísicos, como o comportamento termodinâmico dos fluidos do poço, o escoamento no interior do tubo de produção, a transferência de calor do poço para a formação e o comportamento mecânico das diversas camadas do poço. Deste modo, para uma correta abordagem dos fenômenos envolvidos no cálculo do APB, necessita-se de um entendimento prévio de alguns conceitos fundamentais. De forma a introduzir o conhecimento sobre o assunto, apresenta-se neste capítulo os principais aspectos físicos presentes em modelos matemáticos para o cálculo de APB e suas principais contribuições encontradas na literatura.

### 2.1 Comportamento do hidrocarboneto

Há diversas situações em que é fundamental o entendimento das propriedades físicas do hidrocarboneto, como na modelagem do escoamento dentro do tubo de produção, da transferência de calor entre o poço e a formação e da deformação estrutural do tubo (Bellarby, 2009). A grande maioria dos fluidos produzidos por poços de petróleo contém duas ou três fases, que são o gás ou vapor, o óleo ou condensado e a água. Em alguns casos, o fluido ainda conta com uma fase sólida, como hidratos, asfaltenos ou parafinas. Para essas misturas complexas, necessita-se determinar o equilíbrio líquido-vapor, que consiste na quantidade de cada fase em uma determinada pressão e temperatura. Para estas condições, necessita-se determinar também as propriedades de cada fase por meio de dados de pressão-volume-temperatura (PVT).

Para o óleo produzido, considerando uma redução de pressão com uma composição constante, as propriedades do líquido e do gás podem ser obtidas experimentalmente, frequentemente a uma temperatura constante (temperatura do reservatório). As propriedades dos líquidos podem ser obtidas através de dados medidos, como a razão gás-óleo (RGO) e o fator volumétrico de formação de óleo ( $B_o$ ). O comportamento da fase gasosa é caracterizado por uma grande dependência com relação à pressão e à temperatura (Bellarby, 2009), fazendo com que, para baixas pressões, seu comportamento seja próximo do ideal.

Como as hipóteses necessárias para o uso da equação de gases ideais não são verificadas na realidade, é necessário o uso do fator de compressibilidade ( $z$ ) para descrever o comportamento de gases reais. Este

fator pode ser medido ou obtido através de correlações, assim como outras propriedades fundamentais do gás. Existem diversas correlações empíricas para o cálculo do fator de compressibilidade. Um método muito usado é a relação de Standing-Katz (Standing e Katz, 1942), que relaciona pressões e temperaturas pseudo críticas com o fator de compressibilidade. Esse método funciona bem para misturas contendo metano, etano, propano e butano, mas necessita de correções quando há a presença de outros componentes.

Para o cálculo das misturas de hidrocarboneto, foram desenvolvidos modelos empíricos denominados *black-oil*, com base em dados experimentais provenientes de uma grande faixa de óleos crus. Pode-se encontrar diversos modelos *black-oil* na literatura com diferentes faixas de aplicação. Dentre estes, destaca-se as correlações de Vasquez e Beggs (1980) e Petrosky e Farshad (1993), que são usadas abaixo e acima do ponto de bolha, respectivamente.

Devido à sua natureza empírica, os modelos *black-oil* possuem faixas de operação ideais para seu uso, fazendo com que erros possam ser gerados ao se usar estes modelos fora delas. Além disso, muitos destes modelos contam com simplificações que não consideram as variações das composições das fases líquida e vapor com a pressão (Bradley, 1987). Porém, atualmente já pode-se encontrar modelos *black-oil* mais sofisticados, que conseguem prever esta variação composicional.

Até a década de 1970, a grande maioria dos modelos usava a abordagem *black-oil*, e se focavam mais na parte hidrodinâmica dos escoamentos bifásicos, porém alguns autores começaram a notar limitações neste método. Gregory e Aziz (1973) e Anis e Buthod (1974) apresentaram modelos composicionais para simular escoamentos em tubulações, e em 1979, Gould detalhou os problemas dos modelos *black-oil* para fluidos mais complexos, como óleos voláteis e gás condensados, e apresentou também diretrizes de quando o método composicional deveria ser usado. Desde então, o método composicional tem ganhado mais destaque, sendo usado em trabalhos notáveis, como o de Furukawa *et al.* (1986), Li *et al.* (2003) e Pourafshary *et al.* (2009).

Modelos composicionais usam equações de estado para determinar a composição da mistura e suas propriedades. Uma das equações mais usadas e recomendadas para aplicação petrolífera são as equações de estado cúbicas de Peng e Robinson (1976) e a de Soave-Redlich-Kwong (SRK), apresentada por Soave (1972). Estas equações de estado são válidas para substâncias puras e misturas, desde que regras apropriadas sejam usadas para contabilizar as interações entre os componentes (Bellarby, 2009). Para tanto, parâmetros de interação binária (BIP – *binary interaction parameters*) são usados para trabalhar com misturas reais.

Nos modelos composicionais, a composição *in-situ* do fluido varia ponto a ponto com a distância no escoamento, isto é, a fração molar dos componentes é função da temperatura, pressão e deslizamento entre as fases, que por sua vez, variam com a distância (Gould, 1979). A cada ponto, as propriedades físicas e termodinâmicas devem ser calculadas em função da pressão, temperatura e composição. Pelo fato de que um típico fluido de reservatório pode conter mais de 3000 diferentes componentes (Bellarby, 2009), ferramentas computacionais são muito usadas para auxiliar nos cálculos de modelos composicionais. PVT INC. Mark V (Wilson e DeVanye, 1974), usado por Gould (1979), o GPAS (*General Purpose Adaptive Simulator*) (Wang *et al.*, 1997 e 1999), usado por Pourafshary *et al.* (2009) e o software de propriedades Multiflash<sup>TM</sup> (Infochem/KBC, 2014), usado por Hafemann (2015), são somente alguns exemplos encontrados na literatura.

## 2.2 Escoamento em poços

A correta predição da pressão dentro do tubo de produção é de fundamental importância para o projeto do poço e para a simulação de diferentes aspectos físicos, como o APB e a transferência de calor para a formação. A base de virtualmente todos os cálculos dentro do tubo de produção são as equações de conservação da massa, quantidade de movimento e energia.

Escoamentos monofásicos são muito frequentes em poços produtores de gás, poços injetores de água e poços produtores onde a mistura de hidrocarbonetos ainda não atingiu o ponto de saturação e a condensação ou evaporação da fase contínua ainda não ocorreu (Shirdel, 2013). Apesar da maioria dos poços não possuir escoamento monofásico ao longo de toda a tubulação, a formulação deste tipo de escoamento é muito importante, até mesmo como um entendimento inicial de modelos multifásicos mais simplificados, como os modelos homogêneos.

Modelos homogêneos consideram uma mistura perfeita entre as fases, sem escorregamento. O modelo considera a mistura como sendo um sistema pseudo-monofásico, utilizando algum tipo de média ponderada (volumétrica ou mássica) entre as fases para calcular as propriedades de transporte da mistura. Deste modo, a resolução da hidrodinâmica é idêntica àquela para o escoamento monofásico, onde a única correlação necessária é para o cálculo do fator de atrito.

Para tanto, diversas correlações foram criadas através dos anos, mas como os escoamentos em poços de petróleo frequentemente são turbulentos e dependem da rugosidade da tubulação, destaca-se a correlação empírica de Colebrook (1939), que se tornou base para diversos

diagramas de fator de atrito, como o diagrama proposto por Moody (1944).

Modelos homogêneos, como o de Poettmann e Carpenter (1952) ou o de Baxendell e Thomas (1961), contam com simplificações por vezes irreais devido à hipótese de não-escorregamento entre as fases. Essa hipótese faz com que se subestime a fração de líquido, principalmente em escoamentos verticais ou quase verticais, nos quais sabidamente a velocidade superficial do gás é maior que a do líquido.

Já nos modelos de dois fluidos, como o nome indica, as fases são consideradas segregadas e escoando em diferentes velocidades. Neste modelo as equações de conservação são resolvidas para cada fase, e por necessidade de fechamento, precisa-se de relações constitutivas para a interação entre as fases e para a interação com a parede do tubo. No entanto, como mostrado por Ishii e Mishima (1980), essas relações constitutivas devem ser suficientemente precisas, caso contrário os resultados obtidos podem ser mais imprecisos do que modelos mais simplificados.

Existem vários modelos de dois fluidos na literatura com diferentes níveis de complexidades. Porém, o grande número de equações presentes neste tipo de modelo e as incertezas presentes nas relações constitutivas, podem introduzir complicações matemáticas, instabilidades numéricas e desvios consideráveis das soluções.

Quando as equações de transporte para cada fase são somadas, os termos interfaciais são cancelados, dando origem ao modelo de fases separadas. Este tipo de modelo ainda considera escorregamento entre as fases, porém isto é calculado de forma indireta, pelo uso de relações de fechamento no cálculo do coeficiente de atrito bifásico e na fração de líquido.

Para o cálculo do coeficiente de atrito bifásico, Lockhart e Martinelli (1949) desenvolveram um método empírico baseado no conceito de multiplicador bifásico ( $\phi$ ) capaz de calcular a queda de pressão por atrito em um escoamento bifásico, horizontal e sem aceleração significativa. Define-se os multiplicadores bifásicos do seguinte modo:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{TP} = \phi_L^2 \left(\frac{dP}{dz}\right)_L \quad (2.1)$$

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{TP} = \phi_G^2 \left(\frac{dP}{dz}\right)_G \quad (2.2)$$

Os gradientes de pressão monofásicos são calculados assumindo que somente gás ou líquido escoo na tubulação. A razão entre esses

gradientes monofásicos é definida como parâmetro de Martinelli  $X$ , como pode ser visto na Equação (2.3). Um método gráfico foi criado pelos autores para relacionar os multiplicadores bifásicos com o parâmetro  $X$ , baseado no regime de escoamento presente em cada fase.

$$X^2 = \frac{\phi_G^2}{\phi_L^2} = \frac{\left(\frac{dP}{dz}\right)_L}{\left(\frac{dP}{dz}\right)_G} \quad (2.3)$$

O método de Lockhart e Martinelli (1949) é de fácil uso, podendo ser usado em qualquer padrão e regime de escoamento. Porém, esta correlação é reconhecidamente imprecisa, fazendo com que diversas outros métodos surgissem visando contornar suas limitações. Chisholm (1967) incluiu a força de atrito interfacial em sua análise, considerando-a constante em todos os pontos usados por Lockhart e Martinelli (1949). A nova análise resultou em expressões mais simples para o cálculo dos multiplicadores bifásicos, fazendo com que o método gráfico fosse substituído pelas seguintes equações:

$$\phi_L^2 = \frac{1}{X^2} + \frac{c_1}{X} + 1 \quad (2.4)$$

$$\phi_G^2 = X^2 + c_1 X + 1 \quad (2.5)$$

onde  $c_1$  é um coeficiente que depende do regime de escoamento das fases.

Segundo Collier e Thome (1994), a correlação de Friedel (1979) é a mais abrangente e mais recomendada para multiplicadores bifásicos. Friedel (1979) desenvolveu uma nova expressão para o cálculo do multiplicador bifásico de líquido, usando uma maior base de dados experimentais. Seu trabalho foi desenvolvido para escoamentos horizontais e verticais ascendentes. Apesar desta correlação ser a de multiplicadores bifásicos mais abrangente, seus erros típicos podem estar na faixa de 40-50% (Collier e Thome, 1994).

Para calcular a fração volumétrica, o modelo de fluxo de deslizamento (*drift-flux*) de Zuber e Findlay (1965) serviu de base para diversos modelos mais complexos. De acordo com os autores, a velocidade da fase gasosa ( $v_G$ ) pode ser calculada em função da distribuição das fases ( $C_o$ ), da velocidade de deslizamento entre as fases ( $v_{GL}$ ) e do fluxo volumétrico da mistura ( $j_m$ ), de acordo com a Equação (2.6).

$$v_G = C_o j_m + v_{GL} \quad (2.6)$$

Os autores desenvolveram expressões para calcular a velocidade de deslizamento em função do padrão de escoamento, e sugeriram valores para o parâmetro de distribuição  $C_o$  entre 1 e 1,5. Diversos outros autores propuseram modelos para avaliar o parâmetro de distribuição de fase e a velocidade de deslizamento, como Chexal *et al.* (1992) e França e Lahey (1992). Mais recentemente, Hibiki e Ishii (2003) apontou para uma maior dependência de  $C_o$  com relação às características dos fluidos e do sistema, como massa específica, viscosidade, diâmetro, inclinação, fração do gás e fluxo volumétrico.

Na indústria petrolífera, métodos empíricos se destacam devido ao seu simples uso e abrangente aplicação. Hagedorn e Brown (1965) propuseram um método gráfico, onde a perda de carga para escoamento bifásico é função de quatro parâmetros adimensionais. Este método foi desenvolvido para escoamentos verticais em seções de teste com diâmetros de 2,54, 3,20 e 3,81 cm e quase 500 m de extensão. Hagedorn e Brown (1965) basearam seu modelo em aproximadamente 3000 pontos experimentais, o que faz com que este modelo seja muito robusto e recomendado até os dias de hoje em aplicações petrolíferas (Hasan e Kabir, 2002).

Apesar da robustez do modelo, a fração de líquido neste modelo é usada apenas como um parâmetro de ajuste, não representando a real fração do duto ocupada pelo líquido. Isso resulta em inconsistências físicas no cálculo da fração de líquido em escoamentos ascendentes, levando a velocidades superficiais da fase líquida superiores à da fase gasosa. No entanto, correções neste parâmetro foram propostas ao longo dos anos, assegurando o contínuo uso desta correlação na indústria de óleo e gás. Ansari *et al.* (1994) usaram o modelo de Hagedorn e Brown (1965) corrigido, e observaram um excelente desempenho com dados experimentais provenientes de outros modelos, inclusive em escoamentos inclinados.

O modelo de Hagedorn e Brown (1965) independe do padrão de escoamento, ou seja, são usadas sempre as mesmas correlações não importando o padrão de escoamento presente. Porém, existem modelos empíricos mais complexos, em que o padrão de escoamento é determinante na escolha das correlações usadas nos cálculos do escoamento.

Os modelos de padrão de escoamento precisam primeiramente definir o tipo de escoamento presente, já que cada padrão apresenta características próprias que definem suas propriedades, como tensão na parede, fração volumétrica e gradiente de pressão. Há diversas classificações para os padrões de escoamento na literatura. Uma

classificação muito aceita para escoamentos verticais é a proposta por Taitel *et al.* (1980) e mostrada na Figura 2.1.

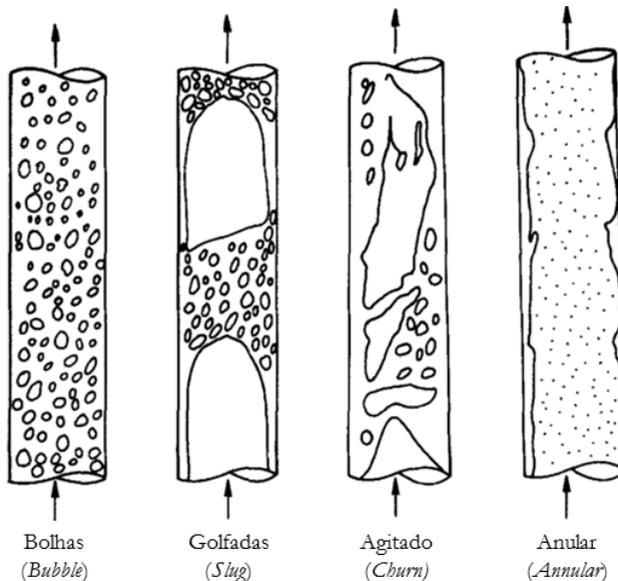


Figura 2.1 - Padrões de escoamento verticais (Adaptado de Taitel *et al.*, 1980).

No escoamento do tipo bolhas (*bubble*), a fase gasosa apresenta uma distribuição aproximadamente uniforme na forma de bolhas dispersas na fase líquida contínua. Essas bolhas apresentam diâmetros e formas variáveis, dependendo de características do escoamento, mas são frequentemente esféricas e sempre muito menores que o diâmetro da tubulação.

Ao aumentar-se a quantidade de gás no escoamento, aumenta-se a quantidade das bolhas, fazendo com que aumente a probabilidade destas se colidirem e coalescerem. Quando este processo forma bolhas com diâmetros aproximadamente igual ao da tubulação, atinge-se o padrão de golfadas (*slug*). Esse padrão é caracterizado por grandes bolhas de gás com formato de projéteis e diâmetros similares ao da tubulação (bolha de Taylor), separados por pistões de líquido, que por sua vez podem conter pequenas bolhas de gás dispersas. Entre a bolha de Taylor e a parede da tubulação, há a presença de uma fina camada de líquido, que devido à força da gravidade, apresenta um movimento descendente mesmo com o escoamento resultante sendo ascendente.

Aumentando-se ainda mais a quantidade de gás no escoamento, as bolhas de Taylor irão se alongar e a golfada de líquido ficará mais aerada.

Isto gera grande turbulência ao escoamento, fazendo com as bolhas de Taylor colapsem, dando origem a um padrão instável, oscilatório e caótico denominado de agitado (*churn*).

Por fim, o padrão anular (*annular*) é caracterizado por uma contínua fase de gás escoando no centro da tubulação e um filme de líquido ascendente próximo da parede. Há também a presença de gotículas de líquido dispersas na fase gasosa.

Além dos padrões mencionados, há autores que usam classificações que incluem outros padrões de escoamento verticais, como escoamento em golfadas aerado, escoamento em névoa (*mist flow*), bolhas uniformes e bolhas distorcidas. Esses padrões são subdivisões dos já apresentados, e dependem de características do escoamento como velocidade das fases e título.

A inclinação da tubulação é um parâmetro que afeta muito o padrão do escoamento, devido ao efeito da gravidade. Assim como no caso vertical, vários autores criaram classificações para os padrões de escoamento horizontais. A classificação proposta por Taitel e Dukler (1976) é amplamente usada e aceita e pode ser vista na Figura 2.2.

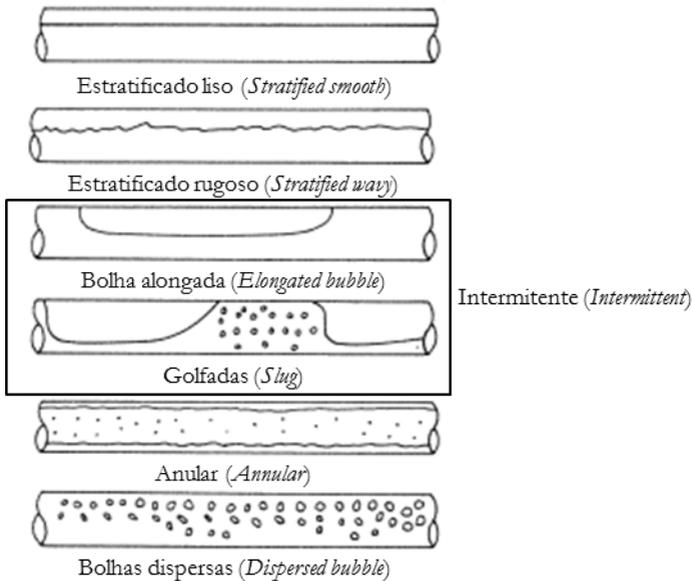


Figura 2.2 - Padrões de escoamento horizontais (Adaptado de Dukler e Taitel, 1986).

Os escoamentos anular e de bolhas dispersas são muito semelhantes aos encontrados em escoamentos verticais, com a diferença de que no caso horizontal, a gravidade faz a fase mais leve se concentrar na região superior do escoamento e a fase mais pesada na região inferior, resultando em uma maior concentração de bolhas na parte superior do escoamento de bolhas dispersas, e numa maior espessura da camada de líquido inferior do escoamento anular.

O escoamento em golfadas apresenta uma maior aeração da fase líquida do que o bolha alongadas, porém há uma grande dificuldade de distinção entre esses padrões, o que faz com que estes padrões geralmente sejam classificados em conjunto, como intermitente. Esses padrões são muito similares ao escoamento em golfadas do caso vertical, mas assim como o padrão de bolhas dispersas, o efeito da gravidade faz com que as bolhas se concentrem na parte superior da tubulação.

Os padrões estratificados possuem as duas fases contínuas e bem separadas, com o gás escoando na parte superior e o líquido na parte inferior da tubulação. Em baixas velocidades do gás, a interface é lisa, mas quando esta velocidade aumenta o suficiente, ondas são criadas na interface dos fluidos.

Os padrões de escoamento frequentemente são descritos em mapas empíricos que são plotados em função de alguma característica deste escoamento. Esses mapas podem ter coordenadas adimensionais, como o de Griffith e Wallis (1961), ou coordenadas dimensionais, como o de Beggs e Brill (1973). Os mapas com coordenadas adimensionais tentam criar um modelo universal, mas devido à sua natureza empírica, esses mapas são a princípio válidos para condições similares aos daquele dos experimentos.

Diversos modelos de padrão de escoamento fazem uso de mapas. Duns e Ros (1963) propuseram um modelo baseado em quase 4000 pontos experimentais obtidos em aparato experimental de seção de testes vertical de 56 m de comprimento. Os autores desenvolveram a primeira análise dimensional de escoamento bifásico, onde identificaram 12 variáveis que poderiam impactar o escoamento. Dessas variáveis, quatro grupos adimensionais foram selecionados como principais. Esses grupos adimensionais foram usados por outros autores para desenvolver seus métodos, como Hagedorn e Brown (1965).

Beggs e Brill (1973) desenvolveram o primeiro modelo capaz de prever o comportamento do escoamento em todas as inclinações. O modelo foi desenvolvido inicialmente para escoamentos horizontais, onde a fração de líquido horizontal é corrigida para uma angulação qualquer. Os testes deste modelo foram feitos em tubos de acrílico de 2,54 e 3,81 cm de

diâmetro, e 27,4 m de comprimento. O modelo foi baseado em 584 pontos experimentais de escoamento água-ar.

Os modelos de padrão de escoamento podem ser divididos em dois grupos, os experimentais e os mecanicistas (Pourafshary, 2007). Modelos experimentais, como de Duns e Ros (1963) e Beggs e Brill (1973), são baseados em dados obtidos em laboratórios ou em campo, e suas correlações foram ajustadas para reproduzir os resultados experimentais. Porém, estas correlações não apresentam muito embasamento físico.

Modelos mecanicistas apresentam equações de balanço para cada fase e um grupo de correlações para resolver o escoamento. No entanto, devido à grande complexidade do conjunto de equações de escoamento multifásicos, simplificações e correlações empíricas devem ser usadas nestes modelos.

O primeiro modelo mecanicista foi desenvolvido por Taitel e Dukler (1976), que previa a transição entre os regimes de escoamento em tubulações horizontais. Os cálculos foram baseados em conceitos físicos ao invés de regressões de dados experimentais. Deste modo, realizou-se um balanço da quantidade de movimento de cada uma das fases escoando no interior do duto para avaliar os mecanismos de transição entre os padrões de escoamento. Com base nos resultados obtidos, foi elaborado um mapa de escoamento com faixas que dependem de grupos adimensionais, os quais podem ser determinados por parâmetros de operação, como vazão e inclinação da tubulação. Os padrões de escoamento considerados são os mesmos da Figura 2.2, com os padrões de bolhas alongadas e golfadas juntos em apenas um grupo chamado intermitente.

Desde então, muitos outros modelos mecanicistas foram desenvolvidos para tentar contornar as limitações dos modelos empíricos. Um modelo que merece ser destacado é o de Ansari *et al.* (1994), devido ao seu grande uso e alta precisão. O modelo foi comparado com 1712 pontos proveniente de outros seis modelos empíricos e um modelo mecanicista. Foram feitas diversas comparações baseadas em diferentes métricas de desempenho e o modelo de Ansari *et al.* (1994) obteve a melhor performance global.

No entanto, uma análise mais crítica dos resultados de Ansari *et al.* (1994) mostra que o modelo de Hagedorn e Brown (1965) tem uma performance muito próxima ao modelo mecanicista, sendo até mais preciso em algumas comparações em que se usa todo o banco de dados. Isto se deve aos modelos mecanicistas frequentemente necessitarem de correlações empíricas ou simplificações nas suas relações de fechamento. Deste modo, esses modelos, apesar de captarem melhor a física do problema, ainda possuem limitações, principalmente em aplicações da

indústria de petróleo e gás, onde a escala dos problemas dificilmente é a mesma das correlações empíricas usadas. A incerteza de melhores resultados, combinado com o maior custo computacional dos modelos mecanicistas, fazem com que os métodos empíricos ainda encontrem grande aplicação na indústria petrolífera.

### 2.3 Transferência de calor em poços

A transferência de calor entre o poço e a formação é estudada há mais de 80 anos. Em 1937, Schlumberger *et al.* salientaram a importância de se conhecer a temperatura do fluido em poços de petróleo. Porém os primeiros registros de aplicações dos princípios de transferência de calor em poços somente foram observados nos anos 1950, com a análise e previsão de perfis de temperatura em poços injetores de água e gás (Bird, 1954) e poços produtores de gás (Lesem *et al.*, 1957). Antes desse período, os métodos usados para calcular a pressão no tubo de produção dependiam de hipóteses onde considerava-se temperaturas constantes ao longo do tubo ou assumia-se variação linear da temperatura com a profundidade (Lesem *et al.*, 1957).

O primeiro modelo de transferência de calor em poços foi apresentado por Ramey (1962), no qual foi desenvolvida uma solução aproximada de um problema de condução transiente. Devido às diferenças nas escalas de tempo, esta solução considera os fenômenos dentro do poço em regime permanente, e a transferência de calor entre o poço e a formação rochosa em regime transiente. Este modelo engloba as contribuições térmicas das diferentes camadas do poço, e fornece o perfil de temperatura ao longo do poço em função do tempo e da profundidade.

O modelo pioneiro de Ramey (1962), apesar da grande importância para o desenvolvimento de outros modelos, apresenta muitas limitações. Este modelo ignora os efeitos de energia cinética e atrito na tubulação, aceita somente escoamentos monofásicos no tubo de produção, e trata o raio do poço como sendo desprezível, ou seja, considera o poço como sendo uma fonte de calor linear. Isso faz com que este método somente seja aplicável em grandes tempos adimensionais, equivalentes a tempos de produção longos, acima de uma semana.

Muitos modelos surgiram para contornar as limitações do modelo de Ramey (1962). Satter (1965) propôs um modelo que considerava escoamentos multifásicos, assim como efeitos de energia cinética e de Joule-Thompson. Alves *et al.* (1992) apresentaram um modelo que permitia calcular a distribuição de temperatura em poços com qualquer inclinação. Hasan e Kabir (1991) usaram uma nova análise baseada na lei de Fourier na interface do poço com a formação, conseguindo assim uma nova

expressão para a função transiente de condução de calor válida para tempos adimensionais pequenos, ou seja, em curtos tempos de produção. Hasan e Kabir (1994) apresentaram um modelo mais geral, considerando escoamento bifásico em regime permanente, para calcular a transferência de calor em poços e a temperatura do tubo de produção. Por meio desta análise, Hasan e Kabir (1994) mostraram ser possível remover as principais limitações do modelo de Ramey (1962).

Hasan e Kabir (1994) usaram dados de um poço real para demonstrar a precisão de seu modelo, e revelaram a importância de modelar corretamente a convecção de calor nos anulares. Os autores mostraram que em poços produtores de petróleo, a variação axial de temperatura ao longo dos anulares geralmente é pequena, fazendo com que a convecção natural de calor deva ser modelada corretamente.

Chiu e Thakur (1991) notaram que apesar da grande quantidade de modelos analíticos desenvolvidos para calcular a transferência de calor em poços, todos os trabalhos até então admitiam uma geometria de poços verticais e condições ideais de injeção. Deste modo, os autores desenvolveram um método semi-empírico para determinar a transferência de calor em poço direcionais e com mudanças nas condições de injeção, como pressão, temperatura e título do fluido injetado. Foi usado o modelo de Beggs e Brill (1973) para os escoamentos multifásicos e foi proposta uma nova função transiente de condução de calor empírica própria para poços direcionais.

Os trabalhos revisados até este ponto nesta seção baseiam-se em modelos *black-oil*, ou seja, não consideram as variações das fases líquida e vapor com a pressão. Pourafshary *et al.* (2009) propôs um modelo composicional capaz de prever perfis de pressão, velocidade e temperatura ao longo do poço. Este modelo foi acoplado com um simulador de reservatório para calcular as variações na composição do fluido sendo produzido.

Hasan e Kabir (2012) criaram um modelo unificado para quantificar a transferência de calor em poços considerando vários aspectos reais, como características da perfuração e da completação do poço e a presença e controle da deposição de sólidos. Os autores consideraram a formação como um meio infinito, onde o gradiente geotérmico inicial permanece inalterado.

Cheng *et al.* (2011) desenvolveram um novo modelo de transferência de calor para a formação levando em conta a capacidade térmica do poço, criando assim uma nova expressão analítica para a função transiente de condução de calor. Observou-se que a capacidade térmica do poço tem uma influência significativa em pequenos tempos adimensionais. Nian *et al.* (2014) compararam alguns modelos tradicionais de transferência

de calor para a formação com o modelo proposto por Cheng *et al.* (2011), mostrando assim a importância da capacidade térmica do poço para o cálculo de transferência de calor do poço.

## 2.4 Aumento de pressão anular

Como já mencionado, o aumento de pressão anular (APB) é um fenômeno inerente aos poços com anulares confinados. Apesar de ter sido ignorado pela indústria por muitos anos (Moe e Erpelding, 2000), o APB recebeu muita atenção nas últimas duas décadas devido a incidentes ocorridos no Golfo do México (Bradford *et al.*, 2002; Ellis *et al.*, 2002; Gosch *et al.*, 2002; Pattillo *et al.*, 2006; e Pattillo *et al.*, 2007).

O APB é causado pela expansão dos fluidos anulares devido a um aumento de temperatura, frequentemente provocado pela transferência de calor dos hidrocarbonetos sendo produzidos pelo poço. No entanto, Pattillo *et al.* (2006) mostraram que o APB também pode prejudicar a estrutura do poço na fase de perfuração. O aumento de pressão nos anulares é o resultado líquido da diferença entre a expansão térmica dos fluidos anulares e a deformação dos revestimentos. Este aumento de pressão também pode ser aliviado através da retirada de parte do fluido (por exemplo, pela cabeça do poço), ou por vazamentos para a formação através de sapatas abertas, porém isto somente é possível em anulares não confinados.

Moe e Erpelding (2000) e Ellis *et al.* (2002) elucidaram os fenômenos físicos por trás do APB. Moe e Erpelding (2000) explicaram que o aumento de temperatura do sistema causado pelo contraste de temperaturas entre a instalação e a produção do poço é a principal causa deste fenômeno, e apesar do APB ter sido observado desde o século 19, somente nas últimas décadas que este fenômeno vêm chamando atenção, já que os poços estão cada vez mais profundos, atingindo reservatórios mais quentes e produzindo em vazões mais altas. Os autores também mostraram equações fundamentais e fizeram algumas sugestões de como mitigar este problema.

Ellis *et al.* (2002) aprofundaram mais no assunto, apresentando um exemplo real onde o aumento de pressão no anular causou o colapso do tubo do poço *Marlin A-2*. Equações fundamentais para o cálculo de APB foram apresentadas com foco no comportamento não-linear da pressão do fluido anular com o seu aumento de temperatura a densidades constantes. Resultados usando duas equações fundamentais diferentes para o APB são apresentados para ilustrar as diferenças nestas abordagens.

Um dos primeiros modelos capazes de quantificar o APB foi o descrito por Oudeman e Bacarreza (1995). Os autores mostraram que o

aumento de pressão em anulares depende da temperatura do fluido anular, do seu volume e da quantidade de fluido dentro do anular, apresentando assim a seguinte equação para calcular o APB:

$$\Delta P_{an} = \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{m,V} \Delta T + \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{m,T} \Delta V + \left(\frac{\partial P}{\partial m}\right)_{V,T} \Delta m \quad (2.7)$$

Das três contribuições do APB, a de maior influência é a de expansão térmica do fluido, correspondente ao primeiro termo da Equação (2.7). Em um anular confinado, este termo pode contribuir com mais de 80% do valor final do APB (Hasan *et al.*, 2010), enquanto o termo de variação do volume do anular (segundo termo) equivale ao restante, já que em um anular confinado não há variação da quantidade de seu fluido (terceiro termo).

Deste modo, para se calcular o APB em um poço com anulares confinados, precisa-se de um modelo apropriado para o comportamento PVT dos fluidos anulares, um modelo térmico para o poço, condições de contorno apropriadas para a deformação das camadas do poço, além de um método numérico eficiente (Sathuvalli *et al.*, 2005).

Adams (1991) notou que os métodos que analisam apenas o revestimento de interesse, considerando todas as outras camadas do poço como rígidas (*single-string*), não são adequados para problemas mais complexos, como aqueles envolvendo aquecimentos dos poços e dos fluidos anulares. Deste modo, criou-se um método de análise de todas as camadas do poço simultaneamente (*multistring*), onde a tensão em uma camada do poço influencia nos cálculos das outras.

Halal e Mitchell (1994) desenvolveram um modelo *multistring* capaz de prever o aumento de pressão nos anulares, adotando o modelo de Mitchell e Wedelich (1989) para a parte térmica e o de Timoshenko e Goodier (1969) para a estrutural. Além disso, propuseram equações para a expansão do fluido anular através da sua conservação de massa e o comportamento da sua densidade em função da pressão e temperatura. O modelo térmico é calculado separadamente, enquanto os modelos de expansão do fluido anular e deformação do poço são acoplados pela pressão e devem ser resolvidos simultaneamente.

Halal e Mitchell (1994) observaram que, quando comparado com seu modelo *multistring*, modelos *single-string* superestimam o APB em até 30%, enquanto modelos que consideram a deformação de todos os componentes do poço, inclusive o cimento (*flexible single-string*), subestimam o APB em até 28%.

Sathuvalli *et al.* (2005) criaram um método simples para analisar poços susceptíveis ao APB. O método se baseou no modelo de

transferência de calor de Ramey (1962) e na correlação empírica de Sagar *et al.* (1991) para o escoamento multifásico. Simplificações acerca da geometria do problema simplificaram os cálculos estruturais do poço. Os autores ilustraram aplicações do modelo envolvendo técnicas de mitigação de APB, como espumas sintéticas e o uso de gases nitrogenados.

Hasan *et al.* (2010) observaram que a abordagem *multistring* clássica é suficiente para prever a maioria dos problemas causados pelo aumento de pressão no poço, porém complicações decorrentes do APB podem surgir em operações diárias de um poço de petróleo. Deste modo, comparou-se o uso de dois modelos de transferência de calor para a formação, um semi-transiente (escoamento em regime permanente dentro de tubo, mas em regime transiente de transferência de calor para a formação) e um completamente transiente. Os autores verificaram que o monitoramento em tempo real da pressão e da temperatura no poço e o uso de modelos transientes facilitam o controle do APB. Notou-se também que a pressão e a temperatura na cabeça do poço e nos anulares são relacionadas com o fluxo de hidrocarbonetos, e esses dados podem ser usados para prever o APB. Por fim, os autores concluíram que os modelos transientes são melhores para prever APB em pequenos tempos de produção, permitindo assim que o operador de poço tenha mais tempo para usar técnicas de mitigação.

Yin e Gao (2014) propuseram melhorias em modelos já existentes na literatura ao considerarem a variação dos coeficientes de expansão térmica e compressibilidade dos fluidos anulares com a temperatura. Devido à dificuldade de se obter propriedades termodinâmicas de fluidos de perfuração sintéticos, água de torneira foi usada para modelar a dependência de certos coeficientes com a temperatura (Williamson *et al.*, 2003). Deste modo, Yin e Gao (2014) mostraram que os métodos atuais de projeto de revestimentos não eram apropriados para poços de alta pressão e temperatura, e que os valores de APB também dependem da temperatura inicial do sistema, isto é, quanto maior a temperatura inicial do sistema, maior será o valor do APB para a mesma variação de temperatura.

Hafemann (2015) propôs um método de cálculo de APB para poços verticais, no qual se adotou o mesmo modelo estrutural de Halal e Mitchell (1994). Para o cálculo do aumento de temperatura do sistema, usou-se um modelo térmico baseado no trabalho de Hasan e Kabir (2012), mas com o modelo de Cheng *et al.* (2011) para a resposta transiente da formação. Os modelos térmicos e de aumento de pressão são resolvidos simultaneamente, com todas as propriedades dos fluidos sendo calculados por um *software* comercial, com exceção da compressibilidade e expansibilidade dos fluidos anulares, que são consideradas constantes.

## 2.5 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de um modelo para estimar o aumento de pressão em anulares de poços de petróleo. Para tanto, usou-se o modelo de Hafemann (2015) como base do modelo matemático dos fenômenos termofísicos dentro do tubo de produção, de modo a descrever corretamente o escoamento e a transferência de calor no poço. A parte hidrodinâmica do modelo pode usar modelos mecanicistas ou correlações empíricas para o cálculo do escoamento bifásico no tubo de produção, dependendo da necessidade do usuário. O modelo de troca de calor é semi-transiente, levando em consideração todos os fenômenos relevantes, como efeitos de energia cinética, variação das propriedades físicas e a apropriada modelagem da transferência de calor na região anular. Usou-se também funções transientes de condução de calor para a formação compatíveis com a necessidade do problema.

Para o cálculo de APB, usou-se um modelo próprio, análogo ao de um vaso de pressão, acoplado ao modelo estrutural de Timoshenko e Goodier (1969), para contabilizar as deformações do poço, levando em consideração a geometria do poço e as propriedades da formação rochosa. As propriedades de todos os fluidos, inclusive os coeficientes de expansividade e compressibilidade dos fluidos anulares, são calculadas em função da sua composição, pressão e temperatura local.

Deste modo, o presente trabalho focou-se em reestruturar o modelo de Hafemann (2015) de modo a torná-lo mais robustos e capaz de ser usado em poços direcionais. Desenvolveu-se um modelo próprio de cálculos de APB, usando uma abordagem global, que foi capaz de contornar algumas limitações do modelo de Hafemann (2015).

Para auxiliar na conclusão do objetivo principal do trabalho, os seguintes objetivos específicos foram definidos:

- Simular dois poços reais, um vertical e outro direcional, de modo a se ter uma maior confiabilidade dos resultados obtidos pelo modelo;
- Comparar os resultados do modelo com o *software* comercial WellCat™ (WellCat, 2006), para poder comparar a concordância do modelo proposto com resultados típicos obtidos na indústria;
- Estimar como a qualidade dos dados de entrada usados no modelo podem afetar nos resultados obtidos.

Para a modelagem matemática do poço foram utilizadas diversas correlações para obter a distribuição de pressão e temperatura, tanto da região anular, quanto do tubo de produção. O modelo foi implementado no *software* Matlab® (Matlab, 2014), onde foi possível o uso de diversas rotinas que trabalhassem de forma conjunta para realizar os diversos cálculos necessários para a obtenção do aumento de pressão nos anulares.

A seguir, apresenta-se em detalhes as diferentes partes do modelo desenvolvido nesse trabalho.

### 3.1 Geometria básica do problema

Para a simulação de um poço de petróleo com o modelo proposto, é preciso primeiramente entender alguns aspectos fundamentais. A Figura 3.1 apresenta um diagrama de um poço de petróleo *offshore* com as principais informações necessárias para os cálculos do modelo proposto.

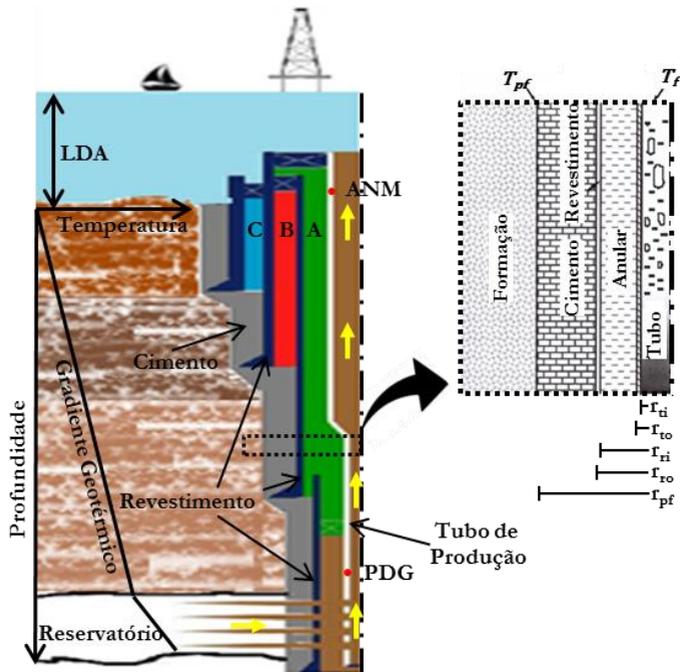


Figura 3.1 - Diagrama simplificado de um típico poço *offshore*.

Na Figura 3.1 pode-se observar o gradiente geotérmico da formação rochosa, a lâmina d'água e os três anulares do poço. Estas informações serão usadas para o cálculo do estado inicial do poço, já que antes da produção iniciar, na fase de instalação, o poço se encontra em equilíbrio térmico com a formação rochosa. Deste modo, as distribuições iniciais de temperatura e pressão no poço são assumidos como sendo igual ao gradiente geotérmico e às pressões hidrostáticas dos anulares, respectivamente. A condição inicial do poço é fundamental para o modelo de aumento de pressão no anular, que será explicado na Seção 3.5.

Também na Figura 3.1, observa-se o PDG (*Permanent Downhole Gauge*) e a ANM (Árvore de Natal Molhada), que são onde os sensores capazes de medir pressão e temperatura dentro do tubo de produção são instalados. Frequentemente há a presença de outros sensores na cabeça do poço capazes de realizar medições nos anulares, porém, as medições no fundo do poço são limitadas ao PDG.

Deste modo, o modelo proposto resolve o escoamento no tubo de produção do PDG até a cabeça do poço (ANM), através da integração dos volumes de controle diferenciais. Assim, as condições medidas no PDG são tomadas como ponto de partida do modelo, ou seja, a pressão e temperatura medida no fundo do poço são consideradas condições de contorno para os cálculos do balanço de quantidade de movimento e energia do hidrocarboneto produzido. As equações de balanços no tubo de produção serão mais aprofundadas nas seções seguintes.

Por fim, a Figura 3.1 mostra uma seção do poço para demonstrar variáveis importantes para o entendimento do modelo matemático mostrado neste Capítulo, como a temperatura do fluido dentro do tubo de produção ( $T_f$ ) e a temperatura da interface do poço com a formação ( $T_{pf}$ ). Mostra-se também os raios internos e externos do tubo de produção ( $r_{ti}$  e  $r_{to}$ ), os raios internos e externos do revestimento ( $r_{ri}$  e  $r_{ro}$ ) e o raio da interface do poço com a formação ( $r_{pf}$ ). Estas variáveis serão muito importantes para o modelo térmico, explicado na Seção 3.3.

### 3.2 Modelo hidrodinâmico

Devido às condições termodinâmicas do reservatório e à composição da mistura de hidrocarbonetos, é comum a presença apenas de uma fase líquida no fundo do poço. Para tanto, um modelo de escoamento monofásico deve ser usado para calcular as variáveis hidrodinâmicas. Em escoamentos ascendentes em poços, a pressão sempre diminui na direção do escoamento. Deste modo, à medida que os hidrocarbonetos se aproximam da cabeça do poço, o ponto de bolha pode ser atingido,

fazendo com que um escoamento líquido-vapor ocorra e um modelo para o escoamento multifásico seja necessário.

Como visto anteriormente, há uma grande variedade de modelos multifásicos presente na literatura. Neste trabalho, modelos empíricos mais generalizados foram priorizados, de modo que o método como um todo ficasse mais robusto e com cálculos mais rápidos. Modelos mecanicistas também foram implementados, e podem ser usados de acordo com a necessidade do problema, porém eles não serão discutidos nesta dissertação e podem ser vistos nos trabalhos de Hafemann (2015) e Ferreira (2017).

### 3.2.1 Escoamento monofásico

A base dos cálculos para o escoamento monofásico de fluidos em tubulações é a conservação da quantidade de movimento e de massa. Partindo da equação da conservação de massa para um determinado volume de controle em um escoamento unidimensional em tubulações, sabe-se que para um duto de seção constante tem-se:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v) = 0 \quad (3.1)$$

onde  $\rho$  é a massa específica do fluido. Devido às escalas de tempo do escoamento em poços, pode-se considerar o escoamento dentro do tubo de produção como em regime permanente, impossibilitando o acúmulo de massa no volume de controle, fazendo com que a Equação (3.1) possa ser simplificada.

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial z} = 0 \quad (3.2)$$

A soma de forças aplicadas ao volume de controle, mostradas na Figura 3.2, é igual à variação da quantidade de movimento no elemento. As forças atuantes são devidas à pressão ( $P$ ), atrito ( $F_{at}$ ) e gravidade ( $g$ ). Sabendo que a força de atrito em termos do comprimento diferencial é  $dF_{at} = \tau \pi D$ , pode-se escrever a equação unidimensional da quantidade de movimento da seguinte forma:

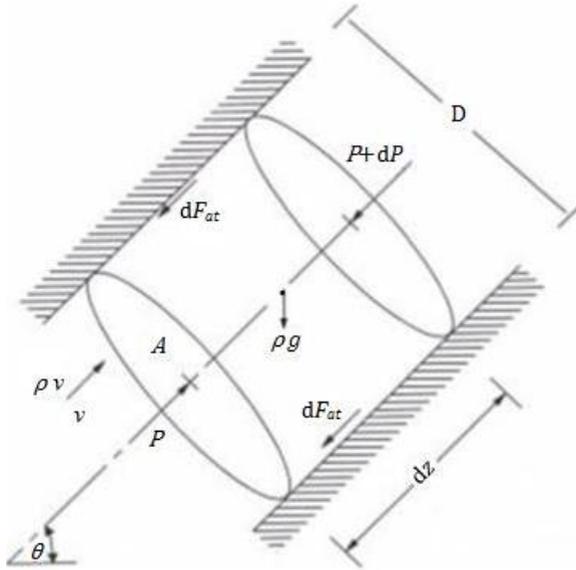


Figura 3.2 – Balanço de forças para um elemento do fluido.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v v) = -\frac{\partial P}{\partial z} - \tau \frac{\pi D}{A} - \rho g \sin \theta \quad (3.3)$$

onde  $\tau$  é a tensão cisalhante na parede,  $\theta$  é a inclinação da tubulação e  $D$  é o diâmetro da tubulação. Considerando o escoamento em regime permanente, combinando as Equação (3.2) e (3.3) e resolvendo para o gradiente de pressão, obtém-se:

$$\frac{dP}{dz} = -\tau \frac{\pi D}{A} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{dv}{dz} \quad (3.4)$$

A Equação (3.4) mostra que o gradiente de pressão ao longo da tubulação é devido a efeitos de atrito, gravidade e aceleração. De acordo com Brill e Mukherjee (1999), o termo referente à parcela gravitacional é dominante nos escoamentos em poços, sendo responsável por 80 a 95% do gradiente de pressão, enquanto o termo de atrito corresponde a cerca de 5 a 20% e o termo relativo à aceleração é desprezível, sendo relevante apenas em casos específicos, como em mudanças da seção transversal da tubulação ou na presença de uma fase compressível a baixas pressões.

Para auxiliar na análise da queda de pressão por atrito, pode-se definir um fator de atrito (adimensional) como a razão da tensão cisalhante na parede pela energia cinética do fluido por unidade de volume.

$$f' = \frac{\tau}{(\rho v^2)/2} \quad (3.5)$$

onde  $f'$  é o fator de atrito de Fanning. Neste trabalho, usou-se o fator de atrito de Moody, também conhecido como fator de atrito de Darcy, que é representado por  $f$  e é quatro vezes maior que o fator de atrito de Fanning. Assim, a Equação (3.5) pode ser resolvida para a tensão cisalhante na parede, usando o fator de atrito de Moody:

$$\tau = f \frac{\rho v^2}{8} \quad (3.6)$$

Com o auxílio da Equação (3.6), pode-se definir uma expressão para a queda de pressão por atrito.

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{atr} = \tau \frac{\pi D}{A} = \left(\frac{f \rho v^2}{8}\right) \left(\frac{\pi D}{\pi d^2/4}\right) = f \frac{\rho v^2}{2D} \quad (3.7)$$

O cálculo do fator de atrito depende do regime de escoamento presente na tubulação. Para o escoamento laminar desenvolvido, o fator de Moody pode ser obtido pela expressão:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (3.8)$$

com  $Re$  sendo o número de Reynolds, definido por  $Re = \rho v d / \mu$ , onde  $\mu$  representa a viscosidade dinâmica ou absoluta do fluido. Já para escoamentos turbulentos, usou-se a equação empírica de Colebrook (1939), descrita a seguir:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{K}{3,7D} + \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right) \quad (3.9)$$

onde  $K$  é a rugosidade da tubulação. Neste trabalho usou-se o valor de 15  $\mu\text{m}$  para a rugosidade do tubo de produção, mas este valor pode variar significativamente devido às alterações na superfície da parede da tubulação, como deposição de parafinas, formação de hidratos, corrosão ou erosão. Como já foi comentado, para a maioria dos poços, a queda de pressão devido ao atrito é pequena comparada com a gravitacional, fazendo com que erros no valor da rugosidade não sejam críticos ao se calcular a queda de pressão total do escoamento.

### 3.2.2 Escoamento bifásico

Um dos motivos do escoamento bifásico ser muito mais complexo que o monofásico é que os dois fluidos escoando “competem” pela mesma área disponível, ou seja, para modelar o escoamento bifásico precisa-se conhecer a fração da área da seção transversal ocupada por cada fase. Portanto, é preciso entender os mecanismos que determinam a transferência de quantidade de movimento entre as fases.

Dos diversos modelos que podem ser encontrados na literatura, dentre os mais generalizados, ou seja, aqueles que podem ser usados para maiores faixas de operação (tanto em vazão, diâmetro da tubulação, quanto em padrão de escoamento), destaca-se os modelos de fluidos (ou fases) separados.

Como já mencionado anteriormente, o modelo de fluidos separados mais usado pela indústria petrolífera é o de Hagedorn e Brown (1965), devido a seus bons resultados para queda de pressão em poços. Seu grande uso se deve ao fato de que, apesar das aparentes limitações do modelo, este pode ser extrapolado para condições mais amplas que a prevista originalmente pelos autores. Isto se justifica pelo grande número de dados experimentais usados ao desenvolver o modelo e por este ser, na sua maior parte, baseado em números adimensionais. A equação para o cálculo do gradiente de pressão é proposta da seguinte maneira:

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{f\rho_n^2 v_m^2}{2\rho_s D} + \rho_s g \sin \theta + \rho_s v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (3.10)$$

onde  $v_m$  corresponde à velocidade da mistura, que é a soma das velocidades superficiais de cada fase:

$$v_m = v_{sL} + v_{sG} \quad (3.11)$$

As massas específicas usadas na Equação (3.10) são denominadas de massa específica com escorregamento (*slip*) e sem escorregamento (*no-slip*), e são obtidas em função das massas específicas do líquido,  $\rho_L$ , e do gás,  $\rho_G$ :

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L) \quad (3.12)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L) \quad (3.13)$$

onde  $\lambda_L$  é a fração de líquido sem considerar o escoamento entre as fases. Essa fração de líquido pode ser calculada analiticamente pelas vazões volumétricas *in-situ* da seguinte forma:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_G} \quad (3.14)$$

Já a fração volumétrica considerando o escorregamento entre as fases ( $H_L$  - *liquid holdup*) é comumente calculada por correlações empíricas. Neste modelo foi usado um método gráfico que correlaciona os quatro grupos adimensionais propostos por Duns e Ros (1963), o número da velocidade do líquido, da velocidade do gás, do diâmetro da tubulação e da viscosidade do líquido.

$$N_{Lv} = v_{SL} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g\sigma_L}} \quad (3.15)$$

$$N_{Gv} = v_{SG} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g\sigma_L}} \quad (3.16)$$

$$N_D = D \sqrt[4]{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}} \quad (3.17)$$

$$N_L = \mu_L \sqrt[4]{\frac{g}{\rho_L \sigma_L^3}} \quad (3.18)$$

onde  $\sigma_L$  é a tensão superficial do líquido. Estes números adimensionais podem ser usados através do método gráfico, como pode ser visto nas Figura 3.3 até a Figura 3.5, ou por forma de equações, como descrito no trabalho de Guo *et al.* (2007) e Hafemann (2015).

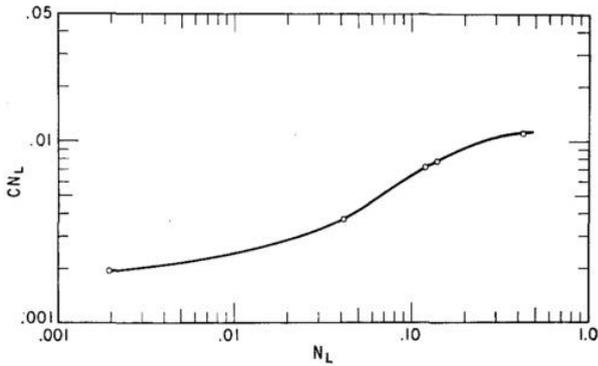


Figura 3.3 – Correlação para o número de viscosidade corrigido (Hagedorn e Brown, 1965).

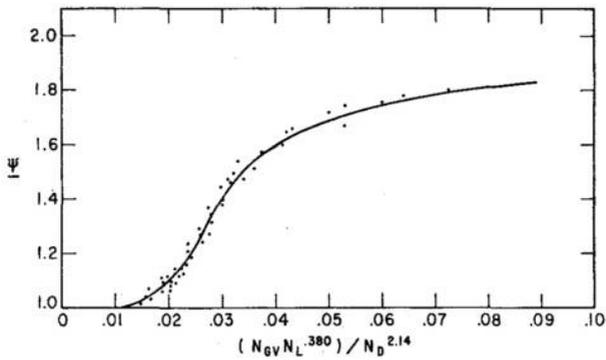


Figura 3.4 - Correlação para o número de correção secundário (Hagedorn e Brown, 1965)

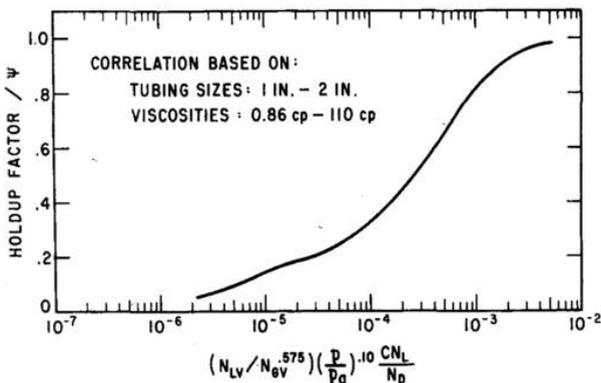


Figura 3.5 - Correlação para a fração de líquido (Hagedorn e Brown, 1965).

Como pode ser visto na Figura 3.5, o resultado do modelo de Hagedorn e Brown (1965) para a fração de líquido é dividido por um fator secundário de correção  $\psi$ . Para o cálculo do valor da abcissa desta figura, precisa-se do valor de  $CN_L$ , que corresponde ao número de viscosidade corrigido, que por sua vez pode ser obtido pela Figura 3.3. Uma vez que o valor da fração de líquido é obtido, pode-se calcular a massa específica com escorregamento, pela Equação (3.12).

A fração de líquido também é necessária para o cálculo do termo de atrito da Equação (3.10), onde assume-se que o fator de atrito adimensional pode ser calculado da mesma forma que no caso monofásico. Assim,  $f$  pode ser obtido pelo diagrama de Moody (1944) ou pela Equação (3.9), mas deve-se usar um número de Reynolds para a mistura, definido pela Equação (3.19), que é função de uma nova expressão para a viscosidade da mistura:

$$Re_m = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_s} \quad (3.19)$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \mu_G^{(1-H_L)} \quad (3.20)$$

Como mencionado no Capítulo 2, algumas modificações foram propostas ao modelo original de Hagedorn e Brown (1965) para contornar suas limitações. A principal modificação feita foi na correção da fração de líquido. Em algumas ocasiões, o modelo original resulta em uma fração de líquido com deslizamento menor do que a sem deslizamento ( $H_L < \lambda_L$ ), o que é fisicamente impossível, pois o líquido não pode escoar mais rápido que o gás em escoamentos multifásicos ascendentes. Nas situações que isto ocorre, sugere-se a substituição do valor de  $H_L$  por  $\lambda_L$  nos cálculos do modelo (Hasan e Kabir, 2002).

O modelo de Hagedorn e Brown (1965) foi originalmente desenvolvido para tubos verticais, porém, como observou Ansari *et al.* (1994), este também pode ser usado para casos com pequenas inclinações sem perder sua precisão. Já para casos com inclinações mais elevadas, este modelo pode começar a apresentar erros. Desta maneira, neste trabalho, usou-se um modelo específico para escoamentos em tubulações inclinadas quando necessário, de modo a se ter uma maior confiabilidade nos resultados do modelo proposto. Visando ter um modelo com grandes faixas de aplicação, o modelo de Beggs e Brill (1973) foi utilizado, pela sua ampla base de dados experimentais.

Apesar do modelo de Beggs e Brill (1973) pertencer à mesma categoria de modelos que o de Hagedorn e Brown (1965), o primeiro sofre influência dos padrões de escoamento. Para este modelo, diferentes

constantes são usadas nas correlações dependendo do padrão de escoamento previsto. A equação para o cálculo do gradiente de pressão do modelo de Beggs e Brill (1973) se dá pela seguinte equação.

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{f_m \rho_n v_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta + \rho_s v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (3.21)$$

Há duas incógnitas que não podem ser facilmente calculadas para a obtenção do gradiente de pressão: o fator de atrito da mistura,  $f_m$ , e a fração de líquido com escorregamento,  $H_L$ , que está implícita no cálculo das massas específicas com escorregamento. Para o cálculo da fração de líquido com escorregamento, Beggs e Brill (1973) desenvolveram um método para sistemas horizontais, e propuseram modificações neste método para englobar outras inclinações. Assim, um mapa empírico foi desenvolvido para prever o padrão de escoamentos horizontais. Após alguns anos, Brill e Beggs (1991) modificaram o mapa original para incluir uma zona de transição. O mapa corrigido pode ser visto na Figura 3.6.

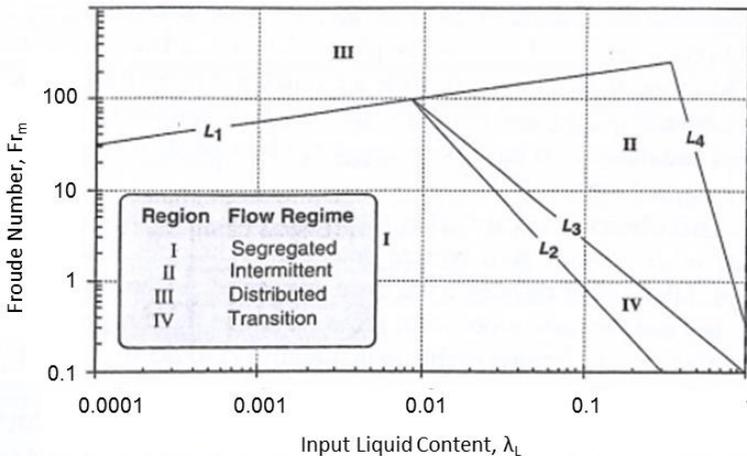


Figura 3.6 - Mapa de escoamento horizontal de Beggs e Brill (Shoham, 2006).

Como pode ser visto na Figura 3.6, o mapa de padrões de escoamento para sistemas horizontais de Beggs e Brill é baseado na fração de líquido sem escorregamento e no número de Froude da mistura, definido por:

$$Fr_m = \frac{v_m^2}{gD} \quad (3.22)$$

Os parâmetros de transição do mapa são definidos por:

$$L_1 = 316\lambda_L^{0,302} \quad (3.23)$$

$$L_2 = 0,0009252\lambda_L^{-2,4684} \quad (3.24)$$

$$L_3 = 0,1\lambda_L^{-1,4516} \quad (3.25)$$

$$L_4 = 0,5\lambda_L^{-6,738} \quad (3.26)$$

A Tabela 3.1 mostra as relações usadas para determinar os padrões de escoamento definidos na Figura 3.6. Vale frisar que estes padrões de escoamentos calculados são somente um parâmetro de cálculo, não fornecendo informações relevantes sobre o padrão de escoamento, a não ser que o escoamento seja horizontal.

Tabela 3.1 - Regiões limitantes do mapa de padrão de escoamento de Beggs e Brill (1973).

<b>Padrão do escoamento</b>	<b>Limites</b>
<i>Segregado (I)</i>	$\lambda_L < 0,01$ e $Fr_m < L_1$ ou $\lambda_L \geq 0,01$ e $Fr_m < L_2$
<i>Intermitente (II)</i>	$0,01 \leq \lambda_L < 0,4$ e $L_3 < Fr_m \leq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0,4$ e $L_3 < Fr_m \leq L_4$
<i>Distribuído (III)</i>	$\lambda_L < 0,4$ e $Fr_m \geq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0,4$ e $Fr_m > L_4$
<i>Transição (IV)</i>	$\lambda_L \geq 0,01$ e $L_2 \leq Fr_m \leq L_3$

A fração de líquido com escorregamento que existiria caso o escoamento fosse horizontal é calculada com a Equação (3.27) em conjunto com a Tabela 3.2.

$$H_{L(0)} = \frac{c_2 \lambda_L^{c_3}}{Fr_m^{c_4}} \quad (3.27)$$

Tabela 3.2 - Coeficientes empíricos para o cálculo da fração de líquido de Beggs e Brill (1973).

<b>Padrão do escoamento</b>	<b><math>c_2</math></b>	<b><math>c_3</math></b>	<b><math>c_4</math></b>
<i>Segregado (I)</i>	0,980	0,4846	0,0868
<i>Intermitente (II)</i>	0,845	0,5351	0,0173
<i>Distribuído (III)</i>	1,065	0,5824	0,0609

É importante frisar que, neste modelo, também há a restrição física de que a fração de líquido com escorregamento sempre deve ser maior que a sem escorregamento, ou seja,  $H_{L(\theta)} \geq \lambda_L$ . Uma vez que a fração de líquido com escorregamento é calculada para o caso base (horizontal), pode-se corrigi-la para outras inclinações por meio de um fator de correção  $\psi$ .

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\psi \quad (3.28)$$

$$\psi = 1 + \gamma[\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin^3(1,8\theta)] \quad (3.29)$$

$$\gamma = (1 - \lambda_L) \ln(c_5 \lambda_L^{c_6} N_{Lv}^{c_7} Fr_m^{c_8}) \quad (3.30)$$

Tabela 3.3 - Coeficientes empíricos para o parâmetro  $\gamma$  de Beggs e Brill (1973).

<b>Padrão do escoamento</b>	<b><math>c_5</math></b>	<b><math>c_6</math></b>	<b><math>c_7</math></b>	<b><math>c_8</math></b>
<i>Segregado ascendente</i>	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
<i>Intermitente ascendente</i>	2,960	0,3050	0,4473	0,0978
<i>Distribuído ascendente</i>	<i>Sem correção: <math>\gamma = 0</math>; <math>\psi = 1</math></i>			
<i>Escoamento descendente</i>	4,700	-0,3692	0,1244	-0,5056

Quando o padrão de escoamento se encontra na região de transição da Figura 3.6, a fração de líquido com escorregamento deve ser interpolada entre a fração segregada e a intermitente da seguinte forma:

$$H_{L(\theta)Tr} = C H_{L(\theta)Seg} + (1 - C)H_{L(\theta)Int} \quad (3.31)$$

$$C = \frac{L_3 - Fr_m}{L_3 - L_2} \quad (3.32)$$

Já para o cálculo do fator de atrito da mistura, deve-se primeiro calcular o fator de atrito sem considerar o escorregamento entre as fases. Para tanto, usa-se a Equação (3.9) com o número de Reynolds sem

escorregamento, definido pela Equação (3.33). Com isso pode-se obter o fator de atrito da mistura com as Equações (3.34) - (3.36).

$$Re_n = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \quad (3.33)$$

$$f_m = f_n e^s \quad (3.34)$$

$$s = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725(\ln y)^2 + 0,01853(\ln y)^4} \quad (3.35)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_{L(\theta)}]^2} \quad (3.36)$$

Visto que a Equação (3.35) apresenta descontinuidade em  $y = 1,016$ , usa-se outra expressão para assegurar que a correlação irá resultar  $s = 0$  quando  $y = 1$ . Assim, usa-se a Equação (3.37) quando  $1 \leq y < 1,2$ .

$$s = \ln(2,2y - 1,2) \quad (3.37)$$

Assim como o modelo de Hagedorn e Brown (1965), este modelo também sofreu alterações com o passar do tempo. A principal foi devida a Payne *et al.* (1979), que notaram que o método de Beggs e Brill (1973) superestimava a queda de pressão em poços através de erros na fração de líquido. Deste modo, Payne *et al.* (1979) propuseram fatores de correção para escoamentos ascendentes, mas sempre limitando  $H_{L(\theta)}$  a ser maior ou igual a  $\lambda_L$ .

$$H_{L(\theta)} = 0,924 H_{L(\theta)} \quad (3.38)$$

A correlação de fluidos separados de Chexal *et al.* (1992) e o modelo mecanicista GRAMP2, proposto por Barbosa e Hewitt (2006), também foram implementados no código computacional deste trabalho, de modo a aumentar a sua aplicabilidade. Uma explicação detalhada destes métodos seria muito extensa e fugiria do escopo desta dissertação, mas ambos os modelos já foram muito bem detalhados em outros trabalhos, como o de Hafemann (2015), Ahmad *et al.* (2013), Wolf (2012) e Barbosa e Hewitt (2006). Devido à sua alta demanda computacional, e à proximidade de resultados com as correlações empíricas apresentadas anteriormente, como mostrado por Hafemann (2015) e Ansari *et al.* (1994), essas correlações não foram usadas nas comparações efetuadas neste trabalho.

### 3.3 Modelo térmico

Segundo Ramey (1962), os fenômenos dentro do poços têm uma escala de tempo muito rápida quando comparada com a escala de tempo do fluxo de calor para a formação, permitindo o uso de uma solução em regime permanente dentro do tubo de produção. Assim, a equação da energia para o fluido dentro do tubo pode ser simplificada para a seguinte forma.

$$\frac{d\hat{h}}{dz} = \frac{Q}{w} - g \operatorname{sen} \theta - v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (3.39)$$

em que  $w$  é o fluxo de massa,  $Q$  é a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento e  $\hat{h}$  é a entalpia específica. A solução do modelo térmico dentro da tubulação é dada pela integração da equação da energia. Deste modo, o fluxo de calor por unidade de comprimento é obtido por meio de um modelo de resistências térmicas unidimensional radial, onde cada camada do poço é associada a uma resistência térmica. Com isso, pode-se definir um coeficiente global de troca de calor com base no raio externo do tubo de produção ( $r_{to}$ ), entre as temperaturas do fluido no interior do tubo de produção e da interface do poço com a formação.

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_{pf}) \quad (3.40)$$

Para auxiliar na explicação do cálculo do coeficiente global de troca de calor, mostra-se um exemplo na Figura 3.7. Esta figura é similar à seção do poço apresentado no Capítulo 3.1, e conta com apenas um anular, tubo de produção, revestimento e cimentação. O circuito térmico considerado para este exemplo pode ser visto na Figura 3.8, e seu coeficiente global de troca de calor associado, baseado na área externa do tubo de produção, pode ser obtido pela Equação (3.41).

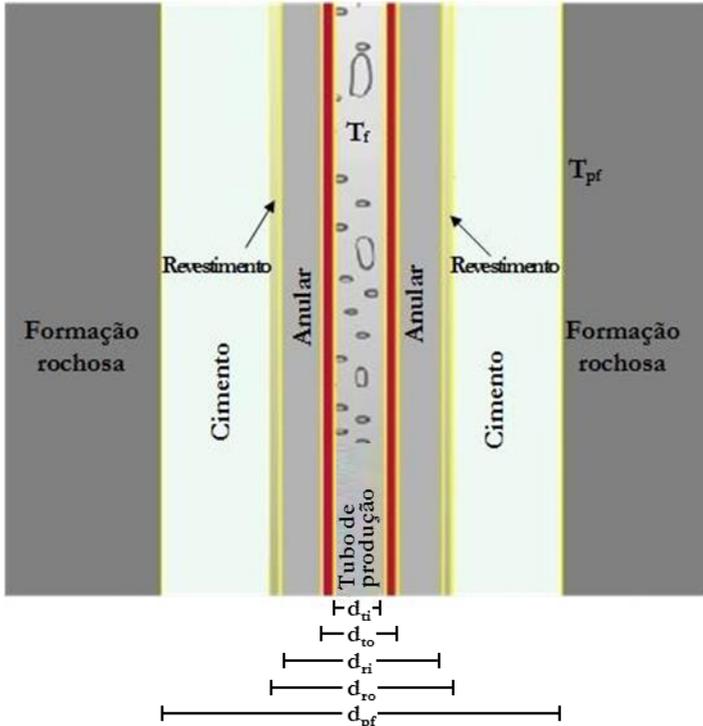


Figura 3.7 - Exemplo de uma geometria de um poço (Adaptado de Hasan e Kabir, 2012).

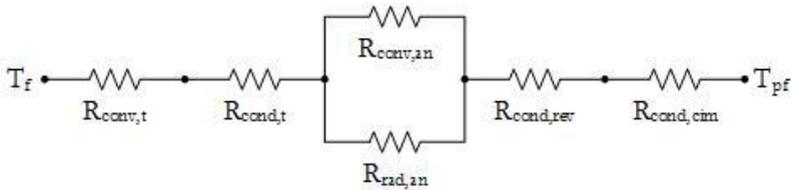


Figura 3.8 - Associação de resistências para a geometria do poço exemplificada.

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti}h_c} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_t} + \frac{1}{(h_a + h_{rad})} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ro}}{r_{ri}}\right)}{k_{rev}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{pf}}{r_{ro}}\right)}{k_{cim}} \quad (3.41)$$

onde  $h_c$  é o coeficiente de transferência de calor por convecção dentro do tubo,  $h_a$  e  $h_{rad}$  são os coeficientes de transferência de calor por convecção

natural e radiação no anular.  $k_t$ ,  $k_{rev}$  e  $k_{cim}$  são as condutividades térmica do tubo, revestimento e cimento, respectivamente.

As condutividades térmicas das diferentes estruturas do poço foram obtidas de dados da literatura (Hasan e Kabir, 2012), e serão apresentados em maiores detalhes no próximo capítulo, juntamente com os dados de simulação dos poços (dados de campo). Os coeficientes de transferência de calor foram determinados usando diferentes correlações, que são descritos nas próximas subseções.

### 3.3.1 Tubo de produção

Para o cálculo do coeficiente de transferência de calor por convecção dentro do tubo de produção, foram usados dois modelos diferentes, um para o caso monofásico e outro para o caso bifásico. Para a convecção forçada de um escoamento monofásico turbulento, a correlação de Sieder e Tate (1936) foi usada, como é descrita na Equação 3.42. Esta correlação é a extensão da equação de Dittus-Boelter (1930), considerando a variação de propriedades na direção radial, fazendo com que a equação fique implícita, já que a viscosidade do fluido varia com o coeficiente de convecção.

$$h_c = 0,023 \left( \frac{k_L}{D} \right) Re_L^{0,8} Pr_L^{1/3} \left( \frac{\mu_L}{\mu_w} \right)^{0,14} \quad (3.42)$$

Na Equação (3.42), todas as propriedades são calculadas na temperatura média da mistura local, com exceção de  $\mu_w$ , que é a viscosidade do fluido na temperatura da parede.

Para o cálculo do coeficiente de transferência de calor bifásico, usou-se o modelo de ebulição convectiva de Chen (1966), mas sem o termo de ebulição nucleada, fazendo com que o modelo apresente a seguinte forma:

$$h_c = 0,023 \left( \frac{k_L}{D} \right) Re_L^{0,8} Pr_L^{0,4} F \quad (3.43)$$

onde  $F$  é um fator de intensificação de transferência de calor pelo escoamento bifásico. Chen (1966) definiu este fator como a razão do número de Reynolds bifásico pelo número de Reynolds do líquido, mostrando empiricamente que este fator se relaciona com o parâmetro de Martinelli da seguinte forma:

$$F = \begin{cases} 1 & \text{se } X^{-1} \leq 0,1 \\ 2,35(0,213 + X^{-1})^{0,736} & \text{se } X^{-1} > 0,1 \end{cases} \quad (3.44)$$

onde o parâmetro de Martinelli é definido por:

$$X = \left( \frac{1-x}{x} \right)^{0,9} \left( \frac{\rho_G}{\rho_L} \right)^{0,5} \left( \frac{\mu_L}{\mu_G} \right)^{0,1} \quad (3.45)$$

### 3.3.2 Anulares

Na maioria dos poços produtores de hidrocarbonetos, a diferença de temperatura através do anular é pequena, e a transferência de calor por convecção acaba se tornando importante (Hasan e Kabir, 1994). Em alguns casos específicos, como poços com injeção de vapor ou produção geotérmica, a grande diferença de temperatura entre o tubo de produção e o fluido anular pode fazer com que a radiação também tenha um papel muito importante na transferência de calor no anular.

O coeficiente de transferência de calor por radiação pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$h_{rad} = \frac{\sigma_{SB}(T_{int} + T_{ext})(T_{int}^2 + T_{ext}^2)}{\frac{1}{\epsilon_{int}} + \frac{r_{int}}{r_{ext}} \left( \frac{1}{\epsilon_{ext}} - 1 \right)} \quad (3.46)$$

onde  $\sigma_{SB}$  é a constante de Stefan-Boltzmann,  $\epsilon$  é a emissividade e os subscritos *int* e *ext* correspondem às superfícies interna e externa do anular. Valores precisos de emissividade são muito difíceis de serem obtidos, pois dependem do acabamento da superfície, fator de forma, corrosão e deposição de sólidos na superfície. Porém, erros provenientes dessa variável não afetam muito os resultados finais, já que na maioria dos poços de hidrocarbonetos a radiação nos anulares não é muito expressiva. Deste modo, valores provenientes da literatura apontam para uma emissividade de 0,68 para uma tubulação típica usada em poços.

A convecção natural nos anulares é muito difícil de ser modelada, pois a grande maioria dos estudos encontrados na literatura foram feitos em cavidades de pequenas razões de aspecto (altura/espessura), e não se pode extrapolar esses modelos para as proporções de um poço real sem perder precisão. Alguns autores, como Hasan e Kabir (2002), propõem fatores de correções baseados em dados experimentais de poços de petróleo, mas mesmo assim faltam estudos específicos e modelos que

corretamente descrevem a física da convecção natural em anulares com razões de aspecto próximas a de um poço real.

Tendo isso em vista, a correlação usada neste trabalho foi desenvolvida por Zhou (2013), que desenvolveu um modelo híbrido que combina o modelo de Holman (1981) com o de Dropkin e Somerciales (1965) para se ter um modelo mais robusto, que abrange uma maior faixa de operação. Esse modelo é descrito pela Equação (3.47).

$$h_a = \begin{cases} \frac{k_{an}}{r_{int} \log\left(\frac{r_{ext}}{r_{int}}\right)} & Ra \leq 6000 \\ \frac{0,13k_{an}Ra^{0,25}}{r_{int} \log\left(\frac{r_{ext}}{r_{int}}\right)} & 6000 < Ra \leq 5 \cdot 10^4 \\ \frac{c_9k_{an}Ra^{1/3}Pr^{0,074}}{r_{int} \log\left(\frac{r_{ext}}{r_{int}}\right)} & 5 \cdot 10^4 < Ra \leq 7,17 \cdot 10^8 \end{cases} \quad (3.47)$$

Onde  $c_9$  é um coeficiente que depende da inclinação do anular, variando de 0,069 para o caso horizontal, até 0,049 para o caso vertical.  $Ra$  é o número de Rayleigh, e é calculado com as propriedades do fluido anular na sua temperatura média.

$$Ra = \frac{\beta_{an}g\rho_{an}c_{p,an}(T_{int} - T_{ext})(r_{ext} - r_{int})^3}{\mu_{an}k_{an}} \quad (3.48)$$

Com  $\beta$  representando a expansividade térmica e  $c_p$  o calor específico à pressão constante.

### 3.3.3 Transferência de calor para a formação

Como foi citado anteriormente, a transferência de calor no poço é muito rápida quando comparada com a transferência de calor na formação, por isso adota-se a hipótese de regime permanente no tubo de produção. Porém, deve-se modelar a transferência de calor para a formação em regime transiente, o que dificulta o uso da Equação (3.40), já que a temperatura da interface do poço com a formação varia com o tempo de produção.

Para contornar este problema, realiza-se o balanço de energia na formação para resolver a equação de difusão de calor. Assumindo simetria ao redor da fonte de calor (tubo de produção), e desconsiderando a difusão

de calor na direção vertical devido ao pequeno gradiente de temperatura nesta direção, a equação da difusividade pode ser simplificar da seguinte maneira:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T_{fm}}{\partial r} \right) = \frac{c_{p,fm} \rho_{fm}}{k_{fm}} \frac{\partial T_{fm}}{\partial t} \quad (3.49)$$

onde  $T_{fm}$  é a temperatura da formação em uma profundidade qualquer, em um tempo  $t$  e a uma distância  $r$  do centro do poço. Para a resolução desta equação, deve-se fazer três hipóteses: (i) continuidade do fluxo de calor na interface entre o poço e a formação, (ii) não se considera a variação da temperatura em regiões distantes do poço, (iii) a temperatura inicial é considerada conhecida e igual ao gradiente geotérmico,  $T_{fm,i}$ . Deste modo, pode-se escrever as condições de contorno da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q = 2\pi k_{ft} \left. \frac{r \partial T_{fm}}{\partial r} \right|_{r=r_{pf}} \\ \lim_{r \rightarrow \infty} \frac{\partial T_{fm}}{\partial r} = 0 \\ \lim_{t \rightarrow 0} T_{fm} = T_{fm,i} \end{array} \right. \quad (3.50)$$

À medida que o poço produz os hidrocarbonetos, a transferência de calor do poço causa um aumento gradual na temperatura da formação, que, por sua vez, causa uma redução na taxa de transferência de calor. Dessa maneira, não se pode assumir um fluxo constante de calor, fazendo com que funções modificadas de Bessel sejam necessárias para resolver a Equação (3.49). A resolução completa da equação da energia para a formação é omitida, pois esta é muito extensa e foge do escopo do trabalho apresentado, mas a mesma pode ser encontrada no trabalho de Hasan e Kabir (1991). A solução do problema é apresentada na forma de uma temperatura adimensional:

$$T_D = (0,4063 + 0,5 \ln t_D)(1 + 0,6t_D^{-1}) \quad , t_D > 1,5 \quad (3.51)$$

$$T_D = 1,1282\sqrt{t_D}(1 - 0,3\sqrt{t_D}) \quad , t_D \leq 1,5$$

onde  $t_D$  é o tempo adimensional, definido pela Equação (3.52).

$$t_D = \frac{\alpha_{fm} t}{r_{pf}^2} \quad (3.52)$$

De modo a inserir esta resposta transiente da formação no equacionamento da transferência de calor do poço, pode-se fazer uma analogia à análise de pressão transiente de van Everdingen-Hurst (1949).

$$T_D = -\frac{2\pi k_{fm}}{Q}(T_{pf} - T_{fm,i}) \quad (3.53)$$

Trabalhando as Equações (3.53) e (3.40) de modo a eliminar a temperatura da interface do poço com a formação, pode-se definir uma equação de transferência de calor que considera a resposta transiente da formação através de um parâmetro de relaxação, que por sua vez, é função da temperatura adimensional.

$$Q = -L_R(T_f - T_{fm,i}) \quad (3.54)$$

$$L_R = 2\pi \left[ \frac{r_{to} U_{to} k_{fm}}{k_{fm} + (r_{to} U_{to} T_D)} \right] \quad (3.55)$$

Como já mencionado, há diversas outras correlações para a temperatura adimensional na literatura, como a de Chiu e Thakur (1991), que é uma correlação experimental formulada para poços direcionais e horizontais. A função empírica é válida para todos os tempos adimensionais, e a sua expressão é dada da seguinte forma:

$$T_D = 0,982 \ln(1 + 1,81\sqrt{t_D}) \quad (3.56)$$

Outras funções mais complexas também foram implementadas no código desenvolvido neste trabalho, como a de Cheng *et al.* (2011), que considera a capacidade térmica do poço e da formação, mas os casos aqui analisados apresentam um tempo adimensional fora do limite de operação desse modelo, fazendo com que os resultados obtidos através desta função apresentassem inconsistências físicas.

### 3.4 Modelo termodinâmico

Para tornar o modelo proposto mais robusto, os cálculos termodinâmicos deste projeto foram feitos através do *software* comercial Multiflash<sup>TM</sup> (Infochem/KBC, 2015). O *software* calcula as propriedades termodinâmicas e de transporte de todos os fluidos presentes no modelo, desde que a sua informação composicional seja conhecida. Além disso, o *software* é usado para fornecer os dados de entrada das relações de fechamento para a resolução das equações de energia e de quantidade de

movimento, e também é usado no modelo de APB, que será apresentado mais adiante.

Para resolver as equações de balanço de energia e de quantidade de movimento do fluido escoando dentro do tubo de produção, um *flash* P-h (pressão-entalpia) de equilíbrio local é realizado. O *flash* é um processo termodinâmico para determinar a composição de equilíbrio conhecendo-se duas propriedades de estado. Neste caso, usa-se a pressão e entalpia como dados de entrada para determinar a temperatura de saturação e o título local da mistura, que por sua vez, são usados como dados de entrada para as relações de fechamento das equações de balanço.

A composição dos fluidos escoando pelo tubo de produção é fornecida pela Petrobras através de relatórios de Análise PVT do Fluido do Poço, como pode ser visto nos Apêndices deste trabalho. A análise laboratorial do *software* permite comparar as propriedades do fluido modelado com alguns dados de laboratório presentes no relatório proveniente da Petrobras, ajustando assim o comportamento do fluido modelado com os dados experimentais. A equação de estado utilizada no *software* é a Peng-Robinson *Advanced* (PRA), pois esta é recomendada para aplicações de petroquímica.

De forma similar, as propriedades dos fluidos presentes nos anulares também são calculadas pelo Multiflash<sup>TM</sup> (Infochem/KBC, 2015), mas como não se teve acesso aos relatórios de Análise PVT dos fluidos anulares, estudos encontrados na literatura (Peliano, 2015) e simplificações foram usados para descrever a composição destes fluidos.

### 3.5 Modelo de aumento de pressão no anular (APB)

Como já apresentado, Oudeman e Bacarreza (1995) desenvolveram um modelo pioneiro para a quantificação do APB. O equacionamento deste modelo considera três contribuições principais para o aumento de pressão no anular: (i) aumento de temperatura, (ii) variação do volume do anular, (iii) variação da massa do fluido presente no anular, conseqüente de vazamentos para o leito marinho, para a formação ou para anulares adjacentes. A equação de Oudeman e Bacarreza (1995) foi mostrada no Seção 2.4, mas é apresentada novamente para facilitar o entendimento.

$$\Delta P_{an} = \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{m,V} \Delta T + \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{m,T} \Delta V + \left(\frac{\partial P}{\partial m}\right)_{V,T} \Delta m \quad (3.57)$$

A Equação (3.57) foi escrita de uma maneira mais elegante por Oudeman e Kerem (2004), como pode-se ver na Equação (3.58). Os autores observaram que o aumento da pressão pelo primeiro termo ocorre

devido à expansão térmica do fluido, e deve ser associado à expansibilidade e compressibilidade do fluido anular. Observou-se também que o termo de variação do volume do anular é induzido não apenas pelas deformações mecânicas oriundas das variações das pressões internas e externas ao anular, mas também pela expansão do tubo e dos revestimentos. Vale ressaltar que os dois últimos termos podem aumentar ou reduzir a pressão no anular, ou seja, estes aumentam o APB resultante caso ocorra um aumento da massa de fluido anular e uma redução do seu volume, e atuam diminuindo o APB resultante caso a massa de fluido anular diminua e o seu volume aumente.

$$\Delta P_{an} = \frac{\beta_{an}}{\kappa_{an}} \Delta T - \frac{\Delta V_{an}}{\kappa_{an} V_{an}} + \frac{\Delta V_{L,an}}{\kappa_{an} V_{L,an}} \quad (3.58)$$

Alguns autores entendem que a diferença entre modelos de APB está no método do cálculo do primeiro termo, já que, como visto anteriormente, este é dominante na equação, chegando a ter mais de 80% da contribuição total do aumento de pressão.

O modelo proposto neste trabalho considera as mesmas contribuições de Oudeman e Kerem (2004), mas usa-se diferentes métodos para calcular seus termos. Para o aumento de pressão devido ao aumento de temperatura, um novo método foi proposto, calculado com o auxílio do software de propriedades Multiflash<sup>TM</sup> (Infochem/KBC, 2015). Já para o termo de deformação do anular, usou-se o cálculo estrutural de Timoshenko e Goodier (1969), presente no modelo de Halal e Mitchell (1994), também usado por Hafemann (2015).

O modelo proposto é realizado em partes, ou seja, primeiramente é calculado um aumento de pressão no anular totalmente rígido e confinado, para se poder quantificar o primeiro termo da Equação (3.58), e é a partir desse aumento de pressão que o modelo de deformação de Timoshenko e Goodier (1969) consegue quantificar a deformação de cada anular. Por último, verifica-se se há a presença de vazamentos, e realizam-se iterações considerando as três contribuições até o valor final do APB estabilizar.

O modelo se inicia com a obtenção do estado dos anulares em um tempo imaginário anterior ao início da produção ( $t=0^-$  h). Ressalta-se que este tempo é diferente do tempo de 0 h presente nos gráficos dos Capítulos 4 e 5, já que o tempo 0 h representa o tempo em que a produção já foi iniciada, mas a temperatura da formação ainda não foi perturbada. Esta diferenciação é muito importante, pois no tempo 0 h o poço já apresenta um aumento de temperatura devido à produção, fazendo com que haja troca de calor e variação de pressão nos anulares, diferentemente

do tempo 0h, em que a produção ainda não se iniciou e há um equilíbrio térmico do poço com a formação.

Para a obtenção do estado inicial do poço, necessita-se da informação do volume e da temperatura média inicial de todos os anulares, assim como da massa de fluido dentro deles. Para o cálculo da temperatura média inicial dos anulares, considerou-se o equilíbrio térmico do poço com a formação, ou seja, a temperatura do poço é igual àquela fornecida pelo gradiente geotérmico da região, informado pela Petrobras. O volume inicial dos anulares também é obtido com o auxílio do operador do poço, por meio de relatórios de revestimento, cimentação e da folha executiva do poço, da qual se obtém todas as informações relevantes sobre a geometria do poço.

A quantidade exata de fluido dentro de cada anular não é tão facilmente obtida, já que esta informação nem sempre consta em relatórios. Deste modo, a massa dos fluidos anulares foi calculada com o auxílio do *software* de propriedades Multiflash™ (Infochem/KBC, 2015). Considerou-se o topo dos anulares em equilíbrio com o leito marinho, ou seja, com temperatura igual a do fundo do mar e pressão igual à hidrostática da lâmina d'água. Deste modo, calcula-se a densidade local no topo de cada anular. A partir deste ponto inicial, fez-se um processo de marcha até o fundo do poço, no qual a pressão e densidade locais são obtidas em função do gradiente geotérmico e da densidade local do ponto anterior. Integrando a densidade local ao longo de todo o poço, pode-se obter a densidade média para cada anular, assim como a massa total de seu fluido.

O estado inicial do anular é definido através de sua densidade e temperatura médias. Com isso, um aumento de pressão isocórico pode ser calculado em função do aumento de temperatura média do anular, que é obtido através do modelo térmico proposto neste trabalho. Como pode ser visto no diagrama PVT da região líquido comprimido do fluido do anular (Figura 3.9), à medida que a temperatura média do anular passa do ponto inicial (I) para um ponto qualquer em que já se iniciou a produção (II), há um aumento de pressão no anular. Contudo, devido à conservação de massa dentro do anular, o valor da densidade média não varia.

Ressalta-se que, nesta seção, usa-se a água pura como fluido anular por razões didáticas, porém esta não representa os fluidos anulares usados nesta dissertação, que serão elucidados mais adiante.

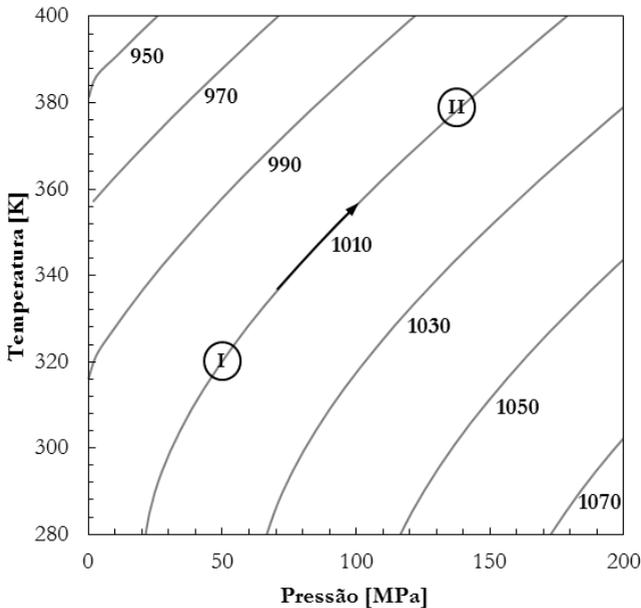


Figura 3.9 - Relação PVT da água. Linhas representam densidade em  $\text{kg}/\text{m}^3$ .  
Contribuição do APB térmico.

Esta primeira etapa do modelo de APB serve como dado de entrada para o modelo estrutural. O modelo de Timoshenko e Goodier (1969) assume simetria radial e propriedades homogêneas e isotrópicas. Este modelo considera uma análise das diferentes camadas do poço, as quais podem interagir entre si, ou seja, a deformação de um anular irá influenciar no comportamento do outro, já que diferentes camadas do poço são tratadas como estruturas não rígidas, inclusive a formação. Uma explicação mais detalhada deste modelo pode ser encontrada em Hafemann (2015) ou em Halal e Mitchell (1994).

O modelo estrutural calcula a deformação radial local ao longo de todo o comprimento dos anulares, que, por sua vez, resultará em um valor global de APB. Em outras palavras, a deformação radial é integrada em toda a extensão do anular de modo a se obter uma variação total do volume do anular. Portanto, uma dada deformação local influenciará no aumento de pressão de todo o anular, e não somente daquela região. As deformações nos anulares causam uma mudança em seus volumes, alterando também as densidades médias dos fluidos neles contidos, como pode ser visto na Figura 3.10.

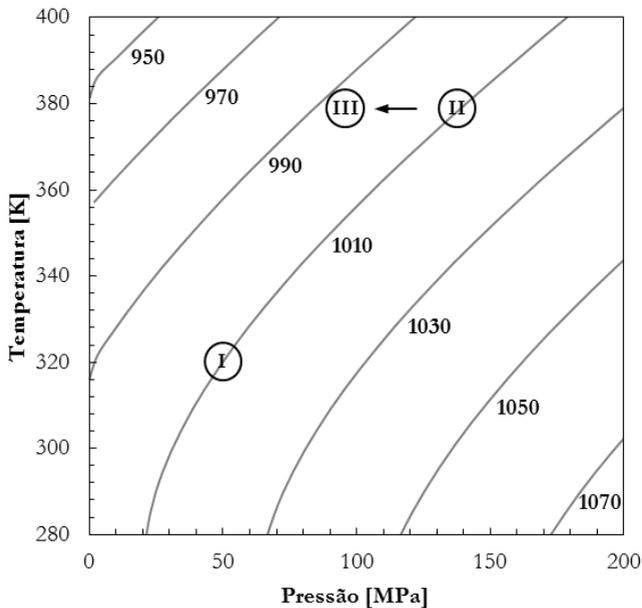


Figura 3.10 - Relação PVT da água. Linhas representam densidade em  $\text{kg}/\text{m}^3$ . Contribuição do APB estrutural.

Por último, verifica-se se há vazamentos nos anulares, fazendo com que o ponto III da Figura 3.10 se desloque mais para a esquerda, caso ocorra perda de fluido no anular, ou mais para a direita, caso ocorra entrada de fluido no anular. Como o aumento de pressão no anular é função de sua variação volumétrica, este modelo é resolvido de forma iterativa, sendo que as propriedades precisam ser recalculadas até que todas as contribuições do APB se estabilizem. Ao se atingir uma tolerância especificada, um valor final de APB é obtido.

### 3.6 Método de solução

Todas as equações descritas no modelo foram implementadas em Matlab® (Matlab, 2014), ao qual o *software* de propriedades Multiflash™ (Infochem/KBC, 2015) foi acoplado através do pacote *capeopenthermoimport*. As equações de conservação de energia e quantidade de movimento na forma unidimensional são resolvidas do PDG até a cabeça do poço através de um algoritmo Runge-Kutta de quarta ordem, usando um critério de convergência de  $10^{-4}$ , tendo a pressão e temperatura no PDG como condições de contorno. A cada nova posição axial, o algoritmo calcula a pressão e a entalpia locais com base nos gradientes do ponto anterior. Um

*flash* de equilíbrio é feito com essas propriedades para se obter o título e a temperatura de saturação local, que são usados nas relações de fechamento das equações de conservação do modelo. Se este *flash* indicar a presença de uma mistura líquido-líquido, ou líquido-líquido-vapor, as fases líquidas são tratadas como uma mistura homogênea com as propriedades físicas ponderadas pela fração mássica.

Como citado anteriormente, o modelo tem seu ponto inicial no PDG, já que este é o único ponto de medição no fundo do poço. As equações são resolvidas até a cabeça do poço, onde os dados de campo de pressão e temperatura são comparados com os resultados do modelo. Deste modo, a pressão e temperatura no PDG são usados como dado de entrada no modelo, assim como os dados de produção do poço (vazão, composição, RGO e BSW). Com os dados de produção do poço, calcula-se a vazão em massa da mistura, utilizando os valores de pressão e temperatura padrão (60°F e 14,7 psia). Este valor é considerado constante ao longo de todo escoamento, já que os efeitos transientes são desconsiderados e o balanço de massa é garantido em todo o escoamento. As equações de conservação são integradas com um passo máximo de 10 metros, de forma a captar efeitos locais do poço.

Caso a profundidade do PDG não coincida com a profundidade máxima atingida pelos anulares, é usado um modelo paralelo regressivo, idêntico ao modelo principal, porém com a marcha do modelo oposta ao sentido do escoamento, fazendo com que de pressão dentro do tubo de produção aumente e o calor seja transmitido da formação para o poço. Isso é necessário para obter informações térmicas importantes em pontos abaixo do PDG, que serão usadas no modelo de APB.

Como pode ser visto na Figura 3.11, o modelo termohidrodinâmico é completamente desacoplado do modelo de APB, ou seja, primeiro resolve-se o escoamento e a troca de calor em toda a extensão do poço e, apenas em uma segunda etapa, realiza-se os cálculos do APB. Esta completa segregação se deve ao fato de a variação da pressão nos anulares ser calculada de maneira global, ou seja, trata-se os anulares como vasos de pressão, com seus fluidos a pressões e massas específicas uniformes. Além disso, no modelo proposto, os cálculos do APB precisam da informação do aumento da temperatura média dos anulares, que só pode ser obtida após a completa resolução do modelo termohidrodinâmico.

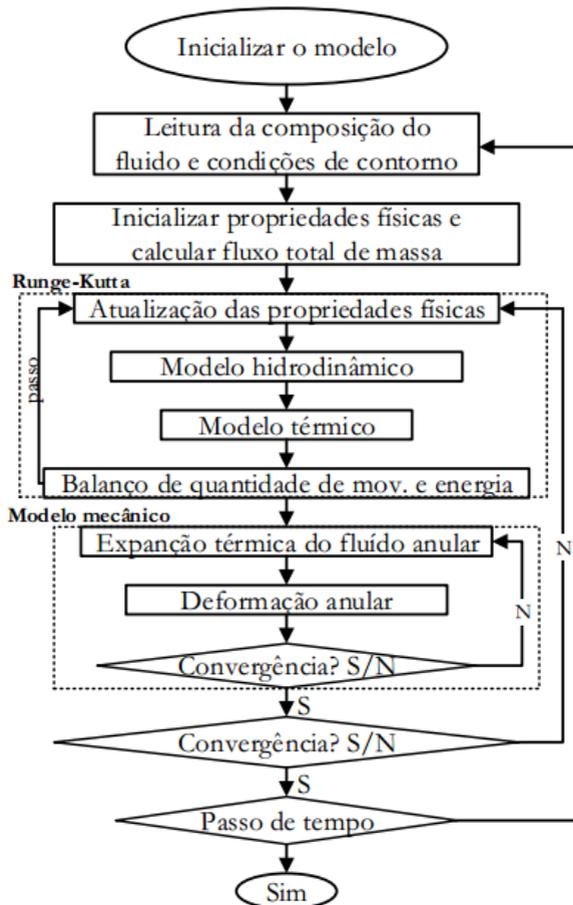


Figura 3.11 - Algoritmo global do modelo.

Como os cálculos térmicos dependem da pressão nos anulares para a obtenção das propriedades locais, o modelo proposto deve ser resolvido de forma iterativa, para poder capturar a influência do APB na troca de calor do poço com a formação. A convergência global do modelo ocorre quando essa influência se estabiliza e o modelo de APB e termohidrodinâmico convergem.

Para a avaliação do desempenho e da precisão do modelo proposto, foi simulada a produção em dois poços reais perfurados e explorados pela Petrobras, sendo um deles vertical e o outro direcional. Os dados de registro de produção, assim como a geometria completa dos poços e o estudo litológico foram fornecidos pelo operador do poço (Petrobras) Petrobras. Neste capítulo, os poços modelados serão descritos em detalhe, e os resultados obtidos pelo modelo proposto serão comparados com os dados reais de campo e com o pacote comercial WellCat™ (WellCat, 2006), de modo a aferir a precisão do novo modelo proposto com outro já presente no mercado.

#### 4.1 Poço vertical

O poço vertical apresenta intervalo produtor (reservatório) de 4390 a 4564 m, com valores de pressão e temperatura de reservatório em torno de 62 MPa (9000 psi) e 403 K (121 °C). O poço está situado sob uma lâmina d'água de 1387 m, com altura da mesa rotativa (MR) de 19 m, atingindo uma profundidade máxima de 4700 m. O PDG está a 3890 m de profundidade.

A Figura 4.1 mostra as características geométricas do poço, onde é possível observar as regiões anulares que contêm fluidos, assim como uma pequena descontinuidade no terceiro anular, proveniente de uma cimentação não usual em dois estágios. Esta descontinuidade traz pequenas complicações para o modelo, fazendo com que o anular tenha que ser modelado em partes, ou seja, a separação imposta pela coluna de cimento faz com que o anular se divida em duas partes completamente distintas, a superior e a descontinuidade, que será denominada de anular 3.1.

O poço em questão foi planejado para fazer o uso de *gas-lift*, portanto seu *packer fluid*, presente no anular adjacente ao tubo de produção, é o nitrogênio, pressurizado a aproximadamente 8,1 MPa, ocupando os 2419 m da parte superior do anular. A parte inferior do anular é preenchida por salmoura, modelada com salinidade de 27% em massa. Os demais anulares são preenchidos com OBM (*oil based mud*), que são fluidos de perfuração à base de óleo, tipicamente misturas de água e n-parafinas, mas com composições exatas desconhecidas. Neste trabalho, o OBM deste poço foi modelado como uma mistura de 50% de água e 50% de glicerina em massa. Apesar desta simplificação não afetar muito o modelo térmico, já que a transferência de calor é dominada pela cimentação e pela

formação, esta pode influenciar muito no APB, visto que a compressibilidade e expansibilidade são funções da composição do fluido anular. Um estudo sobre o impacto da composição da mistura do OBM será mostrado no Capítulo 5.

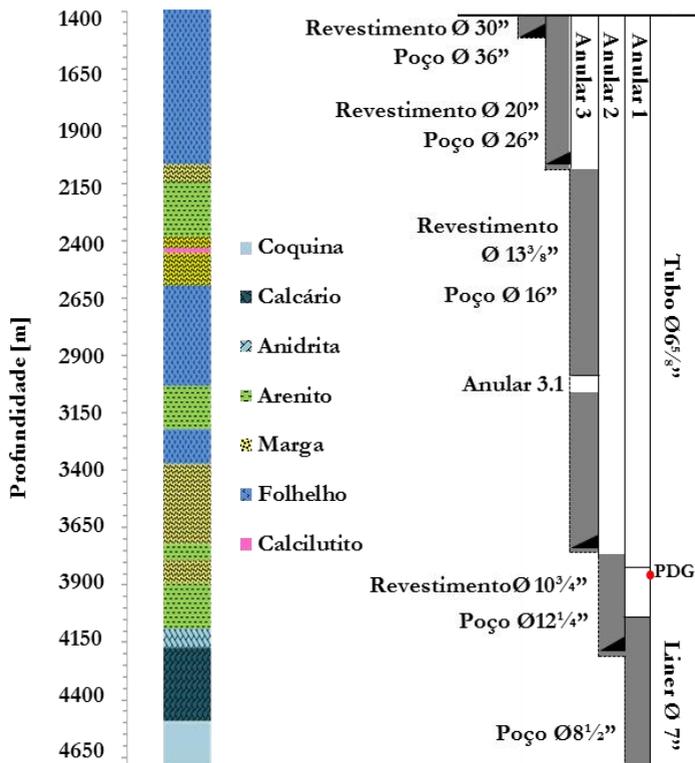


Figura 4.1 - Geometria e mapa litográfico do poço vertical.

A coluna litológica, mostrada na Figura 4.1, representa uma simplificação da formação rochosa, já que somente a rocha dominante de cada trecho foi usada, e não a litologia percentual completa, já que isto seria muito complexo e computacionalmente custoso. Além disso, muitos autores fizeram estudos conclusivos mostrando que as propriedades das rochas apresentam variações consideráveis em função da sua porosidade (Yu *et al.*, 2016), umidade relativa (Robertson, 1979 e Zhou *et al.*, 2016), pressão (Sweet, 1979), temperatura (Birch e Clark, 1940), anisotropia (Dell'Amico *et al.*, 1967 e Nottenburg *et al.*, 1978) e composição (Ratcliffe, 1959 e Weaver, 1979). Deste modo, a não ser que estudos específicos sejam feitos na formação adjacente ao poço, a fim de se determinar as

propriedades naquela região, a introdução de simplificações e incertezas nesta parte do modelo é um tanto quanto inevitável.

Entretanto, para tentar contornar essas incertezas, valores médios das propriedades de cada rocha foram usados a partir dos dados apresentados por Eppelbaum *et al.* (2014) e Jager (1979). Os dados usados no modelo são mostrados na Tabela 4.1, onde se pode notar que somente quatro tipos de rochas foram descritos, já que o calcário, a coquina e a anidrita se encontram além do limite da simulação do modelo, ou seja, se encontram abaixo da profundidade máxima atingida pelo modelo, fazendo com que elas não influenciem nos resultados das simulações. Ressalta-se as grandes diferenças nas propriedades térmicas e mecânicas das rochas, que serão muito importantes nas respostas do modelo térmico e estrutural, como será mostrado mais adiante neste trabalho.

Tabela 4.1 - Propriedade das rochas presente na formação do poço vertical.

<b>Rocha</b>	<b>Massa específica</b> [kg/m <sup>3</sup> ]	<b>Cond. térmica</b> [W/m. K]	<b>Calor específico</b> [J/kg. K]	<b>Coef. de Poisson</b> [-]	<b>Módulo de Young</b> [GPa]
<i>Folhelho</i>	2057	1,60	2151	0,10	17,5
<i>Marga</i>	1970	1,38	1734	0,15	37,5
<i>Arenito</i>	2198	2,50	737	0,14	32,5
<i>Calcilutito</i>	2644	1,96	844	0,35	1,5

Outra informação muito importante relacionada a formação é o gradiente geotérmico. Para este poço, o gradiente fornecido pela Petrobras conta com três regiões, uma para a camada de pré-sal, outra para a camada de sal (4145-4305 m) e uma última para o restante da formação até o leito marinho. Através destes três gradientes e da temperatura do leito marinho (4°C para este poço), é possível obter a distribuição de temperatura na formação antes da produção iniciar, como pode ser vista na Figura 4.2.

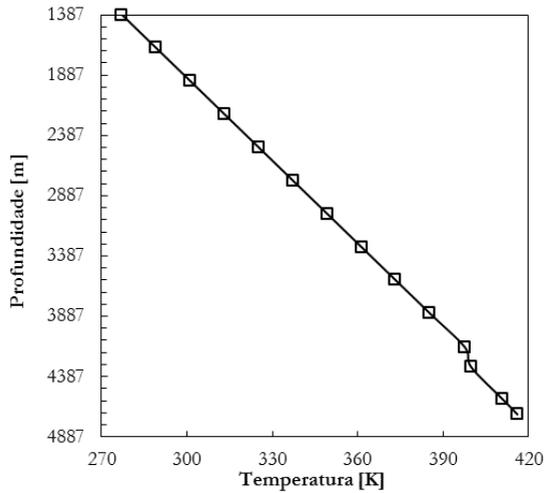


Figura 4.2 - Distribuição de temperatura para o poço vertical.

Como já comentado no capítulo anterior, através dos dados de produção do poço, calcula-se a vazão em massa da mistura, e suas propriedades podem ser obtidas com uma modelagem composicional, onde a composição do fluido sendo produzido se faz necessária (Apêndice A).

Para validar o modelo proposto, comparou-se os resultados obtidos pelo modelo com dados de campo provenientes da Petrobras. Comparou-se também os resultados obtidos com um pacote comercial padrão na indústria para o projeto termoestrutural de poços (WellCat, 2006). Essas comparações são feitas com os valores de pressão e temperatura na cabeça do poço (ANM) e de pressão no topo do primeiro anular (AN1).

## 4.2 Validação do modelo para o poço vertical

Devido à alta complexidade dos fenômenos físicos presentes em simulações de poços produtores de petróleo e gás, é de fundamental importância comparar os resultados de modelos propostos com dados reais de campo. No entanto, é importante frisar que ao contrário de experimentos em laboratórios, poços reais apresentam recursos de instrumentação muito limitados. Assim, a validação do modelo fica restrita a dados presentes no boletim de teste de produção (BTP), que inclui valores instantâneos de pressão e temperatura dos sensores do poço, assim como dados de vazão instantânea. A Figura 4.3 mostra uma amostra dos dados presentes no BTP, que contém medições dos transdutores de pressão e temperatura no topo do poço (TPT para o tubo de produção e

TP para o primeiro anular) e no PDG, localizado a uma profundidade de 3890 m.

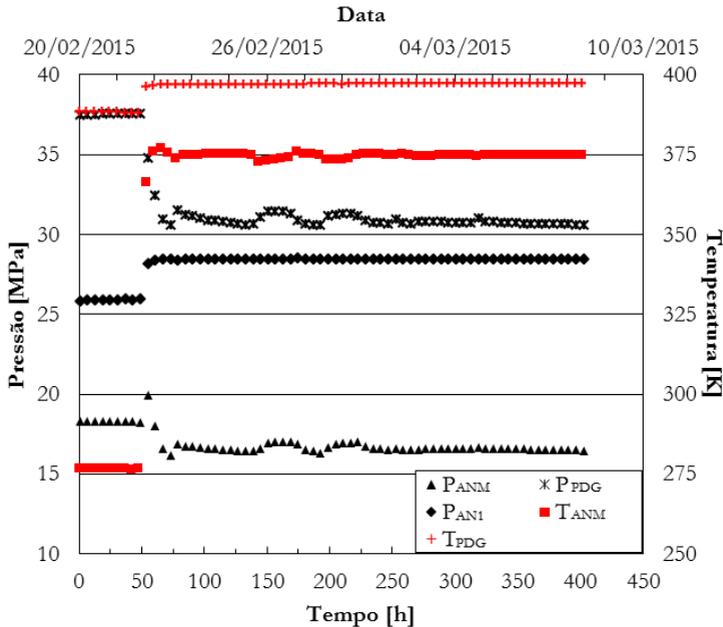


Figura 4.3 - Amostra de dados presente no boletim de teste de produção do poço vertical.

Pelos valores mostrados na Figura 4.3, pode-se notar a presença de duas regiões distintas, uma com a produção parada, antes de 50 h, e outra com o poço produzindo. A região antes de 50 h, é uma região de parada de produção temporária, que pode ter ocorrido por diversos motivos, como manutenção planejada, reparo, ou a produção pode ter sido interrompida visando a segurança do poço.

Quando há uma parada temporária de produção em um poço, as temperaturas medidas nos seus sensores começam a diminuir, pois o poço começa a entrar em equilíbrio térmico com a formação. Nas regiões mais próximas do fundo do mar, há um rápido equilíbrio com a temperatura do leito marinho, mas em regiões mais profundas, as temperaturas têm uma menor variação, pois a formação apresenta maiores temperaturas, pelo próprio gradiente geotérmico e pelo prévio aquecimento com a produção. Pode-se ver a diferença de variação das temperaturas no PDG e na ANM através da Figura 4.3. Nota-se também a influência da parada de produção nas pressões, onde há um aumento da pressão no fundo do poço, devido

ao peso da coluna de hidrocarboneto, e também na cabeça do poço, devido à ausência da perda de carga proveniente da produção. Já no topo do primeiro anular, há uma queda de pressão devido à diminuição de temperatura do sistema, o que resulta em uma redução do APB.

Conforme apresentado na Figura 4.3, no período produtor do poço, a média das medições no PDG é de 397 K para a temperatura e 30,97 MPa para a pressão. Os valores de temperatura e pressão para a ANM, neste mesmo período, são de 374 K e 16,67 MPa, e a pressão média medida no topo do primeiro anular é de 28,31 MPa. A vazão registrada neste período foi de 1501 m<sup>3</sup>/d, com uma razão gás-óleo de 211 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std e um percentual volumétrico de produção de água e sedimentos (BSW) de 0,5%.

Usando as medições no PDG como dados de entrada, o poço foi simulado utilizando o modelo de escoamento multifásico de Hagedorn e Brown (1965), junto com o modelo de transferência de calor para a formação de Hasan e Kabir (1991). O instante inicial (0 h), assim como os de 1, 2, 5 e 10 dias de produção, foram escolhidos para se observar a resposta transiente do modelo. Porém, somente os resultados para 10 dias foram comparados com as pressões e temperaturas aferidas no poço real, já que uma comparação transiente não é possível, pois o modelo proposto não capta a física das paradas de produção do poço, ou seja, não se pode modelar a segregação das fases dentro do tubo de produção e nem quantificar o resfriamento da formação adjacente ao poço.

Com base no exposto, o período de 10 dias de produção foi definido como um bom ponto de comparação, já que diversos autores na literatura consideram que após 8,6 dias de produção, equivalente a um tempo adimensional igual a 5, a hipótese de regime permanente é válida. Isto também foi verificado para o modelo proposto, já que não foram observadas grandes diferenças para simulações após 10 dias de produção.

A Figura 4.4 mostra a distribuição de pressão e temperatura do fluido no interior do tubo de produção, junto com os dados de campo medidos na PDG e ANM. Nota-se uma boa concordância entre o resultado de 240 h e os dados de campo, com diferenças de 1 K para a temperatura e 0,5% (100 kPa) para a pressão.

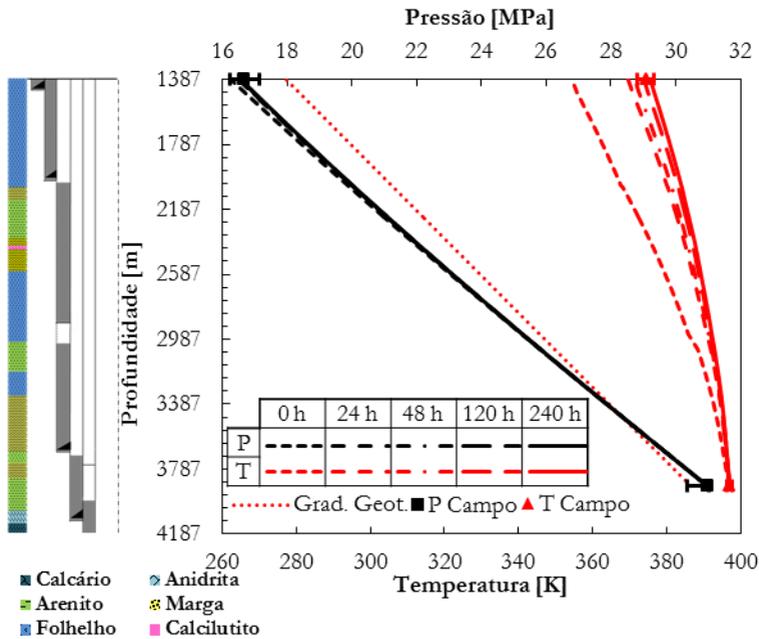


Figura 4.4 - Comportamento da pressão e da temperatura do fluido produzido no poço vertical.

As barras de erro presentes na Figura 4.4 representam as variações dos valores medidos nos sensores do poço para o período produtor considerado na Figura 4.3. Nas barras de erro também estão inclusos os erros de medição dos sensores usados no poço. O Apêndice C mostra as especificações técnicas de sensores típicos de poços de petróleo, onde pode-se encontrar informações sobre os erros de medição. Todos os erros especificados no Apêndice foram considerados, com exceção do erro de estabilidade, pois não se pode ter uma noção de quanto tempo os sensores já estavam em uso.

Observa-se na Figura 4.4 a resposta temporal do modelo. Nota-se que a temperatura é muito mais afetada pelo tempo de produção que a pressão, tendo uma variação de 21 K entre o início da produção, 0 h, e o regime permanente, 240 h, enquanto a pressão somente apresenta uma variação de 315 kPa. Isso se deve à influência do aquecimento da formação, que tem um grande efeito na transmissão de calor do poço. A Figura 4.5 mostra a resposta transiente da taxa de transferência de calor por unidade de comprimento ao longo do poço, para melhor entender a resposta transiente da formação.

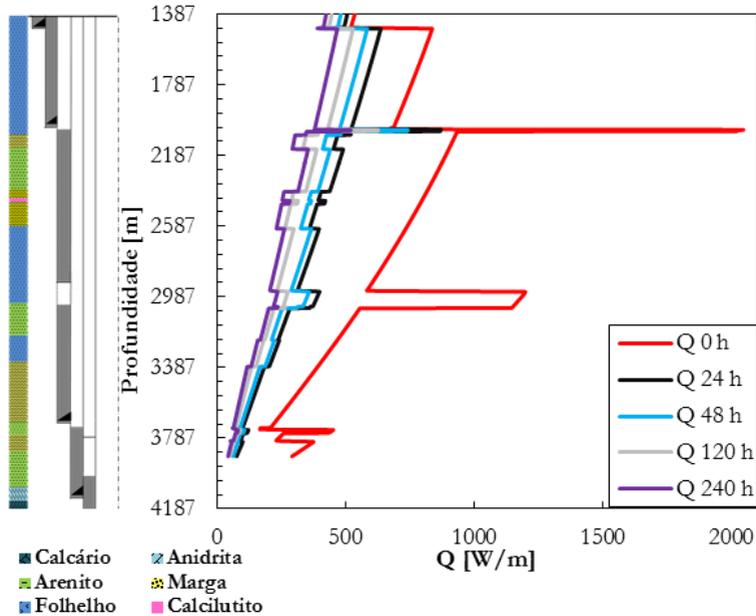
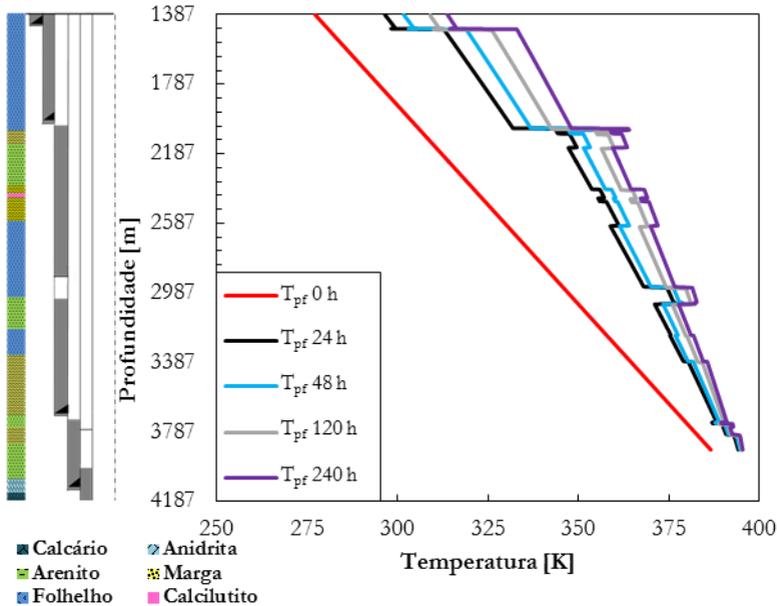


Figura 4.5 - Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento em diversos tempos de produção.

Na Figura 4.5, observa-se que à medida que o fluido no tubo de produção escoia em direção à cabeça do poço, a transferência de calor aumenta devido à diferença de temperatura entre o fluido e a formação. Esta perda de calor do fluido causa um aquecimento da formação adjacente ao poço, fazendo com que a transferência de calor do poço para a formação diminua com o tempo. Este efeito é bem observado ao se analisar a Figura 4.5 em conjunto com a Figura 4.6, que mostra a temperatura da interface do poço com a formação.

Em ambas as Figura 4.5 e Figura 4.6, notam-se diversas discontinuidades presentes nas curvas, tanto no tempo inicial quanto à medida que a produção progride no tempo. Algumas dessas discontinuidades surgem da influência da geometria do poço na transferência de calor. Devido à baixa condutividade térmica do cimento, as camadas cimentadas agem como isolantes térmicos, fazendo com que as regiões não cimentadas se sobressaiam, apresentando maiores taxas de transferência de calor para a formação. Isto pode ser notado principalmente no “anular 3.1”, ou seja, no “disco” de fluido no meio da cimentação do terceiro anular e entre o topo do cimento (TOC) do terceiro anular e a sapata do revestimento, onde inicialmente há uma intensa

transferência de calor do poço para a formação, resultando em um maior aquecimento local da formação.



Outro tipo de descontinuidade presente nas Figura 4.5 e Figura 4.6 são provenientes das propriedades térmicas dos diferentes tipos de rochas na formação. Inicialmente, a temperatura da interface está em equilíbrio com o gradiente geotérmico, mas com o passar do tempo de produção, as propriedades térmicas das rochas têm uma direta influência no seu aumento da temperatura e na transferência de calor do poço para a formação.

Essas descontinuidades não têm origem física, e são evidências da formulação unidimensional do modelo na troca de calor do poço com a formação. Uma abordagem unidimensional é uma simplificação muito usada pelos modelos presentes na literatura, com a introdução de poucos erros, já que poços apresentam simetria radial, e a difusão de calor axial pode ser desprezada devido às pequenas diferenças de temperatura nessa direção (Hasan e Kabir, 1991). Somente em profundidades muito próximas ao leito marinho que a difusão axial pode se tornar importante, devido às diferenças de temperatura entre o leito marinho e a formação. Porém, esta pequena região não justifica uma modelagem bidimensional devido ao seu pequeno tamanho comparado com a extensão total do poço.

Segundo Hasan *et al.* (2010), valores de pressão e temperatura do fluido de produção na cabeça do poço estão diretamente relacionados com o APB. Deste modo, com os valores de taxa de transferência de calor locais, além dos perfis de temperatura e pressão ao longo do tubo de produção bem definidos, pode-se calcular o aumento de pressão nos anulares.

Assim como para o tubo de produção, os dados de campo para os anulares são bem limitados, fazendo com que a validação do APB tenha que ser feita somente com dados do primeiro anular. Portanto, mostra-se na Figura 4.7, a distribuição da pressão no primeiro anular junto com o valor medido no topo do anular do poço real. Nota-se uma diferença de aproximadamente 2,5% (750 kPa) entre o dado de campo e o caso de 240 h do modelo proposto.

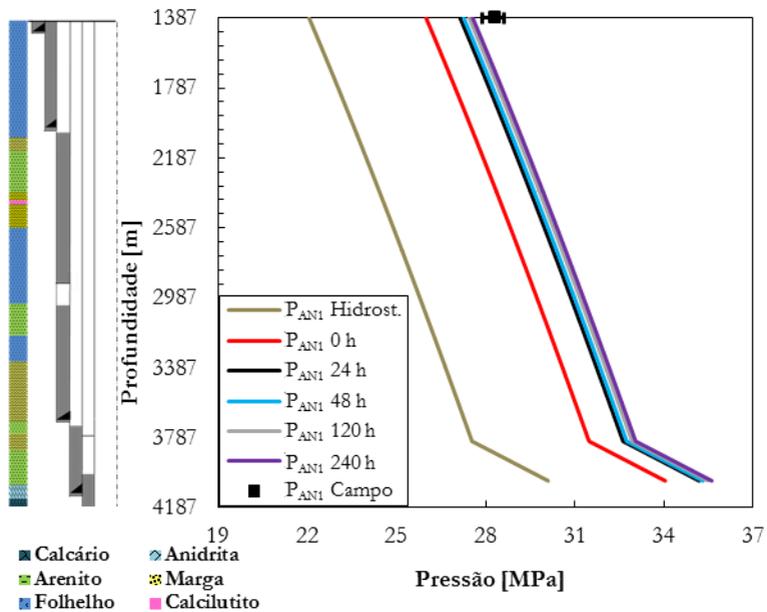


Figura 4.7 - Distribuição de pressão no primeiro anular.

Como pode-se ver na Figura 4.7, já há a presença de APB na curva de 0 h, pois como explicado anteriormente, esse caso representa um tempo produtor em que a temperatura da formação ainda não foi alterada, como pode ser notado também pelo caso de 0 h da Figura 4.6. A mudança de inclinação das curvas na Figura 4.7, presente na profundidade de 3806 m, é justificada pela diferença de massa específica entre o nitrogênio e a

salmoura, evidenciando assim a presença dos dois fluidos dentro do primeiro anular.

As inclinações das curvas para todos os tempos mostradas na Figura 4.7 são idênticas, já que a variação de pressão calculada pelo modelo é global, não variando com a profundidade. Deste modo, o APB dita o quanto a curva se desloca horizontalmente da pressão hidrostática, pois a pressão local para um determinado tempo pode ser calculada pela soma da pressão hidrostática e o APB.

Descontando a pressão hidrostática de cada tempo mostrado na Figura 4.7, pode-se obter o valor do APB daquele tempo. Como dito anteriormente, o APB possui contribuições provenientes do aumento de temperatura, deformação estrutural e variação da quantidade de fluido anular, que não está presente neste poço. A Figura 4.8 mostra as diferentes contribuições do APB no primeiro anular.

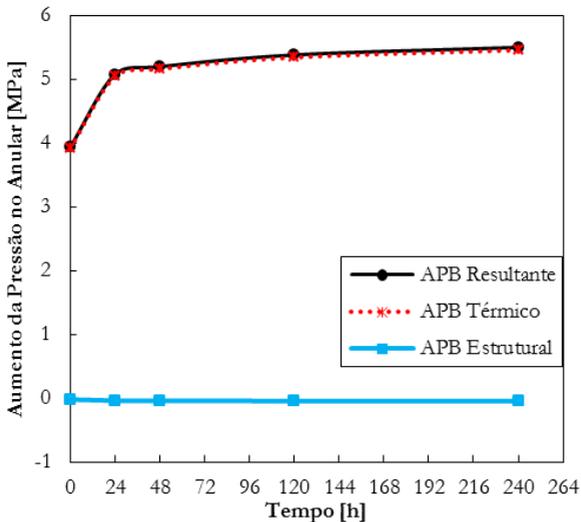


Figura 4.8 - Diferentes contribuições do aumento de pressão no primeiro anular.

Nota-se um aumento contínuo de pressão resultante para o primeiro anular, o que é consistente com o fato do poço apresentar uma produção contínua no período considerado. O primeiro anular é quase todo preenchido por nitrogênio, um gás de alta compressibilidade, o que faz com que este anular apresente valores de APB muito baixos, e com baixas variações no tempo. Já para os anulares preenchidos com líquidos, os valores de APB são mais elevados e apresentam uma maior variação com o tempo de produção, pois às baixas compressibilidade destes fluidos

fazem com que pequenos aumentos na temperatura do sistema resultam em grandes aumentos de pressão. As diferentes contribuições do APB em todos os anulares podem ser vistas na Figura 4.9.

Observa-se, na Figura 4.9, que a maior contribuição do APB é proveniente da expansão do fluido anular devido ao seu aquecimento. Isto é esperado, pois como comentado anteriormente, as contribuições térmicas do APB são muito mais significativas que as contribuições estruturais, podendo chegar à 80% do valor total. É interessante notar que o maior APB térmico do poço pertence ao anular 3. Isto se deve à sua baixa profundidade e baixa temperatura média antes da produção iniciar ( $t=0$ -h), fazendo com que este anular apresente a maior variação de temperatura média, uma vez iniciada a produção.

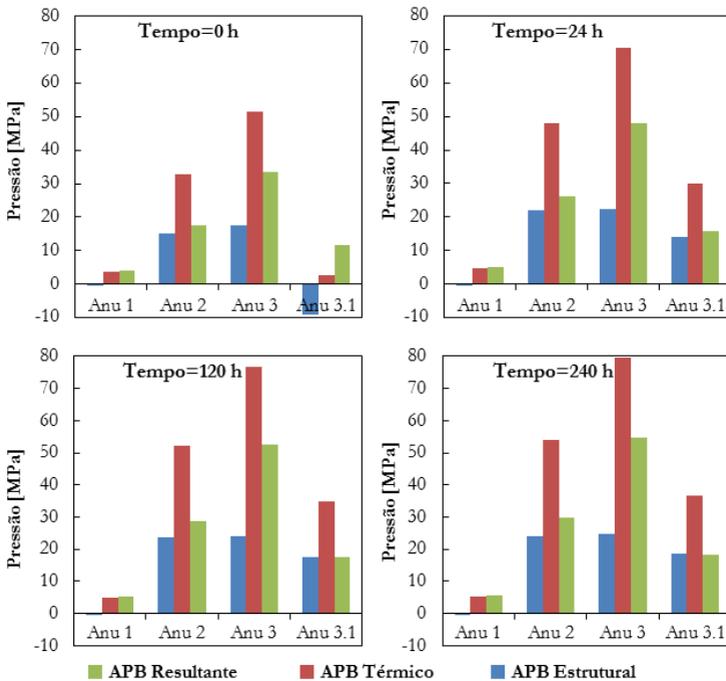


Figura 4.9 - Contribuições do APB em todos os anulares.

Na Figura 4.9, pode-se notar que o APB estrutural do primeiro anular é negativo, assim como para o disco de fluido do terceiro anular para o tempo inicial. Isto ocorre devido à combinação dos valores de aumento de pressão dos anulares adjacentes, fazendo com que as deformações dos raios resultem em uma diminuição do volume anular, contribuindo assim para o aumento do APB resultante. Este fenômeno



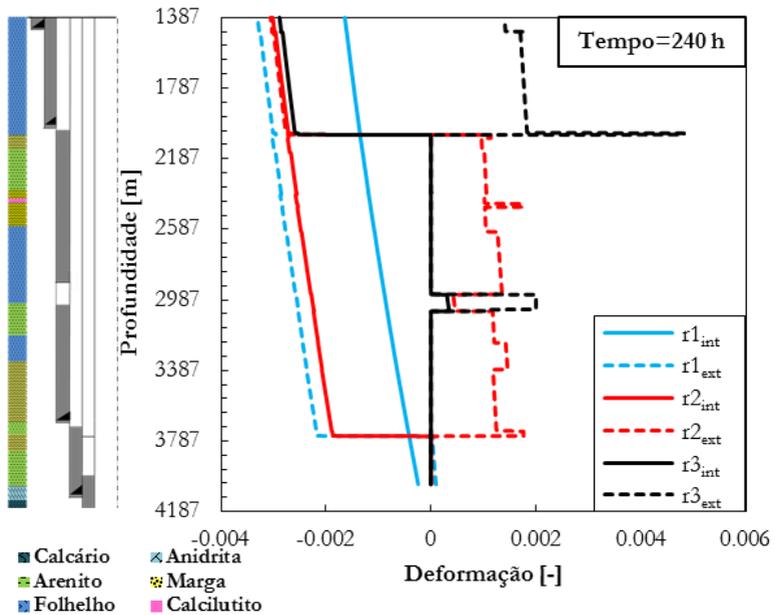


Figura 4.11 - Deformação dos raios de todos os anulares do poço vertical para o tempo de 240 h.

Até este ponto do trabalho, usou-se o modelo proposto para simular o período de tempo definido na Figura 4.3. No entanto, uma vez que há dados de campo disponíveis durante vários outros meses de produção, é útil aplicar o modelo proposto para diferentes pontos discretos ao longo do tempo. Vale ressaltar que é computacionalmente custoso simular um intervalo contínuo de produção de vários meses, além de ser fisicamente inconsistente, devido à física envolvida nas paradas de produção existentes no poço.

Deste modo, simulou-se somente a condição de regime permanente de produção para diversos tempos. Assim, é necessário somente identificar os dados de entrada na data desejada para se obter a resposta do modelo. O resultado da pressão e temperatura na cabeça do poço do fluido, assim como a pressão no topo do primeiro anular, são mostrados na Figura 4.12, junto com seus respectivos dados de campo. Ressalta-se a boa concordância do modelo proposto com esses dados, apresentando diferenças máximas de aproximadamente 4% (750 kPa) e 2 K para a pressão e temperatura na cabeça do poço, assim como 3% (850 kPa) para a pressão no topo do primeiro anular.

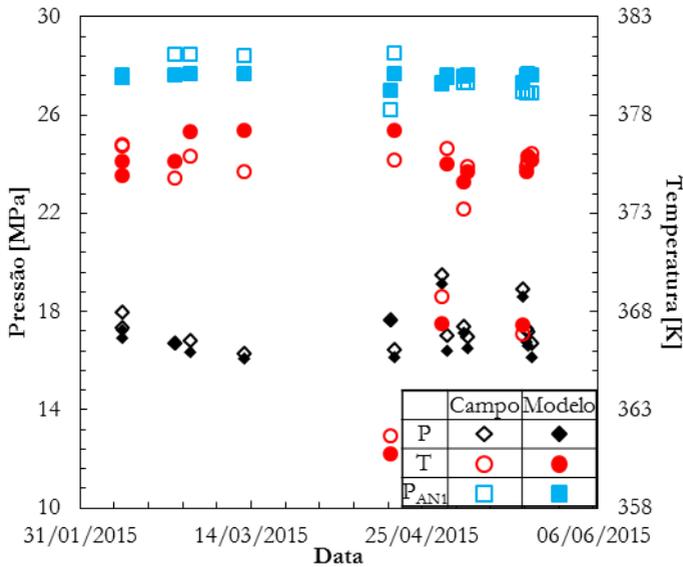


Figura 4.12 – Resultados de pressão e temperatura na cabeça do poço e pressão no topo do primeiro anular no poço vertical para diferentes condições de operação através do tempo.

Além de comparar os resultados obtidos pelo modelo proposto com os dados de campo, comparou-se também os resultados com o *software* comercial WellCat™ (WellCat, 2006), referência na indústria petrolífera no cálculo de APB, para que se pudesse estimar a concordância do modelo proposto com resultados típicos de projetos de poços. A Figura 4.13 mostra os resultados do modelo proposto e do *software* comercial, onde os símbolos representam os dados de campo.

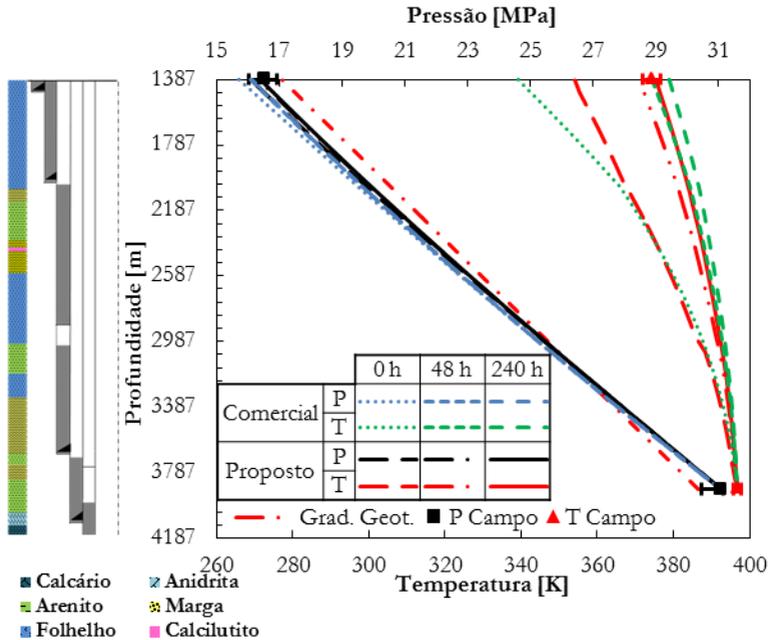


Figura 4.13 - Distribuição de P e T no interior do tubo de produção segundo o modelo proposto e o pacote comercial.

Apesar da boa concordância do *software* comercial com o modelo proposto, há algumas diferenças na Figura 4.13 que devem ser comentadas. O *software* apresenta um aquecimento lento dentro do tubo de produção, mas acaba superestimando a temperatura na cabeça do poço para longos períodos de produção. Nota-se também uma grande diferença entre as curvas de temperatura de 0 h. Isto ocorre pois, como já explicado, o tempo inicial do modelo proposto considera o poço em produção, mas sem uma perturbação de temperatura da formação. O *software* adota um ponto inicial diferente, onde a produção ainda não foi iniciada e tudo ainda se encontra em equilíbrio térmico com o gradiente geotérmico, equivalente ao ponto 0-h do modelo proposto. Tendo isso em vista, a curva para o tempo inicial do *software* mostrada na Figura 4.13 corresponde a um tempo de produção de uma hora, tempo estimado para duplicar o efeito de 0 h do modelo proposto.

Além de superestimar a temperatura em longos tempos de produção, o *software* também subestima a pressão no tubo de produção para estes tempos, como pode-se notar na Figura 4.13. Apesar do exato motivo dessas diferenças ser desconhecido, visto que o código do *software* não é aberto ao usuário, algumas diferenças fundamentais são ressaltadas.

O *software* não aceita cimentação não usual em duas etapas para os anulares, fazendo com que o disco de fluido do terceiro anular não possa ser modelado. Além disso, o *software* menciona a utilização de um modelo bidimensional de troca de calor na formação, porém isto somente é notado em profundidades muito próximas ao fundo do mar, devido às grandes diferenças de temperatura entre a formação e o leito marinho. Finalmente, o *software* usa a equação de estado de Soave-Redlich-Kwong (SRK) (Soave, 1972), que também é muito difundida na indústria petroquímica.

Algumas das diferenças citadas entre os modelos são melhor visualizadas na Figura 4.14, onde mostra-se a distribuição de temperatura no primeiro anular para o *software* comercial e para o modelo proposto. Nesta figura, nota-se principalmente a grande variação de temperatura na região mais próxima ao fundo do mar no *software* comercial, além da ausência de descontinuidades onde o disco de fluido do terceiro anular deveria estar. Apesar disso, ressalta-se a boa concordância de resultados entre os modelos, tanto na Figura 4.13 quanto na Figura 4.14, com diferenças entre o *software* comercial e o dado de campo de 4 K para a temperatura e 3,5% (550 kPa) para a pressão, no caso de 240 h.

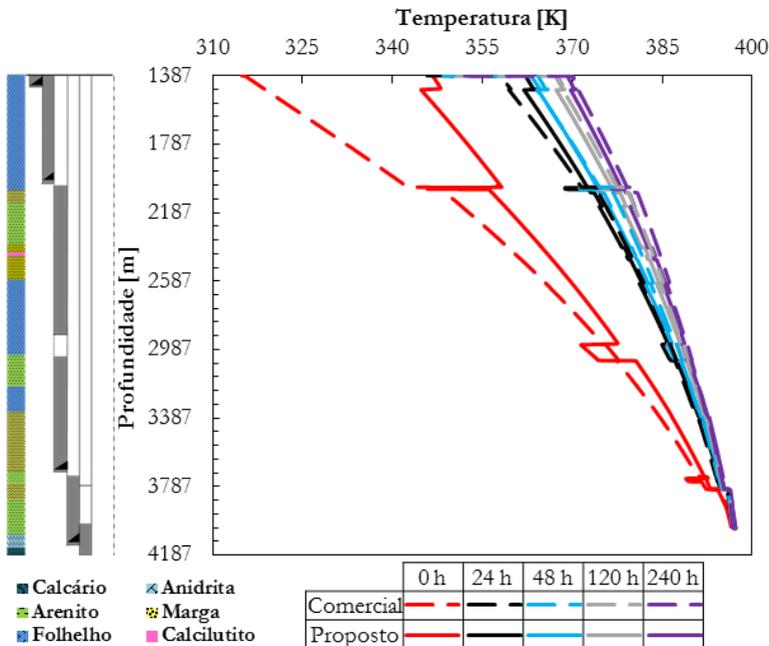


Figura 4.14 - Distribuição de temperaturas no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial.

Apesar das discrepâncias entre os resultados do modelo proposto e do *software* comercial para as distribuições de pressão e temperatura, estas são muito pequenas e se encontram dentro dos limites aceitáveis de engenharia. Contudo, o mesmo não pode ser dito ao se analisar os resultados do APB, para os quais diferenças de mais de 200% (57 MPa) foram obtidas entre o *software* comercial e o dado de campo, conforme observado na Figura 4.15, que mostra os resultados da pressão no primeiro anular do modelo proposto e do *software* comercial, junto com o dado de campo da Figura 4.3. Tais resultados são totalmente incompatíveis com as diferenças encontradas nas Figura 4.13 e Figura 4.14.

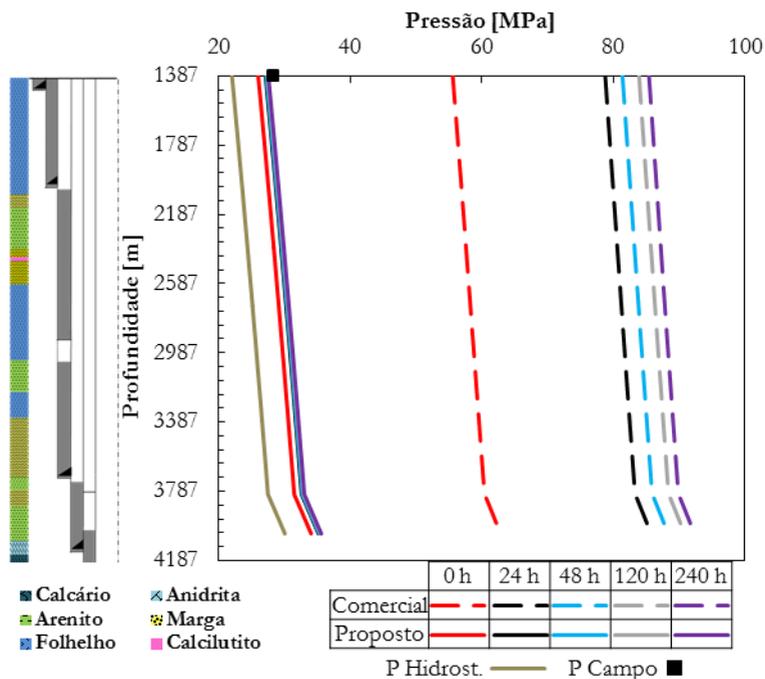


Figura 4.15 - Comparação da pressão no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial.

Através da Figura 4.15, é possível inferir que o *software* também usa um cálculo de APB global, fazendo com que a curva de pressão hidrostática, comum para os dois modelos, somente se desloque horizontalmente de acordo com o tempo de produção. Apesar da pressão hidrostática do *software* ser a mesma do modelo proposto, os elevados valores de APB são indícios de uma baixa compressibilidade do fluido anular, ou seja, o comportamento das curvas indica que o fluido anular é

considerado como um líquido pelo *software* comercial. Isto também é evidenciado pela grande variação do APB com o tempo de produção.

Para tentar justificar esta diferença, realizou-se uma simulação com as mesmas condições da Figura 4.15, porém com o primeiro anular totalmente preenchido por salmoura. O resultado é mostrado na Figura 4.16, onde pode-se notar uma maior concordância entre os modelos. Entretanto, nota-se que o *software* comercial ainda superestima os valores de APB em relação ao modelo proposto em grandes tempos de produção, podendo atingir valores máximos de 15% (11,5 MPa) para o caso de 240 h.

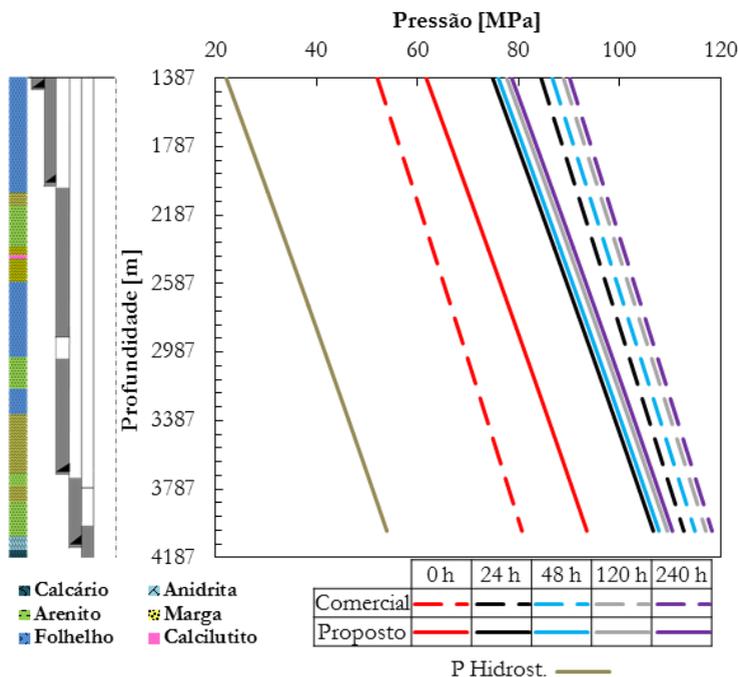


Figura 4.16 - Resultados de pressão no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial, com o anular completamente preenchido com água do mar.

### 4.3 Poço direcional

Para testar a versatilidade do modelo, foi simulado também um poço direcional operado pela Petrobras. Em poços direcionais, há dois tipos de profundidades, a profundidade medida (PM ou MD), que representa a distância que a broca percorre ao longo de sua trajetória direcional, e a profundidade vertical (PV ou TVD), que é a distância vertical até a mesa rotativa. Um poço direcional somente apresenta

inclinação após a profundidade do ponto de desvio (KOP - *kick-off point*), fazendo com que surjam diferenças nos valores de PM e PV abaixo deste ponto. Neste trabalho somente se trabalhará com as PM.

O poço direcional considerado neste trabalho apresenta um intervalo produtor de 4342 a 4495 m, com valores de pressão e temperatura no reservatório de aproximadamente 63 MPa (9130 psi) e 370 K (96 °C). Esse poço conta com uma lâmina d'água de 1091 m, um KOP de 3013 m e uma altura da mesa rotativa de 20 m. Este poço atinge uma profundidade máxima de 4935 m, mas seu PDG se encontra a 4200 m.

A Figura 4.17 mostra as características geométricas do poço, juntamente com a sua coluna litológica. Os anulares deste poço são preenchidos com fluidos diferentes dos encontrados no poço vertical. O primeiro anular é preenchido com um *packer fluid* de alta salinidade, representado por uma mistura saturada de água e sal. Já os demais anulares apresentam um fluido de perfuração (OBM - *oil based mud*) modelado com 41,5% de água, 11,8% de sal e 46,7% de glicerina, de modo a representar o fluido de perfuração BR-MUL (Peliano, 2015). Vale ressaltar que a linha mais grossa na parede externa do tubo de produção, representa uma tubulação isolada a vácuo (*Vacuum Insulated Tubing* - VIT), que foi modelada com uma condutividade equivalente de 0,074 W/m.K (Ferreira *et al.*, 2012).

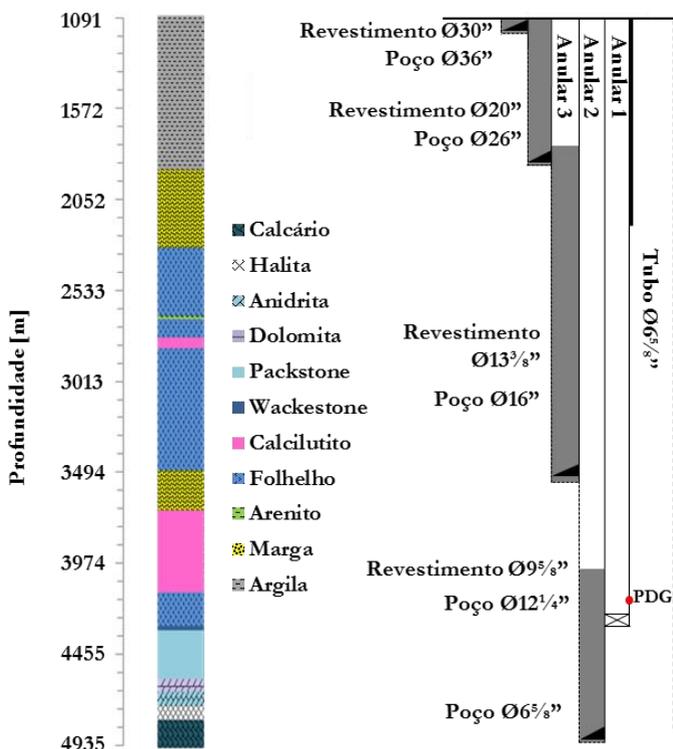


Figura 4.17 - Geometria e mapa litográfico do poço direcional.

Nota-se, pela Figura 4.17, que a coluna litológica deste poço é muito mais complexa que a do poço vertical. Isso se deve ao fato de que, mesmo ambos os poços sendo da bacia de Campos, eles foram perfurados em regiões muito distantes uma da outra. Essa diferença não se reflete apenas na coluna litológica, mas se estende também ao gradiente geotérmico e à temperatura do leito marinho, que devido à baixa lâmina da água, apresenta um valor de 4,44 °C.

Novamente, foram usados valores médios para as propriedades das rochas para contornar as incertezas provenientes da porosidade da rocha, umidade relativa, pressão, temperatura, etc. Os dados foram retirados de Eppelbaum *et al.* (2014) e Jager (1979) e são mostrados na Tabela 4.2. Para completar a modelagem da formação, a sua distribuição de temperatura antes do início da produção é mostrada na Figura 4.18. Nota-se que este poço, diferentemente do poço vertical, não apresenta uma camada de sal, e somente conta com um gradiente geotérmico. Nota-se também que há uma diminuição aparente do gradiente de temperatura a partir do KOP, resultante da influência da angulação do poço.

Tabela 4.2 - Propriedade das rochas presente na formação do poço direcional.

<b>Rocha</b>	<b>Massa específica [kg/m<sup>3</sup>]</b>	<b>Cond. térmica [W/m.K]</b>	<b>Calor específico [J/kg.K]</b>	<b>Coeff. de Poisson [-]</b>	<b>Módulo de Young [GPa]</b>
<i>Folhelho</i>	2057	1,60	2151	0,10	17,5
<i>Marga</i>	1970	1,38	1734	0,15	37,5
<i>Arenito</i>	2198	2,50	737	0,14	32,5
<i>Calcilutito</i>	2644	1,96	844	0,35	1,5
<i>Argila</i>	2080	1,42	2127	0,45	0,4

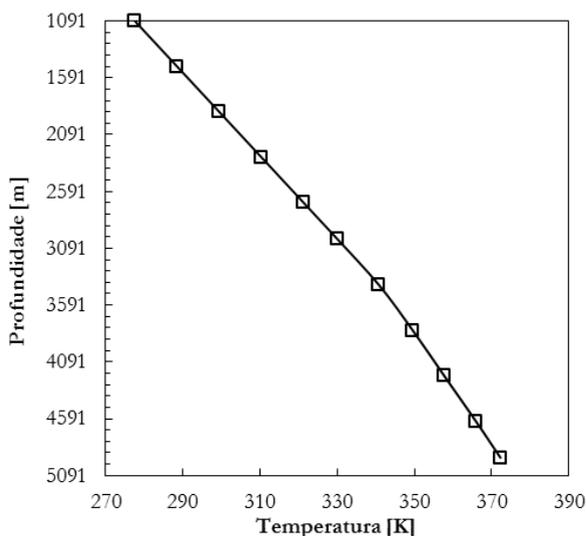


Figura 4.18 - Distribuição de temperatura para o poço vertical.

Assim como no poço vertical, os resultados do modelo proposto foram comparados com os dados de campo fornecidos pela Petrobras e com o *software* comercial WellCat<sup>TM</sup> (WellCat, 2006), visando aferir a precisão do modelo e conferir os resultados com os obtidos pela indústria atualmente.

#### 4.4 Validação do modelo para o poço direcional

Uma amostra dos dados presentes no boletim de teste de produção é mostrada na Figura 4.19, onde são apresentados valores de pressão e temperatura na cabeça do poço (ANM) e no PDG, assim como pressão no

topo do primeiro anular. Pelos valores dos dados de campo, pode-se notar que o poço entra em produção após 25 horas, e que este demora a se estabilizar. Além do poço apresentar instabilidades em diversos períodos através do seu histórico de produção, nota-se também que os dados de campo não apresentam valores muito estáveis em seus patamares de produção, algo que pode ser notado principalmente pela leve queda na pressão do PDG com o tempo. Esta queda de pressão é uma tendência natural devido à produção do poço.

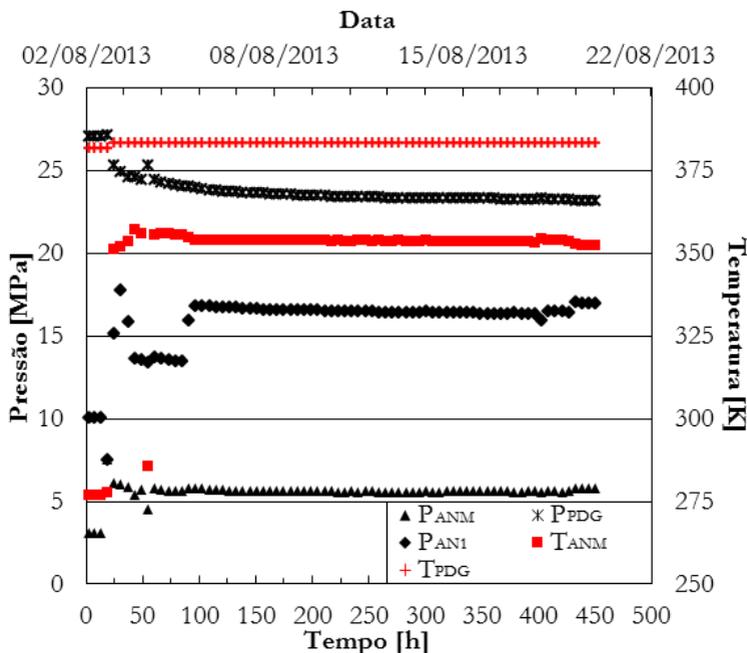


Figura 4.19 - Amostra de dados presente no boletim de teste de produção do poço direcional.

Para tentar contornar esta falta de estabilidade do poço e conseguir realizar uma análise semelhante à da Seção 4.2, fez-se a média dos dados de campo no período mais estável da Figura 4.19, obtendo-se assim valores no PDG de 383 K e 22,06 MPa para a temperatura e pressão. Neste mesmo período, os valores de pressão e temperatura na ANM foram de 5,40 MPa e 351 K e a pressão no topo do primeiro anular foi de 16,84 MPa. A vazão registrada neste período foi de 1090 m<sup>3</sup>/d, com uma razão gás-óleo de 121 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std e com um BSW de 0,3%.

O modelo foi simulado do mesmo modo explicado anteriormente, mas devido à inclinação do poço, usou-se o modelo de escoamento multifásico de Beggs e Brill (1973), em conjunto com o modelo de transferência de calor para a formação de Chiu e Thakur (1991). A resposta transiente da temperatura e pressão ao longo do tubo de produção é apresentada na Figura 4.20. Assim como para o caso vertical, comparou-se o resultado de 240 h com os dados de campo, obtendo diferenças de aproximadamente 3,5 K para a temperatura e 12% (650 kPa) para a pressão.

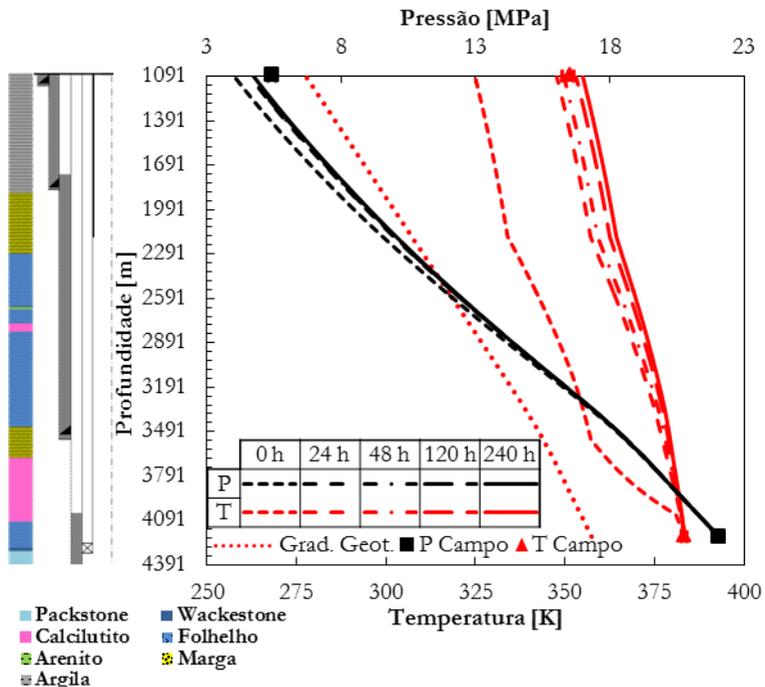


Figura 4.20 - Comportamento da pressão e da temperatura do fluido produzido no poço direcional.

Analisando a Figura 4.20, pode-se notar alguns comportamentos importantes nas curvas de temperatura, como a grande diferença de inclinação do TOC do segundo anular e a sapata do seu revestimento, na profundidade de 3543 até 4050 m. Essa mudança de inclinação ocorre devido à falta de cimentação nesta região, o que faz com que a resistência térmica seja muito baixa, permitindo uma elevada taxa de transferência de calor do poço para a formação. Isso é mais evidente na curva de 0 h, já que neste tempo a formação ainda não foi afetada pela produção e a troca

térmica é muito elevada. Com o passar do tempo de produção, há um rápido aquecimento local da formação, fazendo com que a troca de calor do poço com a formação se amenize, e não influencie tanto na temperatura do fluido dentro do tubo de produção.

Outro fator muito importante é a presença de VIT entre a cabeça do poço e 2174 m de profundidade. O VIT consiste em um sistema de dois tubos concêntricos, soldados em ambas as pontas e com vácuo entre eles (Ferreira *et al.*, 2012), e tem como objetivo principal reduzir o APB por meio de um isolamento térmico do fluido de produção. Deste modo, a condutividade térmica equivalente deste tipo de tubulação é muito baixa, reduzindo a troca de calor do poço e a queda temperatura do fluido sendo produzido, como pode ser visto na parte superior das curvas de temperatura da Figura 4.20.

Estas características são observadas mais facilmente quando se analisa a taxa de transferência de calor por unidade de comprimento juntamente com a temperatura na interface do poço com a formação rochosa, mostradas nas Figura 4.21 e Figura 4.22.

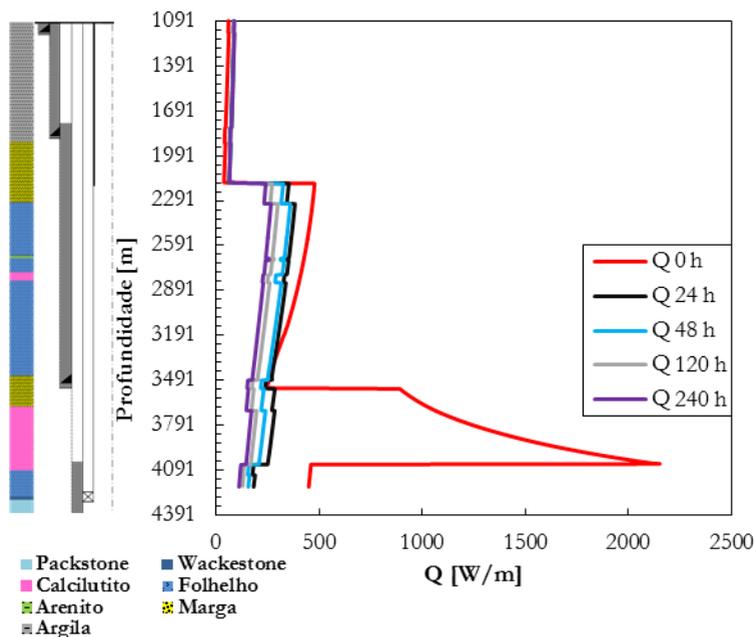


Figura 4.21 - Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento em diversos tempos de produção para o poço direcional.

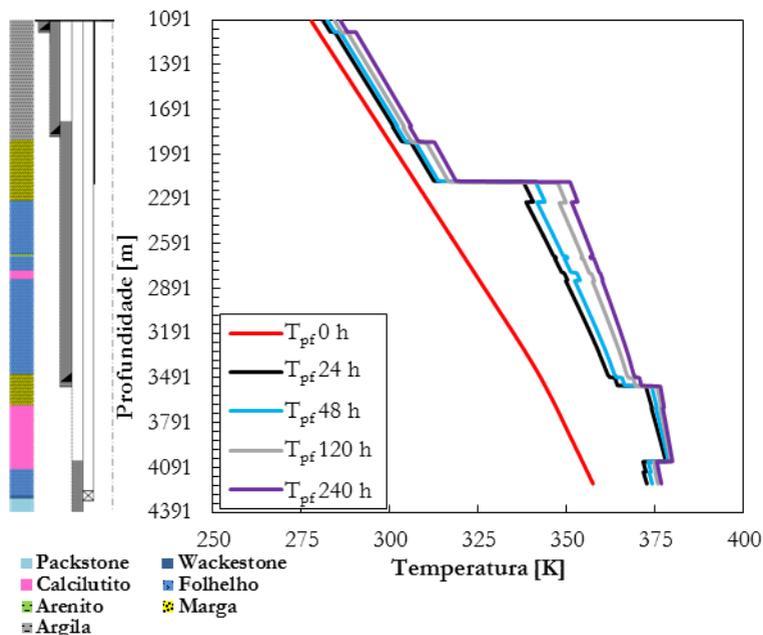


Figura 4.22 - Temperatura na interface entre o poço e a formação rochosa para o poço direcional.

Com o auxílio das Figura 4.21 e Figura 4.22, fica muito evidente a elevada troca de calor e o aquecimento local da formação na região sem camada de cimento, presente entre as profundidades de 3543 e 4050 m, assim como a presença do VIT na parte superior das figuras, que causa baixas taxas de transferência de calor e reduz o aquecimento da formação.

A influência destes fenômenos não se limita apenas à transferência de calor e à temperatura da formação, se estendendo também ao APB. O VIT tem uma grande influência na parte térmica do APB, já que seu uso reduz a transferência de calor para os anulares. Já a cimentação age principalmente na parte estrutural do APB, pois as camadas de cimento acabam atuando como barreiras para as deformações das camadas mais internas. Isto é facilmente notado pelas Figura 4.23 e Figura 4.24, que mostram a distribuição de temperatura no primeiro anular e a deformação das diferentes camadas do poço para o tempo de 240 h.

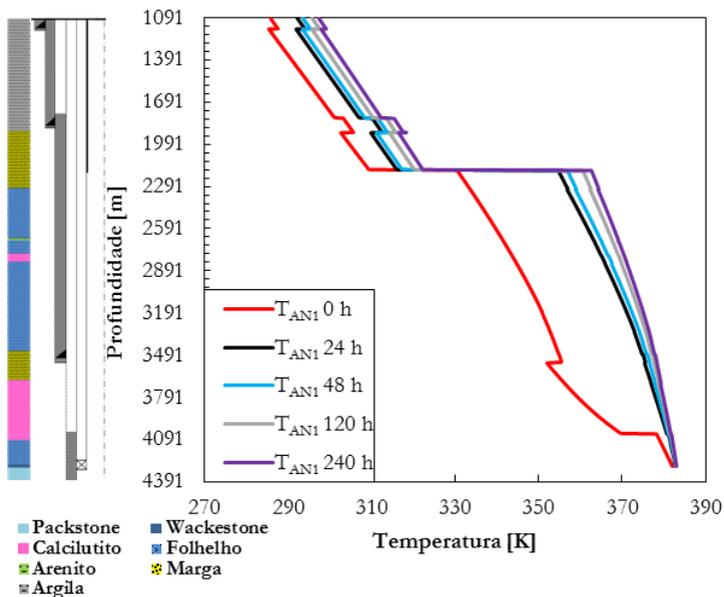


Figura 4.23 - Temperatura no primeiro anular em diferentes tempos para o poço direcional.

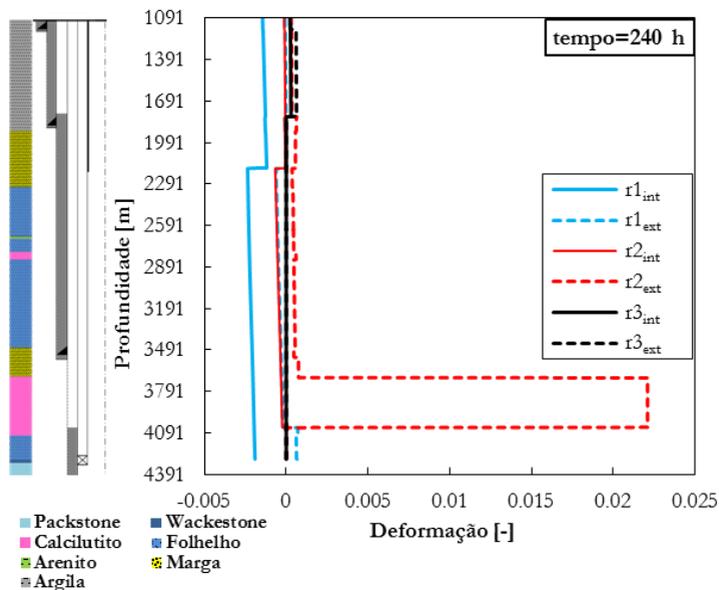


Figura 4.24 - Deformação dos raios de todos os anulares do poço direcional para o tempo de 240 h.

Ressalta-se que a deformação do raio externo do segundo anular ultrapassa a norma API (Canuck Engineering Ltd., 1983) que limita a deformação em 0,5%. Apesar de estudos apontarem este valor como sendo muito conservador (Price e St, 1990), a deformação observada na Figura 4.24 é muito maior que a norma. Esta deformação já atinge seu limite máximo no tempo de 0 h, como pode ser visto pela Figura 4.25. Isto pode ser evidência de uma formação local com propriedades mecânicas diferentes da considerada no modelo. A influência das propriedades da formação sobre os resultados do modelo serão mostradas no Capítulo 5.1.

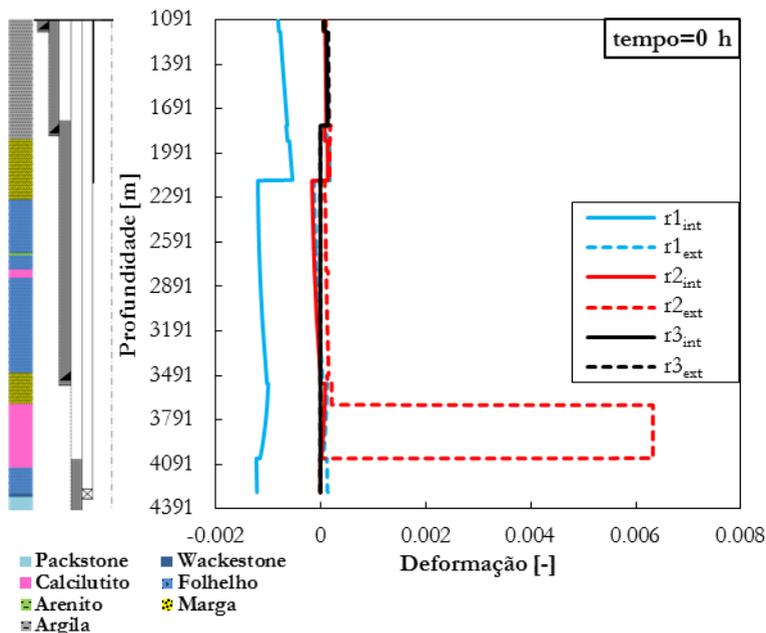


Figura 4.25 - Deformação dos raios de todos os anulares do poço direcional para o tempo de 0 h.

Na Figura 4.26 é mostrado a distribuição de pressão no primeiro anular, juntamente com a pressão medida no seu topo. Nota-se que o valor medido de pressão no topo do primeiro anular é quase o valor da pressão hidrostática, ou seja, o APB no primeiro anular é quase inexistente, algo muito atípico para um poço tão profundo e com *packer fluid* líquido. Devido à falta de informações operacionais do poço e incertezas em alguns valores usados na simulação, não se pode apontar ao certo o motivo deste valor tão baixo de APB. Alguns fatores que podem inserir erros no modelo

e seus impactos no APB serão discutidos no próximo capítulo, mas a grande diferença nos resultados e o baixo valor do dado de campo, apresentado na Figura 4.26, apontam para algum motivo de condição operacional não implementado no código proposto, como um alívio de pressão no primeiro anular através de válvulas presentes na ANM.

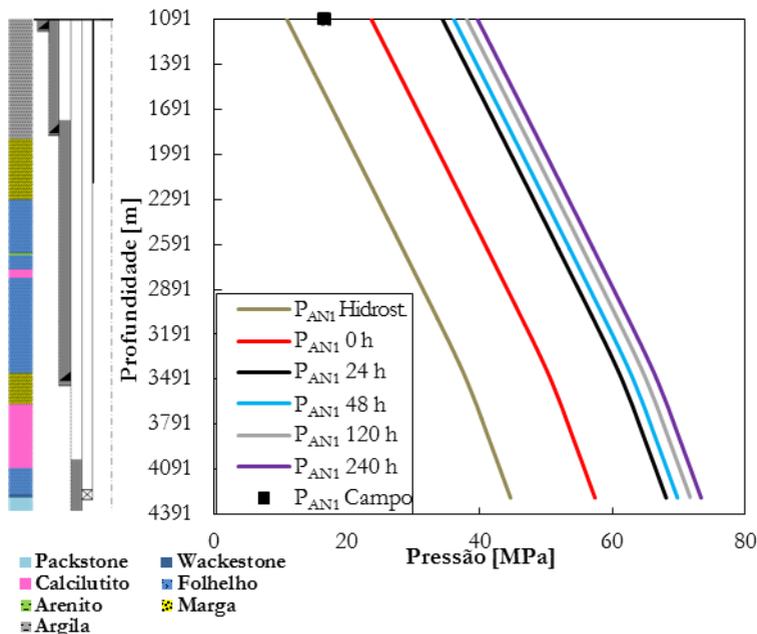


Figura 4.26 - Distribuição de pressão no primeiro anular do poço direcional.

Apesar de uma diferença em torno de 130% (23 MPa) entre o modelo proposto e o valor da pressão medida no topo do primeiro anular (para o caso de 240 h), há uma boa concordância entre os valores de pressão e temperatura no tubo de produção do modelo e os dados de campo, como pode ser visto na Figura 4.20. Isto é outro indício que a grande diferença dos resultados da Figura 4.26 é proveniente de algum fator operacional, e não de um erro inerente da modelagem matemática do modelo proposto.

A boa concordância na pressão e temperatura do fluido produzido, acompanhado com uma grande disparidade nos valores das pressões no topo do primeiro anular, se repete em todos os pontos simulados para este poço, como pode-se ver na Figura 4.27, que mostra os resultados de pressão e temperatura na cabeça do poço (ANM) do fluido sendo produzido e a pressão no topo do primeiro anular, junto com seus dados

de campo. Observou-se diferença máxima de 4,5 K e 15% (860 kPa) para a temperatura e pressão na cabeça do poço, assim como 190% (30 MPa) para a pressão no topo do primeiro anular.

Ressalta-se a constante queda nos valores apresentados na Figura 4.27. Como já mencionado, esta é uma tendência natural de redução de pressão do reservatório devido à produção. A redução de pressão no reservatório vai causar uma menor vazão no poço, que, por sua vez, reduz a convecção e a perda de carga dentro do tubo de produção, causando menores valores de APB, pressão e temperatura na cabeça do poço.

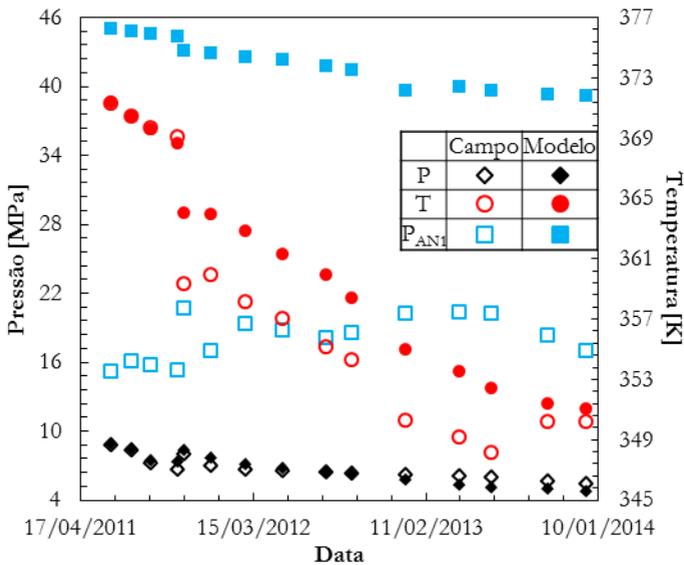


Figura 4.27 - Resultados de pressão e temperatura na cabeça do poço e pressão no topo do primeiro anular no poço direcional para diferentes condições de operação através do tempo.

Para se ter uma maior confiança nos resultados obtidos com o modelo proposto, foram realizadas simulações com o *software* comercial WellCat™ (WellCat, 2006), usando os mesmos dados apresentados nesta seção. As distribuições de pressão e temperatura no tubo de produção do *software* comercial e do modelo proposto são mostradas na Figura 4.28, junto com os respectivos dados de campo. Nota-se novamente que o pacote comercial superestima a temperatura e subestima a pressão dentro do tubo de produção, com os erros próximos de 12 K para a temperatura e 16% (850 kPa) para a pressão. Apesar da maior diferença entre o pacote

comercial e os dados de campo, os erros ainda estão dentro do limite dos modelos encontrados atualmente na literatura e utilizados na indústria.

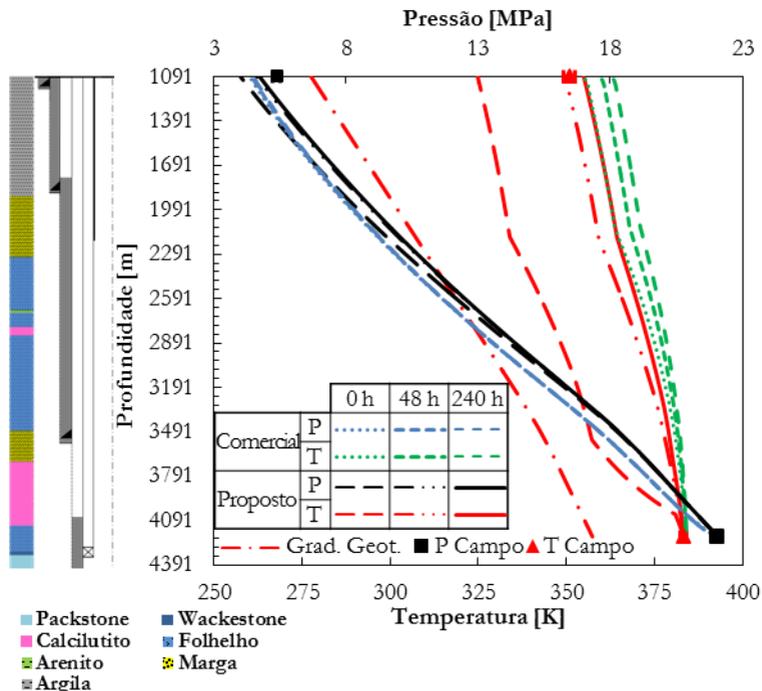


Figura 4.28 - Resultados de P e T no interior do tubo de produção segundo o modelo proposto e o pacote comercial para o poço direcional.

Além da pressão e temperatura do fluido no interior do tubo de produção, usou-se também a pressão no primeiro anular como parâmetro de comparação entre o modelo proposto e o pacote comercial, como pode ser visto na Figura 4.29. Nota-se que o modelo proposto e o pacote comercial têm uma boa concordância entre si, mas ambos apresentam uma grande diferença para o dado de campo. Nota-se também que o pacote comercial novamente superestima o APB em relação ao modelo proposto, apresentando um erro de aproximadamente 165% (28 MPa) para o dado de campo.

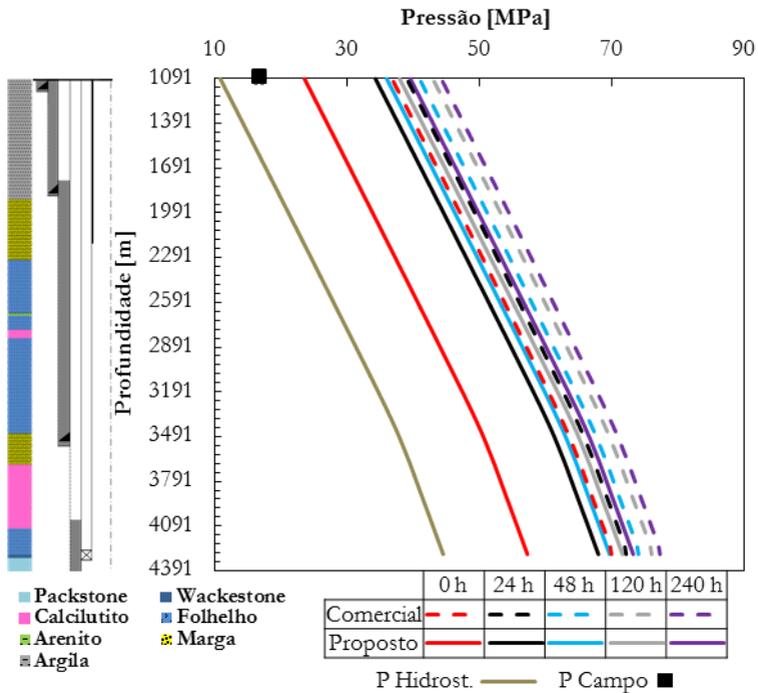


Figura 4.29 - Comparação de pressão no primeiro anular do modelo proposto e do pacote comercial para o poço direcional.

Muitos motivos apontados nesta seção sugerem que algum fator operacional seja responsável pela grande diferença entre os valores no topo do primeiro anular segundo o modelo proposto e o dado de campo. Porém, esta não é a única fonte de incerteza na simulação que pode ter uma grande influência no APB. No próximo capítulo, serão apresentados alguns estudos paramétricos para analisar as incertezas nas propriedades da formação, condutividade térmica equivalente da tubulação isolada a vácuo (VII), composição do fluido anular, razão gás-óleo (RGO) e produção de água (BSW). Esta análise permitirá quantificar a influência dessas variáveis nas respostas do modelo proposto.

A grande complexidade dos fenômenos termofísicos, combinada com os limitados dados disponíveis, fazem com que as simulações em poços de petróleo e gás sejam cercadas de incertezas. Neste capítulo, será explorado o modo como as incertezas associadas a alguns dados afetam o modelo, principalmente no tocante aos resultados do APB. Esses dados estão relacionados com a formação, composição dos fluidos anulares, composição do hidrocarboneto e propriedades do VII. Todos os resultados mostrados neste capítulo são para o tempo de regime permanente de produção (240 h), a não ser que dito o contrário. Os casos padrão para o poço vertical e direcional foram aqueles descritos nas Seções 4.2 e 4.4.

### 5.1 Formação rochosa

Como já mencionado anteriormente, as colunas litológicas apresentadas neste trabalho representam uma simplificação da formação rochosa, já que foram mostradas somente as rochas dominantes em cada trecho, e não a litologia percentual completa, ou seja, a cada profundidade medida pode-se encontrar mais do que um tipo de rocha, alterando assim a propriedade daquela região.

Além disso, muitos autores já mostraram que as propriedades das rochas variam muito em função de fatores que não são facilmente mensurados, como porosidade (Yu *et al.*, 2016), umidade relativa (Zhou *et al.*, 2016), anisotropia (Dell'Amico *et al.*, 1967) e composição da rocha (Weaver, 1979), fazendo com que possa haver variações de mais de 100% nos valores das propriedades.

Para estimar a influência da formação nos resultados do modelo, foram feitas simulações com os mesmos dados apresentados no Capítulo 4, mas considerando variações nos valores de referência das propriedades térmicas (capacidade e condutividade térmica) e mecânicas (massa específica, módulo de Young e coeficiente de Poisson) da formação, presentes nas Tabela 4.1 e Tabela 4.2. Para o caso do poço vertical, a influência dessa variação no APB pode ser vista na Figura 5.1, que mostra uma alteração máxima de aproximadamente 20% para todos os anulares (0,8 MPa, 4,5 MPa e 11 MPa), com exceção da descontinuidade presente no terceiro anular (Anular 3.1), que possui variação de mais de 100% (11,5 MPa) no valor do APB resultante.

A descontinuidade do terceiro anular é um caso atípico, pois nesta região a mudança das propriedades mecânicas da formação dominam a variação do APB, ou seja, o APB estrutural tem uma variação muito superior ao APB térmico, sendo o principal responsável pela mudança do valor do APB resultante, como pode-se ver na Figura 5.1.

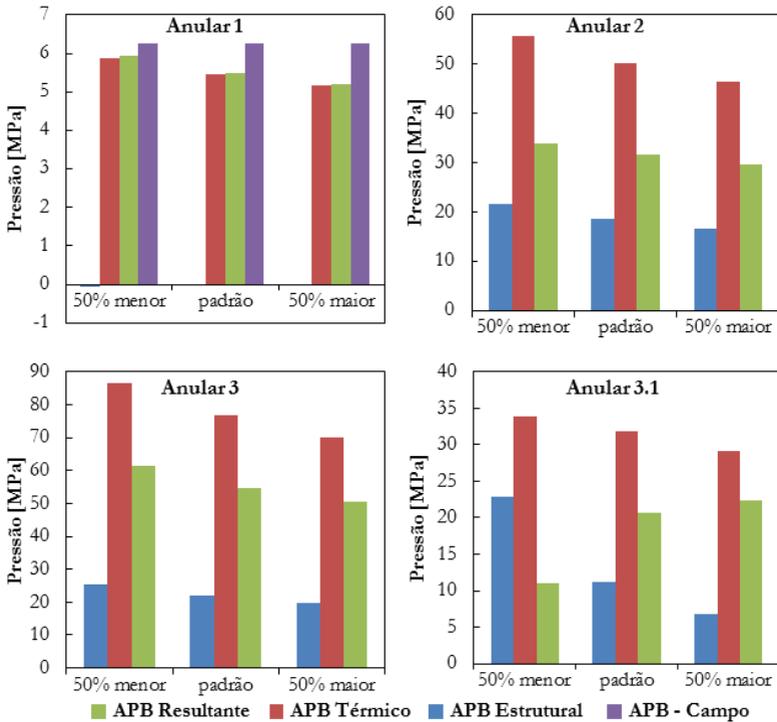


Figura 5.1 - Influência da formação no APB no poço vertical.

A mesma análise foi feita para o poço direcional, onde pode-se notar que a influência da formação rochosa no APB é mais significativa. Isso ocorre devido à presença apenas de líquido no primeiro anular, perdendo assim a “barreira” imposta pelo nitrogênio na troca de calor entre o poço e a formação, atenuando a variação da temperatura média dos anulares com a mudança das propriedades térmicas da formação.

Para o poço direcional, a influência da variação das propriedades da formação no APB pode ser vista na Figura 5.2, que mostra uma alteração de quase 20% (5 MPa) para o valor padrão de APB resultante no primeiro anular, 30% (6 MPa) no segundo e 60% (7 MPa) no terceiro. Se compararmos os limites superiores e inferiores das propriedades da

formação, tem-se variações para o APB resultante de quase 50% (13 MPa) para o primeiro anular, 75% (11 MPa) para o segundo e 150% (11 MPa) para o terceiro. Nota-se que o terceiro anular é o mais afetado pela variação das propriedades da formação, já que este anular é completamente adjacente à formação. As camadas mais internas do poço têm essa influência amenizada devido às camadas de cimento, revestimento e pelos próprios anulares mais externos.

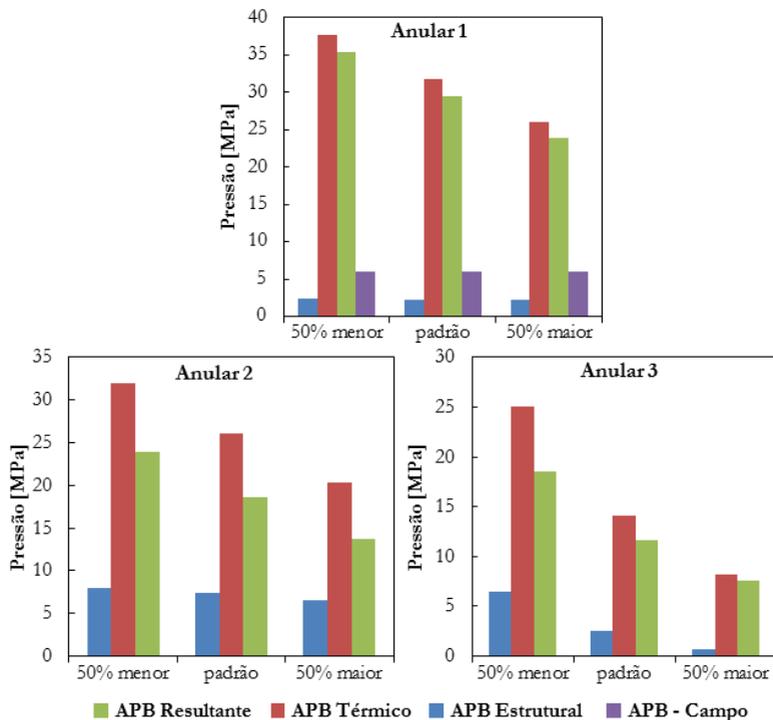


Figura 5.2 - Influência da formação no APB no poço direcional.

Nota-se que, de maneira geral, o aumento nas propriedades da formação resulta em uma redução no valor do APB. Isso ocorre, pois com o aumento das propriedades térmicas presente nas Tabela 4.1 e Tabela 4.2, há um aumento na efetividade térmica da formação, fazendo com que ocorra uma maior transferência de calor na formação, diminuindo assim a temperatura da interface da formação com o poço. Com isso, há uma maior troca de calor do poço com a formação, fazendo com que a temperatura média dos anulares diminua. Apesar de menos significativo, há de se considerar também o aumento do valor das propriedades mecânicas,

que resulta em uma maior resistência estrutural da formação, diminuindo assim a influência do APB estrutural.

Mostra-se também, nas Figura 5.3 e Figura 5.4, a influência da formação no perfil de pressão e temperatura do fluido sendo produzido pelos poços vertical e direcional. Nota-se que a principal influência da formação é na temperatura, com uma diferença máxima de 10 K entre o limite inferior e superior das propriedades para o poço vertical, e 16 K para o direcional. Essa maior influência da formação no poço direcional ocorre devido à sua grande região não cimentada, onde as propriedades térmicas da formação dominam o processo de transferência de calor do poço.

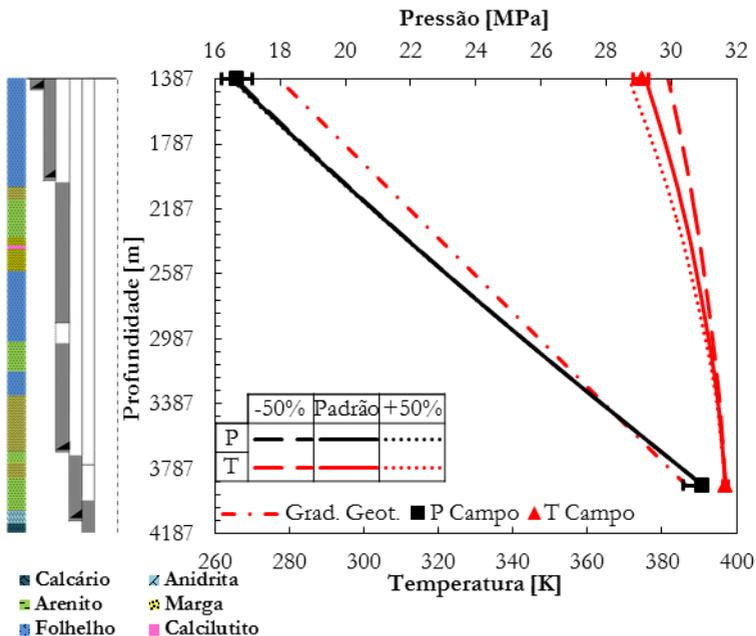


Figura 5.3 - Influência da formação nos perfis de P e T do fluido sendo produzido pelo poço vertical.

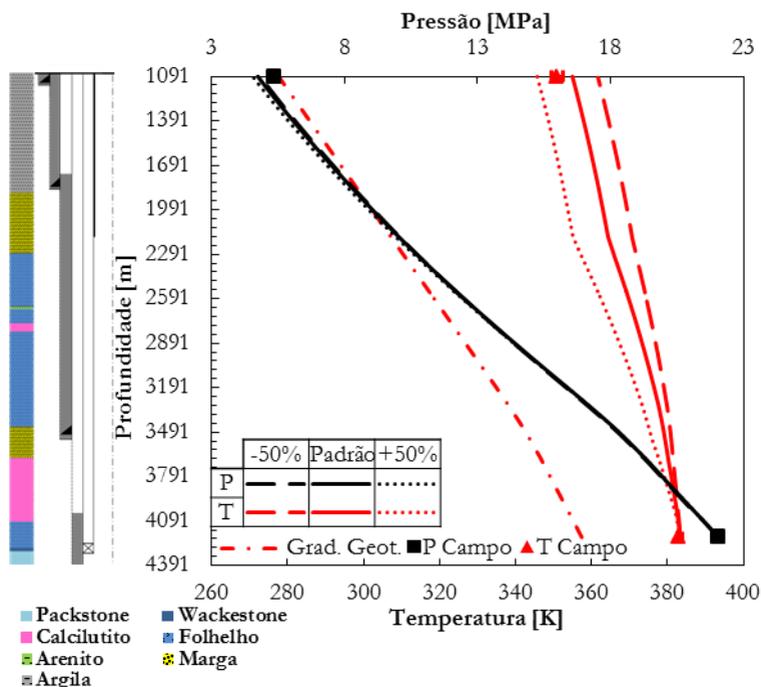


Figura 5.4 - Influência da formação nos perfis de P e T do fluido sendo produzido pelo poço direcional.

## 5.2 Composição dos fluidos anulares

Fluidos de perfuração são substâncias utilizadas durante a perfuração de poços de petróleo, as quais possuem como funções básicas controlar as pressões de formação, manter a estabilidade mecânica do poço, transportar as partículas de cascalhos gerados até a superfície, resfriar e transmitir força hidráulica até a broca. Esses fluidos, também conhecidos como lama de perfuração (*drilling mud*), frequentemente ficam confinados entre o topo do cimento da fase perfurada e o topo do poço.

Após a perfuração, inicia-se a completação do poço, processo em que o fluido de perfuração no espaço anular acima do *packer*, entre o tubo de produção e seu revestimento, deve ser substituído pelo fluido de completação antes do canhoneio ser efetuado. Esse fluido de completação, também conhecido como *packer fluid*, deve ser isento de partículas sólidas e inertes em relação à formação rochosa e às demais estruturas do poço, de modo a preservar o poço contra corrosão e não afetar a estabilidade da formação rochosa.

Em poços com *gas-lift*, o *packer fluid* ficará entre o *packer* e o mandril de *gas-lift* (MGL), já que o gás injetado desloca o fluido da cabeça do poço até o nível do MGL operador. Frequentemente, o nitrogênio líquido é usado neste tipo de operação, pois somente assim pode-se bombear-lo às altas pressões requeridas, normalmente acima de 3000 psi (20 MPa). Após ser bombeado, o nitrogênio passa por um trocador de calor que o aquece, passando da forma líquida para a gasosa, sem, no entanto, perder pressão.

Os fluidos dos anulares são foco de muitos estudos que têm por objetivo analisar e melhorar suas características para o uso em poços. Entretanto, muitas incertezas ainda cercam o conhecimento preciso de suas propriedades, visto que as suas composições não são divulgadas. Desse modo, ao se efetuar simplificações, assumindo composições para simular computacionalmente o comportamento de poços, erros podem ser inseridos nas respostas desses modelos.

Para analisar a influência da composição dos fluidos anulares no modelo proposto, foram realizadas simulações variando somente a composição do fluido anular desejado. Na Figura 5.5, mostra-se a influência no aumento de pressão com a variação da salinidade do fluido de completção no primeiro anular do poço direcional. Como o poço vertical foi planejado para ter o uso de *gas-lift*, não foi possível fazer esse tipo de análise, já que o fluido de completção é nitrogênio puro.

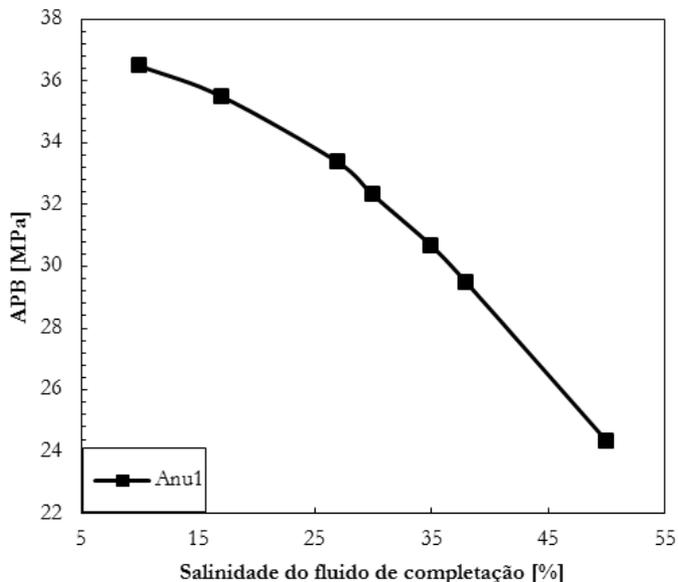


Figura 5.5 - Influência da composição do fluido de completção sobre o aumento de pressão no primeiro anular do poço direcional.

Nota-se, na Figura 5.5, que o valor de APB decresce à medida que a quantidade de sal presente na salmoura do primeiro anular aumenta. Isso é esperado, já que o sal é um sólido que apresenta expansividade desprezível e uma compressibilidade maior que a da água. Deste modo, quanto maior a quantidade de sal na mistura, menor vai ser a expansão do fluido anular com o aumento de sua temperatura, atingindo uma variação máxima de 12 MPa no APB do primeiro anular.

Vale frisar que o aumento de pressão no primeiro anular tem uma influência direta no componente estrutural do APB nos anulares adjacentes, que, como já visto anteriormente, é responsável por uma pequena parcela do APB resultante. Dessa forma, a variação da composição do fluido presente no primeiro anular tem uma influência máxima de 2,5 MPa no segundo anular e 0,1 MPa no terceiro.

Ressalta-se também que a variação na composição do fluido de completação tem pouca influência na taxa de transferência de calor ao longo do poço. Deste modo, a temperatura e a pressão dentro do tubo de produção permaneçam inalterados, fazendo com que a composição do fluido no primeiro anular somente tenha influência significativa no seu próprio aumento de pressão anular.

Além de variar a composição do fluido de completação, variou-se também a composição dos fluidos de perfuração dos poços apresentados neste trabalho. Para o poço vertical, variou-se a quantidade de glicerina presente na mistura água-glicerina. Conforme explicado anteriormente, esta mistura foi considerada com uma proporção de 50/50% em massa, devido à dificuldade em se obter dados do fluido de perfuração de base oleosa. Outras concentrações de glicerina na mistura foram usadas para observar a sua influência no aumento de pressão dos anulares, como pode-se ver na Figura 5.6.

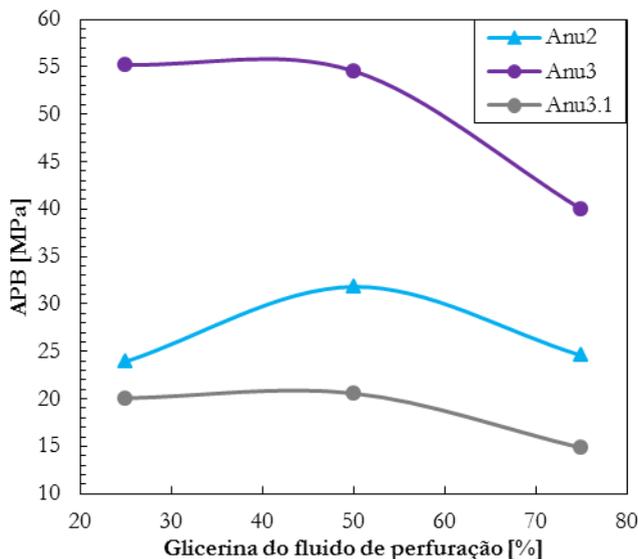


Figura 5.6 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão nos anulares do poço vertical.

A Figura 5.6 não consegue mostrar uma influência tão clara da composição do fluido anular sobre o seu aumento de pressão quanto a Figura 5.5. Nota-se que a glicerina contribui para o aumento de pressão anular até o caso padrão (50%), e após este ponto, o aumento da quantidade de glicerina causa uma redução da variação de pressão anular. Isso ocorre devido à interação da parte térmica e da parte estrutural do aumento de pressão nos anulares.

Como pode ser visto na Figura 5.7, a redução da quantidade de glicerina na mistura causa um aumento no APB térmico devido à diferença da compressibilidade da glicerina e da água. Porém, este aumento acarreta maiores deformações dos anulares adjacentes e da formação, como pode ser visto na Figura 5.8. Nota-se que o comportamento das curvas na Figura 5.7 são quase lineares, já que o APB térmico é calculado separadamente para cada anular. Porém, na Figura 5.8, o comportamento das curvas é mais próximo de um comportamento exponencial, pois o APB estrutural é calculado com um todo, dependendo da interação dos anulares entre si e da geometria do poço. Esta diferença nos comportamentos do APB térmico e estrutural que é responsável pelo comportamento das curvas na Figura 5.6, já que o APB estrutural atua diminuindo a pressão anular.

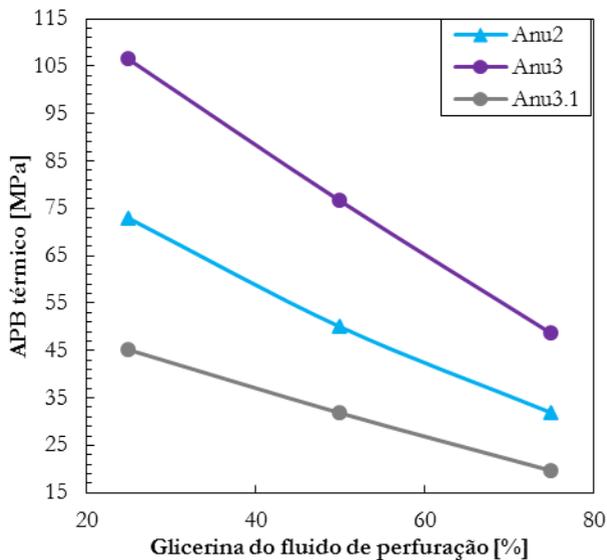


Figura 5.7 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão térmica nos anulares do poço vertical.

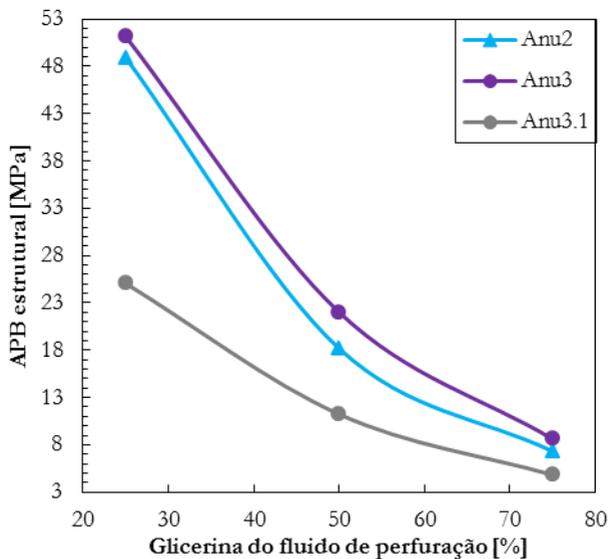


Figura 5.8 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão estrutural nos anulares do poço vertical.

Já para o poço direcional, que contém um fluido de perfuração (BR-MUL) de três componentes, variou-se a quantidade de sal e de glicerina na mistura. Deste modo, gráficos de superfície foram usados para mostrar a influência da composição do fluido de perfuração sobre os valores de APB do poço direcional, como pode ser visto na Figura 5.9. Nesta figura, observa-se variações máximas de aproximadamente 13 MPa no aumento de pressão do segundo anular e 9 MPa no terceiro.

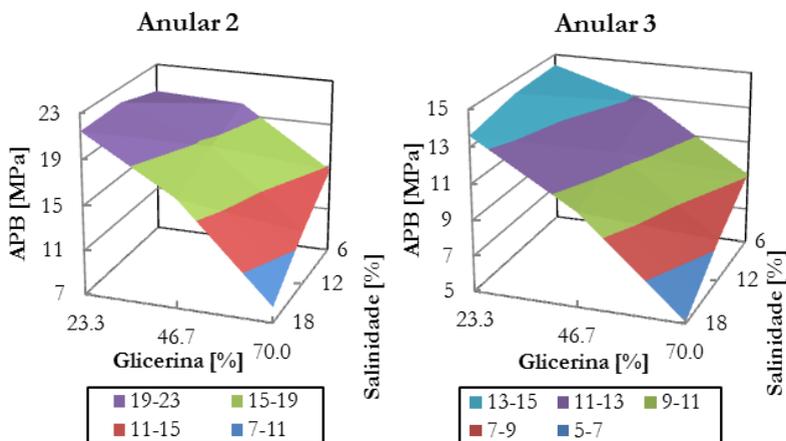


Figura 5.9 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão nos anulares do poço direcional.

Assim como na Figura 5.5, pode-se verificar a influência da salinidade da mistura no valor do APB, onde o aumento do sal causa uma redução no APB. No entanto, de forma análoga ao caso do poço vertical, o aumento da quantidade de glicerina não é tão facilmente entendido ao analisar o APB resultante. Sua influência é melhor entendida ao separar-se as influências do APB, como pode ser visto nas Figura 5.10 e Figura 5.11. Nestes casos não necessita-se estender esta análise ao APB no primeiro anular, já que toda a sua variação de pressão anular é proveniente de deformações estruturais causadas pelos anulares adjacentes, resultando em uma variação máxima de somente 4 MPa.

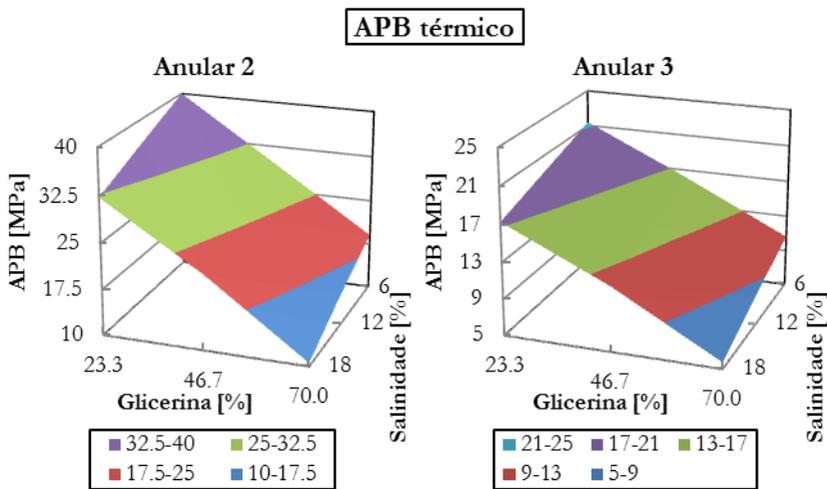


Figura 5.10 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão térmico nos anulares do poço direcional.

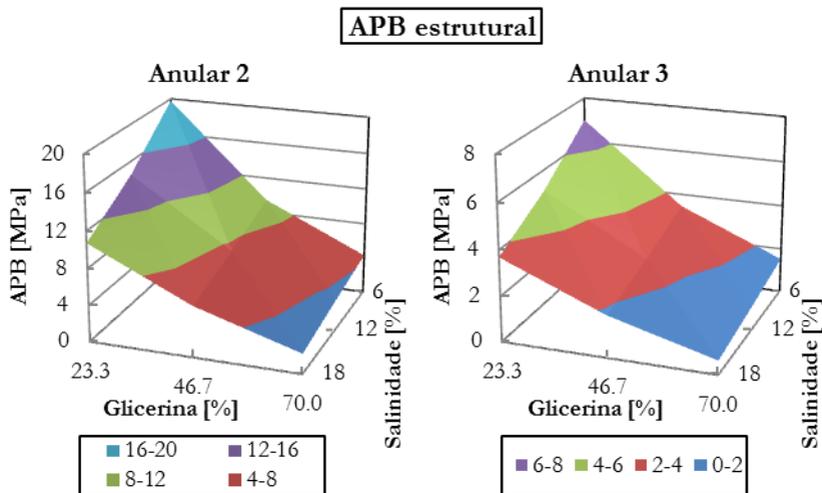


Figura 5.11 - Influência da composição do fluido de perfuração no aumento de pressão estrutural nos anulares do poço direcional.

Assim como no caso do fluido de completação, a variação da composição do fluido de perfuração não influencia significativamente na taxa de transferência de calor do poço, fazendo com que a resposta do poço dentro do tubo de produção tenha uma variação mínima. Conclui-se

então que a análise composicional do fluido anular tem sua influência principal no APB térmico do próprio anular, e este altera o APB dos anulares adjacentes através de suas deformações, porém com valores menos significativos.

### 5.3 Razão gás-óleo (RGO)

A razão gás-óleo (RGO) é definida como o quociente entre vazões volumétricas de gás e óleo em condições padrão (60°F e 14,7 psia). Esta variável é comumente aferida na plataforma, e é usada para determinar as propriedades do fluido produzido, por meio da análise PVT. Considerando as mesmas vazões e as mesmas condições de contorno dos casos padrão apresentados no Capítulo 4, é possível estimar o comportamento dos poços com uma porcentagem maior ou menor de componentes leves, resultando em variações da RGO.

Pode-se ver na Figura 5.12 a variação da pressão e da temperatura na cabeça do poço vertical em função da RGO.

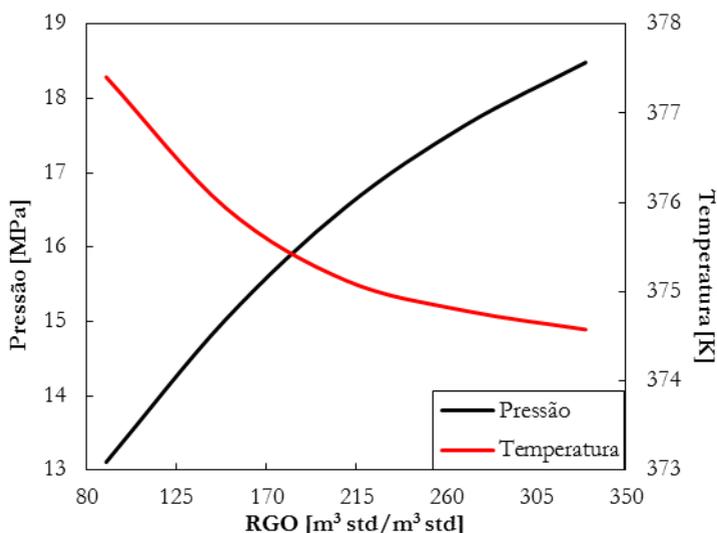


Figura 5.12 - Influência da RGO na pressão e temperatura do fluido produzido pelo poço vertical.

Dentre os efeitos observados, o principal é a variação da pressão do fluido dentro do tubo de produção, resultando em uma variação de quase 3 MPa para o caso padrão de 210 m³ std/ m³ std, e 5,5 MPa para os casos extremos. As outras variações notadas são menos significativas, sendo a

variação máxima da temperatura do fluido sendo produzido em torno de 3 K.

A grande influência da RGO na pressão dentro do tubo de produção ocorre devido à mudança de fase do fluido sendo produzido. Quanto mais elevada a RGO, mais a montante a transição de fase ocorre, chegando a valores em que o escoamento monofásico não é mais presente dentro do tubo de produção, como pode ser visto na Figura 5.13.

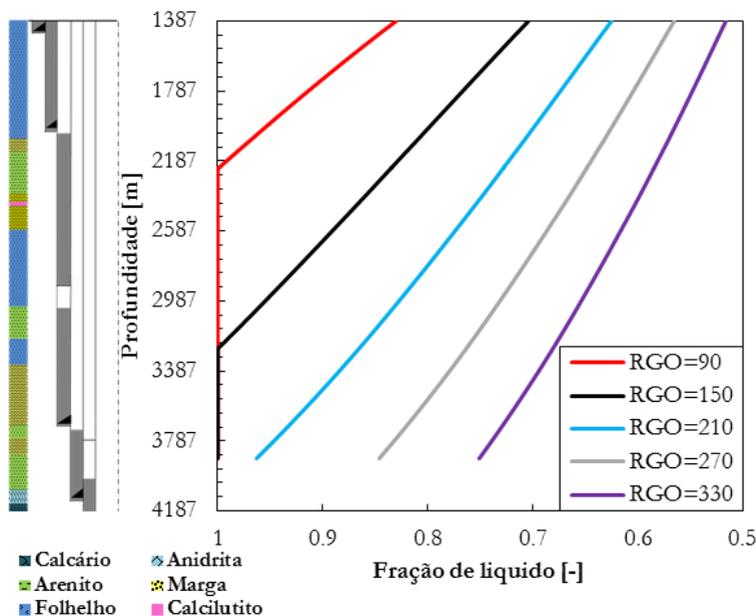


Figura 5.13 - Distribuição de fração de líquido ( $H_L$ ) para vários valores de RGO [ $\text{m}^3 \text{ std}/\text{m}^3 \text{ std}$ ] no poço vertical.

Nota-se que o aumento da RGO resulta diretamente na diminuição da fração de líquido, o que é esperado, já que um maior valor de RGO significa uma maior vazão volumétrica de gás em relação ao líquido. Essa maior presença de componentes leves terá uma grande influência nas características do escoamento dentro do tubo de produção, tanto na queda de pressão do escoamento quanto no coeficiente de transferência de calor por convecção forçada, como pode ser visto nas Figura 5.14 e Figura 5.15.

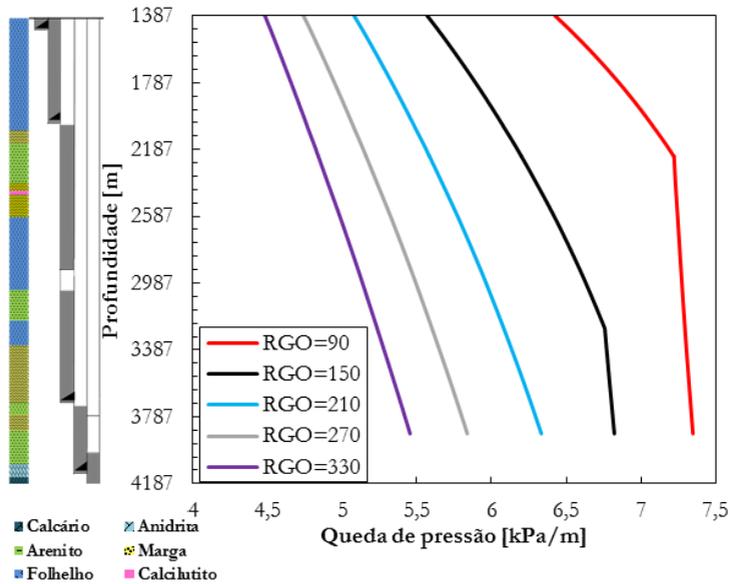


Figura 5.14 - Perfil da queda de pressão dentro do tubo de produção do poço vertical para vários valores de RGO [m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std].

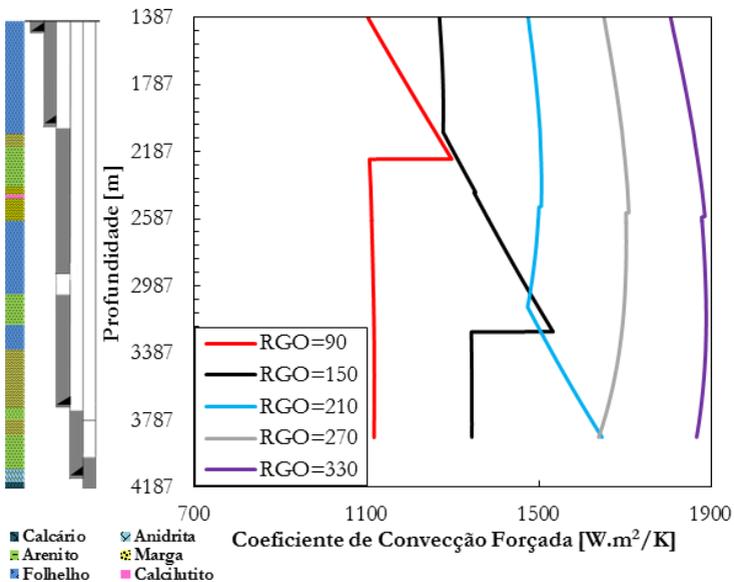


Figura 5.15 - Variação do coeficiente de transferência de calor por convecção dentro do tubo de produção do poço vertical para vários valores de RGO [m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std].

Na Figura 5.14, as mudanças nas inclinações das curvas de RGO 90 e 150, marcam o início do escoamento bifásico. Essa mudança na inclinação ocorre principalmente pela diferença entre a densidade do gás e do líquido, e no seu impacto na queda de pressão do escoamento devido aos efeitos gravitacionais. Os efeitos da aceleração e de atrito têm uma menor importância na perda de pressão do escoamento, fazendo com que a presença de gás no escoamento tenha pouco impacto nessas contribuições.

Na Figura 5.15, pode-se observar o coeficiente de transferência de calor por convecção forçada dentro do tubo de produção, e sua grande variação com a RGO. Nota-se novamente a transição do escoamento monofásico para bifásico nas curvas de RGO 90 e 150. Essas grandes discontinuidades são devido às diferentes correlações usadas para o caso monofásico (Sieder e Tate, 1936) e bifásico (Chen, 1966). Ressalta-se também as mudanças de inclinação nas curvas de RGO 150 e 210, que ocorrem devido ao fator de intensificação de transferência de calor pelo escoamento bifásico, presente na correlação de Chen (1966).

Apesar do grande influência da RGO no coeficiente de calor dentro do tubo de produção, seu impacto no coeficiente global de troca de calor é muito pequeno, já que a resistência dentro do tubo de produção não é dominante na rede de resistências térmicas do sistema. Como já discutido anteriormente, na maioria das vezes esse papel é do cimento, fazendo com que um aumento da convecção no interior do tubo de produção afete pouco na troca de calor entre o poço e a formação. Deste modo, fica mais clara a pequena variação da temperatura do fluido mostrada na Figura 5.12.

A pouca influência da RGO na troca de calor global pode ser vista também pelo aumento de pressão nos anulares do poço, mostrado na Figura 5.16. Nota-se que o terceiro anular é o que teve maior variação no APB com a RGO, tendo uma variação máxima do aumento de pressão anular de aproximadamente 1,5 MPa. Isso se deve à maiores variações na taxa de troca de calor nas regiões mais próximas à superfície, fazendo com que o terceiro anular tenha a maior variação média de temperatura.

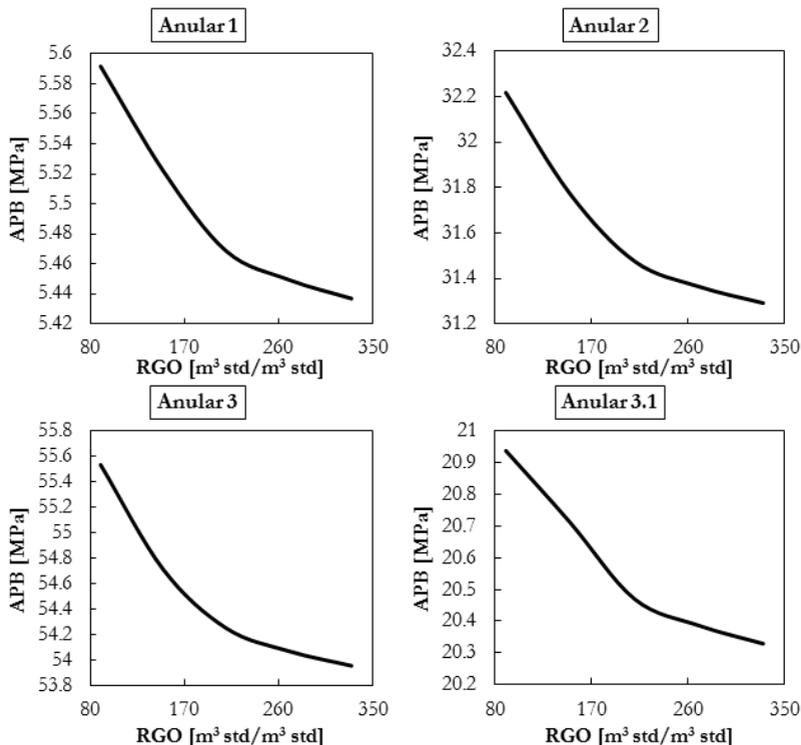


Figura 5.16 - Aumento de pressão nos anulares em função da RGO para o poço vertical.

A mesma análise da influência da RGO foi feita no poço direcional, e observou-se o mesmo comportamento do poço vertical. Para maiores valores de RGO, a pressão na cabeça do poço aumentou e a temperatura diminuiu. Além disso, os valores de aumento de pressão nos anulares diminuem com o aumento da RGO, mas devido à presença do VIT na região próxima à superfície, a variação de APB no terceiro anular é pequena, e o aumento de pressão no primeiro anular passa a ter a maior influência com a variação da RGO.

Os resultados das simulações podem ser vistos nas Figura 5.17 e Figura 5.18, onde ressalta-se a variação máxima de aproximadamente 6 MPa no tubo de produção e 1,2 MPa para o aumento no primeiro anular.

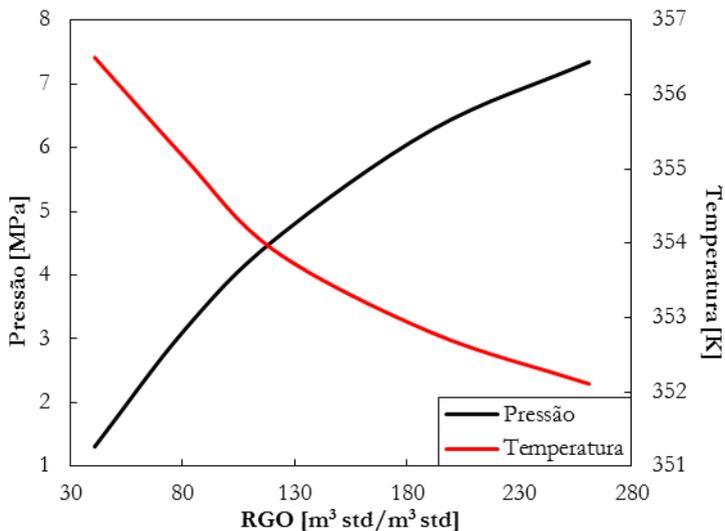


Figura 5.17 - Influência da RGO na pressão e temperatura do fluido produzido pelo poço direcional.

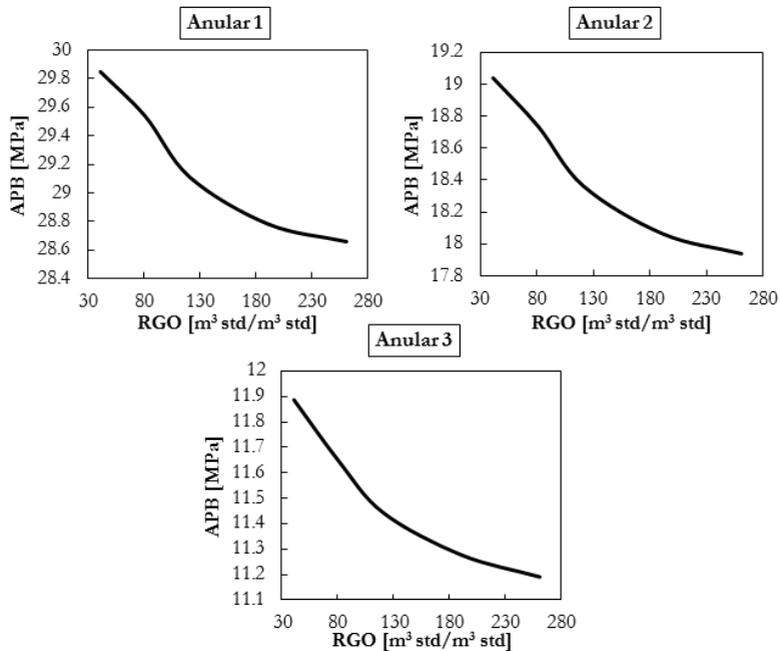


Figura 5.18 - Aumento de pressão nos anulares do poço direcional em função da RGO.

#### 5.4 Produção de água (BSW)

Para que os fluidos contidos nos poros das rochas sejam liberados, é necessário uma quantidade mínima de energia do poço, tanto para iniciar sua produção, quanto para assegurar uma contínua produção no poço. Deste modo, é comum a injeção de fluidos (líquidos ou gases) para aumentar a energia do reservatório, sendo necessária uma injeção cada vez maior para manter os níveis de produção com o tempo. A maior parte dos reservatórios utiliza a injeção de água para repor o espaço poroso deixado pelo óleo produzido (Corrêa, 2006), fazendo com que o volume de água produzido seja sempre crescente em virtude da maturação das jazidas e da utilização de processos de recuperação secundários.

Além de produzir água de injeção, os poços produzem também água de formação, que corresponde a água contida no reservatório geológico, de onde provêm os hidrocarbonetos. A água é o principal resíduo ligado à atividade de extração de petróleo. A quantidade de água e dos sedimentos presentes na produção é medida por meio do BSW, que é o quociente entre a vazão de água mais sedimentos e a vazão total de líquidos do poço. Deste modo, o BSW pode variar muito de poço para poço, apresentando maiores valores para poços mais maduros e para aqueles que tem o poço injetor de água próximo do poço produtor de petróleo.

De acordo com Ahmadum *et al.* (2009), a produção mundial diária de água é estimada em 250 milhões de barris, enquanto a produção de óleo é de apenas 80 milhões de barris. Somente na China, são produzidos 50 milhões de toneladas de água por ano (Yi *et al.*, 2012), e no Brasil, em 2014, a ANP anunciou que foi produzido um barril de água para cada barril de petróleo extraído da Bacia de Campos. Na Figura 5.19, pode-se ver um estudo de 2009 que mostra a projeção da produção de água na Bacia de Campos.

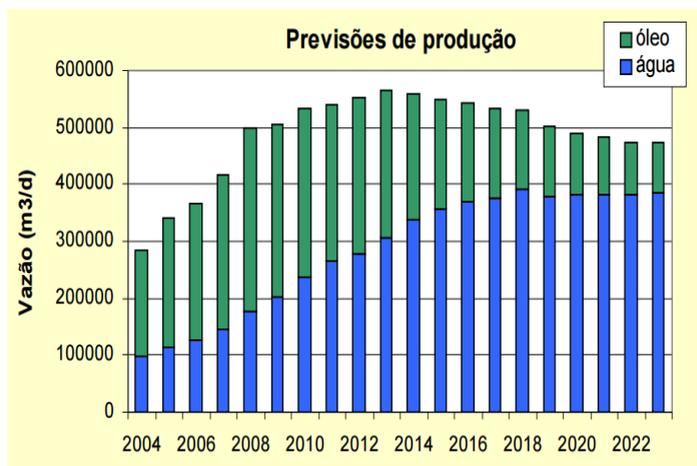


Figura 5.19 - Projeção de produção de água na Bacia de Campos. (Mitidiero, 2009)

A água produzida geralmente contém alta salinidade, partículas de óleo em suspensão, produtos químicos, metais pesados e por vezes alguma radioatividade. Isto a torna um poluente de difícil descarte, agravando-se pelo expressivo volume envolvido. O descarte inadequado implica em efeitos nocivos ao meio ambiente, na repercussão negativa indesejada, penalidades diversas e um custo elevado com ações corretivas e mitigadoras.

Deste modo, a água proveniente da produção de hidrocarbonetos prejudica a produtividade do poço, eleva os custos de produção, com gastos no controle e no correto descarte da água produzida, e também impacta na estrutura dos poços, com corrosão e aumento de 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 estudar o impacto da produção de água na transferência de calor e no APB.

Assim, manteve-se a produção fixa nos valores apresentados no Capítulo 4, e variou-se somente o BSW dos poços para observar a sua influência na resposta do modelo, ou seja, com o aumento de BSW reduziu-se progressivamente a quantidade de óleo e aumentou-se a quantidade produzida de água. Foram usados os dados apresentados por Ferreira *et al.* (2009) como valores característicos da progressão do BSW com o tempo de produção, onde em um período de apenas 8 meses, a porcentagem de água produzida saltou de valores próximos a zero para aproximadamente 77%.

Os resultados de pressão e temperatura na cabeça do poço com o aumento do BSW, são mostrados na Figura 5.20, assim como a pressão no

topo do primeiro anular. Essas simulações mostram a influência combinada do aumento do BSW e do aquecimento da formação. Nota-se que nos dois primeiros pontos o BSW apresenta valores de 0,21% e 5% para 24 horas e 186 horas de produção, respectivamente. Nestes períodos, a resposta transiente da formação ainda tem muita influência nos resultados do modelo, por isso que há uma grande variação de temperatura, mesmo com uma pequena mudança no BSW.

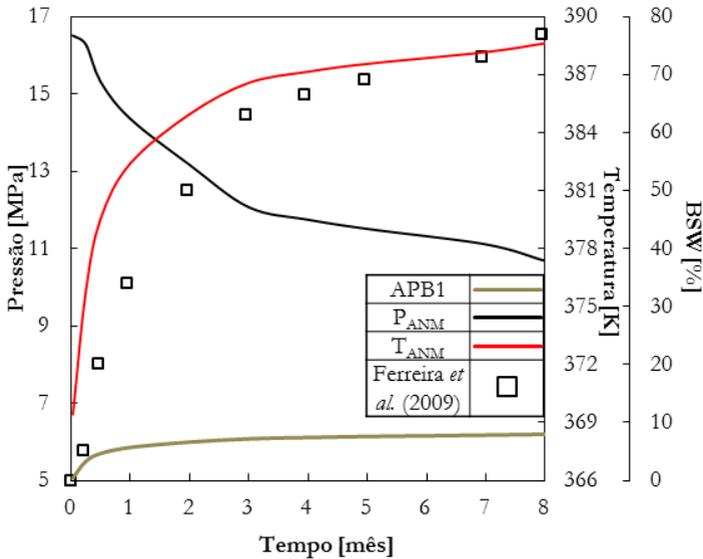


Figura 5.20 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço e do APB no primeiro anular com o aumento progressivo do BSW em função do tempo de produção do poço vertical.

No primeiro mês de produção, há um salto no BSW de um valor próximo a zero para 34%. Nesse período pode ser notado um grande aumento de temperatura, de aproximadamente 13 K, mais do que a metade da variação total de temperatura na cabeça do poço para o período de 8 meses, que é de aproximadamente 19 K. Este salto inicial ocorre pela combinação da contribuição do aquecimento da formação e do aumento do BSW.

Como discutido anteriormente, com o passar do tempo de produção, o fluido produzido aquece a formação rochosa adjacente ao poço, aumentando sua temperatura e reduzindo o calor trocado do poço com a formação. Esse fenômeno tem uma grande influência em períodos curtos de produção, mas atinge o regime permanente em aproximadamente 8,6 dias (Ramey, 1962), quando a temperatura da interface do poço com a

formação estabiliza e não exerce mais grandes influências na troca de calor global do poço.

Já o aumento gradual do BSW faz com que mais do líquido produzido seja água, que possui capacidade térmica mais elevada do que o hidrocarboneto, fazendo com que calor possa ser transferido do poço para a formação sem que haja uma mudança significativa de temperatura no fluido dentro do tubo de produção. Isso faz com que a mistura sendo produzida possa chegar na cabeça do poço com temperaturas mais elevadas.

A combinação desses dois fatores é o que faz com que a temperatura tenha um salto tão elevado no primeiro mês de produção. Porém, depois deste período, o aquecimento da formação não tem mais influência significativa na troca de calor do poço, e somente o aumento do BSW é responsável pela variação na temperatura do fluido dentro do tubo de produção. Deste modo, há uma menor variação de temperatura nos últimos 7 meses de produção, de aproximadamente 6 K.

Para melhor ver a influência do BSW nas respostas do modelo proposto neste trabalho, desacopla-se o tempo de produção do BSW, fazendo com que a formação não influencie nas respostas do modelo. Pode-se ver então, pela Figura 5.21, que o BSW exerce uma influência quase linear na pressão e temperatura dentro do tubo de produção, assim como no aumento de pressão do primeiro anular.

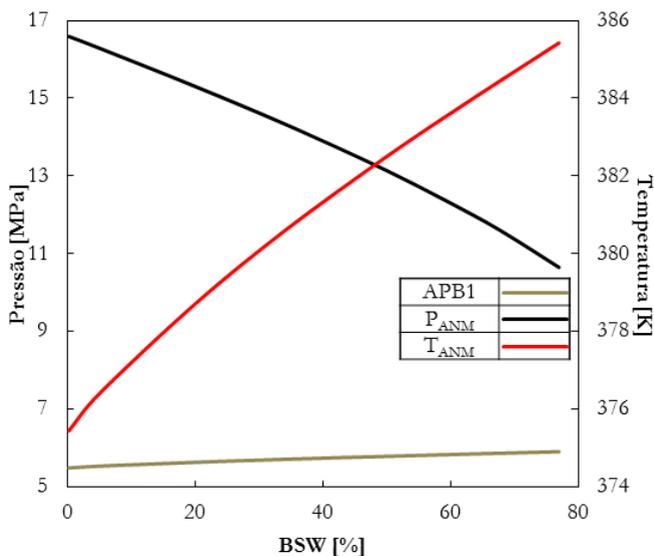


Figura 5.21 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço e do APB no primeiro anular com o BSW para o poço vertical.

Como o aquecimento da formação não tem influência significativa na pressão dentro do tubo de produção, somente o aumento do BSW que causa a variação da pressão mostrada na Figura 5.20. Apesar do aumento do BSW adiantar o início do escoamento bifásico, como pode ser visto pela Figura 5.22, somente há redução da fração de líquido na cabeça do poço até o BSW de 34%. Após este valor, passa-se a observar um aumento da fração de líquido na cabeça do poço com o aumento do BSW, evidenciando uma mudança de fase mais lenta no escoamento. Esse fenômeno, combinado com a maior densidade da água comparada com o hidrocarboneto, faz com que o aumento de BSW cause uma maior queda de pressão dentro do tubo de produção, devido principalmente aos fenômenos gravitacionais do escoamento.

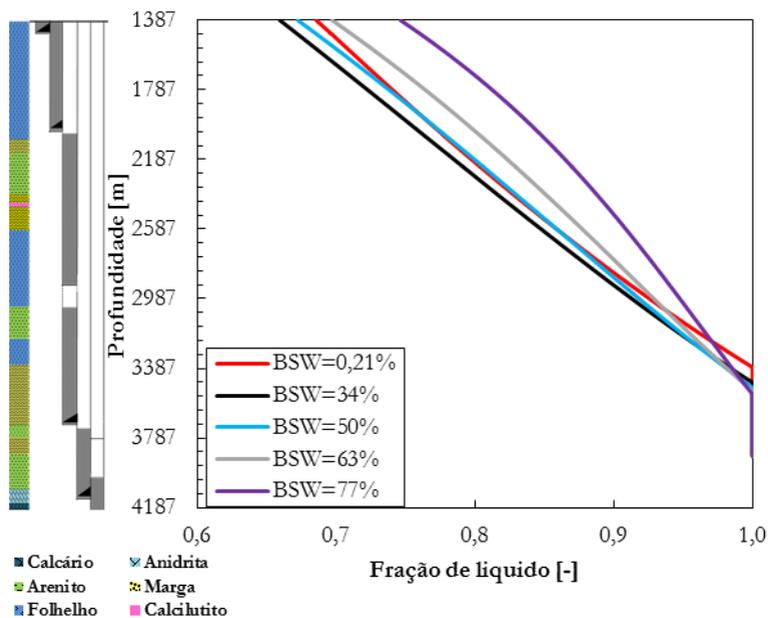


Figura 5.22 - Distribuição da fração de líquido no poço vertical para vários valores de BSW.

Nota-se também a variação do aumento de pressão no primeiro anular com o BSW na Figura 5.20. Essa variação ocorre principalmente devido à maior condutividade térmica da água em relação ao hidrocarboneto. Esta mudança de propriedade causa um aumento na convecção dentro do tubo de produção, fazendo com que mais calor se transfira para o anular, aumentando sua temperatura média e

consequentemente seu APB. Esta influência é reduzida no caso do poço vertical, pois seu primeiro anular contém nitrogênio, mas é melhor observada no poço direcional. A Figura 5.23 mostra a variação do aumento de pressão do primeiro anular do poço direcional com o BSW. Nota-se que neste caso há uma variação de mais de 12 MPa, enquanto no caso vertical foi de apenas 1,2 MPa.

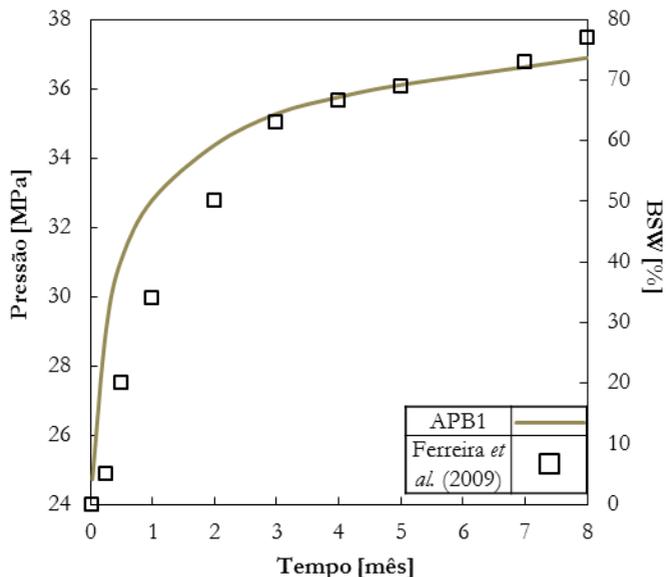


Figura 5.23 - Variação do aumento de pressão no primeiro anular do poço direcional com o aumento progressivo do BSW em função do tempo de produção.

Foram observados os mesmos efeitos na pressão e temperatura na cabeça do poço direcional com o aumento do BSW. Os resultados são mostrados na Figura 5.24. Ressalta-se a semelhança entre as curvas apresentadas nas Figura 5.20 e Figura 5.24.

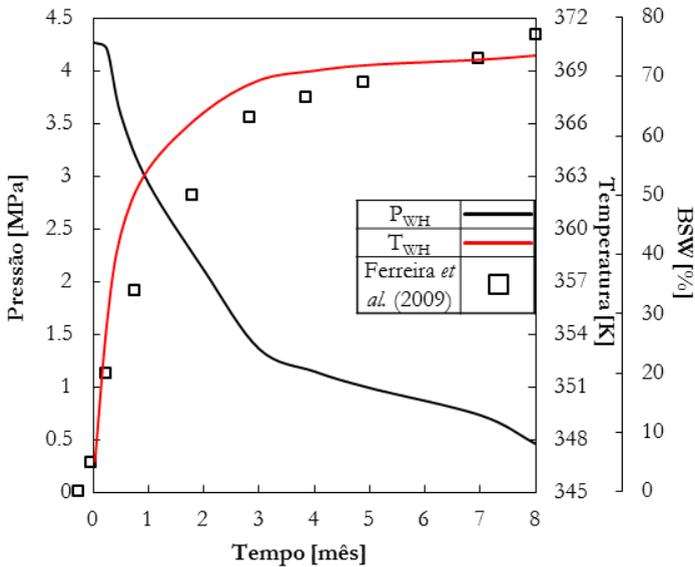


Figura 5.24 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço direcional com o aumento progressivo do BSW em função do tempo de produção.

## 5.5 Tubulação isolada a vácuo (VIT)

Das técnicas estudadas para o controle de APB, tubos isolados a vácuo (VIT) merecem uma atenção especial. Como já explicado, o VIT é um sistema de tubulação isolada a vácuo, que faz com que a troca de calor por condução seja significativamente reduzida. O VIT já vem sendo usado na indústria petrolífera há mais de 30 anos com o principal objetivo de reduzir os níveis de APB em poços (Gosch *et al.*, 2002; Azzola *et al.*, 2007), mas este também é usado com sucesso para outras finalidades, como prevenção de acúmulo de parafina e redução de formação de hidratos (Singh *et al.*, 2007).

O VIT geralmente é caracterizado por uma condutividade térmica equivalente (*k-value*) ou por um coeficiente global de transferência de calor (*U-value*) baseados em uma analogia de um sistema unidimensional radial de transferência de calor a partir de uma temperatura fixa para outra. Esse valor é usado como um parâmetro de comparação entre fabricantes e geometrias do VIT, ajudando também nos cálculos de modelos matemáticos e de eficiência do sistema.

Um dos grandes problemas do VIT é a difícil obtenção de sua condutividade térmica equivalente, visto que os fluxos de calor através do VIT dependem das condições de contorno do sistema, tais como

propriedades do fluido do anular, composição do material do tubo, coeficiente de convecção no anular, geometria do poço e integridade do vácuo. Isso faz com que o VIT apresente diferentes valores de condutividade térmica efetiva locais, e diferentes condutividades térmica equivalente, variando de poço para poço.

Apesar dos muitos anos de experiência da indústria na aplicação de tecnologias de isolamento de poços na produção de petróleo e gás, a literatura sobre sistemas VIT ainda é limitada, com muitas dúvidas relativas ao seu desempenho térmico, aplicabilidade e mecanismos físicos mais relevantes. Deste modo, muitos aspectos ainda não foram devidamente estudados e podem ter grandes impactos na condutividade térmica equivalente do sistema, como o nível de vácuo e a perda de calor através da conexão.

De modo a englobar essas dúvidas, foram feitas simulações com grandes variações na condutividade térmica equivalente do VIT do poço direcional, para poder analisar a sua influência no aumento de pressão dos anulares. A Figura 5.25 mostra a variação do aumento de pressão nos três anulares com a condutividade térmica equivalente do VIT.

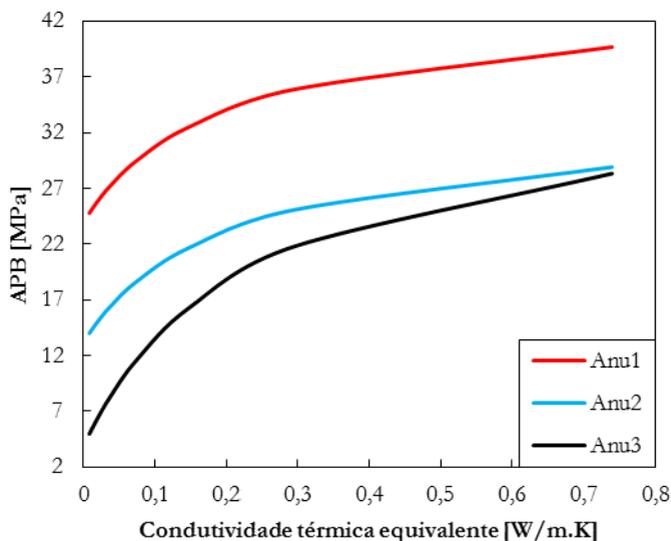


Figura 5.25 - Variação do aumento de pressão nos anulares do poço direcional em função da condutividade térmica equivalente do VIT.

Pode-se notar pela Figura 5.25 que o terceiro anular é o mais afetado pela variação da condutividade térmica equivalente do VIT, o que é esperado, já que o tubo de produção isolado a vácuo está presente em toda

sua extensão, interferindo em toda a sua troca de calor. Isso é melhor visto na Figura 5.26, que mostra a troca de calor por unidade de comprimento do poço direcional para diferentes valores de condutividade equivalente do VIT. Pode-se ver que a região em que o VIT é usado coincide com a extensão do terceiro anular.

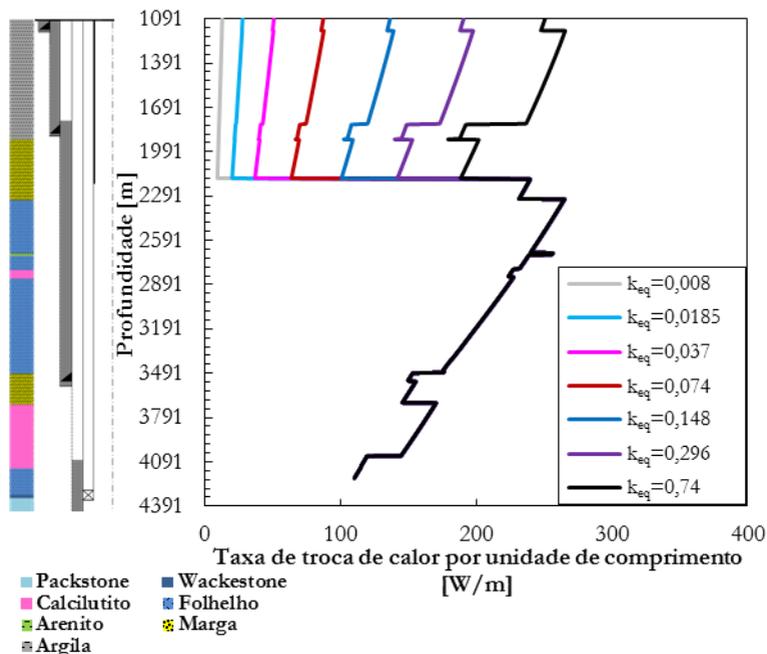


Figura 5.26 - Perfil da taxa de troca de calor por unidade de comprimento para várias condutividades térmicas equivalentes [W/m.K] do VIT no poço direcional.

Vale ressaltar que apesar da variação da condutividade equivalente do VIT não afetar a pressão dentro do tubo de produção, o mesmo não pode ser dito para a temperatura, já que, como pode ser visto pela Figura 5.26, a variação da condutividade equivalente do VIT influencia na troca de calor do poço com a formação. Deste modo, a Figura 5.27 mostra a variação da pressão e da temperatura na cabeça do poço com a condutividade equivalente do VIT.

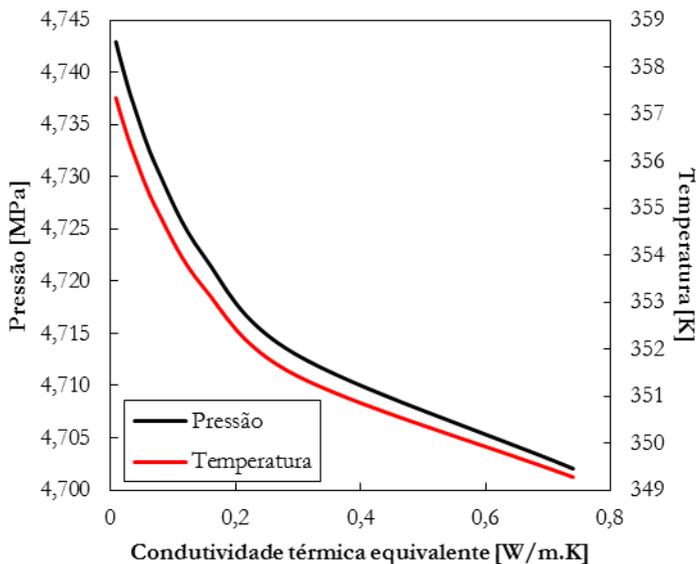


Figura 5.27 - Variação da pressão e temperatura na cabeça do poço com a condutividade térmica equivalente do VIT do poço direcional.

## 5.6 Resumo dos resultados

Como visto nesta seção, diversas simulações foram feitas variando alguns parâmetros que podem ser fontes de simplificações e erros em modelos de cálculo de APB. Apresenta-se, nas Figura 5.28 e Figura 5.29, um resumo dos resultados mostrados nesta seção, onde mostra-se os resultados das análises junto com suas diferenças (absolutas e percentuais) em relação ao valor de referência, obtido nas simulações do Capítulo 4.

	FORMAÇÃO		FLUIDO ANULAR		RGO [m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std]		BSW (com tempo)		Somente BSW		
	-50%	50%	25%*	75%*	90	330	0,21%	77%	0,21%	77%	
APP1	Valor [kPa]	5931	5199	5640	5401	5592	5437	5067	6198	5492	5910
	$\Delta$ [kPa]	426	-305	136	-104	87	-67	-438	694	-12	406
APP2	Valor [kPa]	7,74	-5,55	2,47	-1,89	1,59	-1,22	-7,96	12,61	-0,23	7,37
	$\Delta$ [%]	34055	29638	23940	24570	32217	31292	27729	37380	31598	34359
APP3	Valor [kPa]	2379	-2038	-7736	-7106	541	-384	-3947	5704	-77	2683
	$\Delta$ [%]	7,51	-6,43	-24,42	-22,43	1,71	-1,21	-12,46	18,01	-0,24	8,47
APPB3	Valor [kPa]	61253	50379	55230	40010	55535	53954	47316	65551	54441	59593
	$\Delta$ [kPa]	6689	-4184	667	-14554	971	-610	-7247	10987	-123	5030
APPB3.1	Valor [kPa]	12,26	-7,67	1,22	-26,67	1,78	-1,12	-13,28	20,14	-0,22	9,22
	$\Delta$ [%]	10948	22385	20067	14841	20938	20329	17681	24046	20575	22026
PANNM	Valor [kPa]	-9675	1763	-555	-5781	316	-294	-2942	3424	-47	1403
	$\Delta$ [%]	-46,91	8,55	-2,69	-28,03	1,53	-1,42	-14,27	16,60	-0,23	6,80
TANNM	Valor [kPa]	16636	16510	16564	16566	13108	18482	16514	10683	16500	10651
	$\Delta$ [kPa]	71	-55	-1	1	-3456	1917	-51	-5882	25	-5914
TANNM	Valor [K]	0,43	0,33	0,01	0,01	20,87	11,57	0,31	35,51	0,15	35,70
	$\Delta$ [K]	381,7	371,3	375,5	375,8	377,4	374,6	369,4	388,6	375,4	385,4
TANNM	Valor [K]	6,1	-4,3	-0,1	0,2	1,8	-1,0	-6,2	13,0	-0,2	9,8
	$\Delta$ [%]	1,62	1,14	0,03	0,05	0,48	0,27	1,65	3,46	0,05	2,61

\*referente à quantidade de glicerina do fluido de perfuração (OBM)

Figura 5.28 - Resumo dos efeitos de incerteza nos resultados do poço vertical.

	FORMAÇÃO		FLUIDO ANULAR				RGO [m <sup>3</sup> ]		BSW (com tempo)		VIT [w/m.K]		
	-50%	+50%	Packer	Fluid	50%*	MIN**	MAX**	90	30	0,21%	77%	0,008	0,74
APB1	Valor [kPa]	35394	23892	36484	24343	31773	27841	29848	28659	24729	36895	24781	39676
	Δ [kPa]	5928	-5574	7019	-5122	2307	-1624	382	-807	-4737	7429	-4685	10210
APB2	Valor [kPa]	20,12	-18,92	23,82	-17,38	7,83	-5,51	1,30	-2,74	-16,08	25,21	-15,90	34,65
	Δ [%]	23977	13747	20493	17802	2049	8402	19040	17940	14279	25849	14002	28905
APB3	Valor [kPa]	5347	-4883	1863	-828	-16581	-10228	410	-690	-4351	7219	-4628	10275
	Δ [%]	28,70	-26,21	10,00	-4,45	-89,00	-54,90	2,20	-3,70	-23,36	38,75	-24,84	55,16
PANM	Valor [kPa]	18506	7576	11629	11574	14383	5084	11887	11191	8001	19569	4975	28322
	Δ [kPa]	6917	-4013	40	-15	2794	-6505	298	-398	-3588	7980	-6614	16733
TANM	Valor [kPa]	59,69	-34,63	0,35	-0,13	24,11	-56,13	2,57	-3,44	-30,96	68,86	-57,07	144,39
	Δ [%]	4861	4536	4731	4731	4729	4738	1309	7344	4266	461	4743	4702
PANM	Valor [kPa]	130	-195	0	0	-1	7	-3422	2614	-464	-4270	12	-29
	Δ [%]	2,75	-4,11	0,01	-0,01	-0,03	0,15	-72,33	55,25	-9,82	-90,26	0,26	-0,61
TANM	Valor [K]	361,7	345,7	355	354,9	354,9	355,4	356,5	352,1	346,8	369,8	357,3	349,3
	Δ [K]	6,8	-9,2	0,1	0	0	0,5	1,6	-2,8	-8,1	14,9	2,44	-5,6
TANM	Valor [K]	1,92	-2,59	0,03	0,00	0,00	0,14	0,45	-0,79	-2,28	4,20	0,69	-1,58
	Δ [%]	1,92	-2,59	0,03	0,00	0,00	0,14	0,45	-0,79	-2,28	4,20	0,69	-1,58

\*Referente à quantidade de sal

\*\*Referente à quantidade de sal e glicicina

Figura 5.29 - Resumo dos efeitos de incerteza nos resultados do poço direcional.

O presente trabalho apresentou uma modelagem capaz de calcular fenômenos termohidrodinâmicos e estruturais presentes em poços *offshore*, visando o correto cálculo do aumento de pressão no anular (APB). Para tanto, foram implementadas diferentes correlações para os cálculos de escoamento dentro do tubo de produção, transferência de calor do poço para a formação e deformação estrutural das diversas camadas do poço. O modelo apresentado foi implementado no Matlab® (Matlab, 2014), com todas as propriedades de fluidos obtidas através do software Multiflash™ (Infochem/KBC, 2015).

O problema foi resolvido do PDG até a cabeça do poço, com um modelo paralelo para os cálculos abaixo do PDG, quando necessário. A pressão dentro do tubo de produção foi obtida através da integração da equação de quantidade de movimento, junto como as correlações de escoamento monofásicos e bifásicos para o cálculo do fator de atrito e fração de líquido. Foram usados dois modelos empíricos de fluidos separados para o cálculo dos escoamentos bifásicos, um próprio para poços verticais (Hagedorn e Brown, 1965) e um para poços direcionais (Beggs e Brill, 1973).

A entalpia dentro do tubo de produção é obtida de maneira similar, ao integrar-se a equação da energia. Para tanto, a transferência de calor radial foi computada através de um modelo de resistências térmicas, considerando as características geométricas e estruturais do poço, assim como as propriedades da formação. Foram usadas correlações adequadas para calcular a convecção dentro do tubo de produção e anulares.

O modelo apresentado é semi-transiente, pois devido às escalas de tempo, o escoamento dentro do tubo de produção pode ser considerado em regime permanente sem grandes prejuízos ao modelo, porém a transferência de calor do poço para a formação deve ser considerada em regime transiente. Assim, foi inserido um parâmetro de relaxação na equação da transferência de calor, de modo a captar os efeitos transientes da formação. Este parâmetro é função da temperatura adimensional, equivalente à função transiente de condução de calor.

Os cálculos termodinâmicos foram realizados através do software comercial Multiflash™ (Infochem/KBC, 2015). Deste modo, foi possível modelar a composição dos fluidos anulares e da mistura sendo produzida pelo poço. Este software também foi usado nas relações de fechamento das equações de balanço de energia e de quantidade de movimento dentro do tubo de produção.

O modelo de aumento de pressão no anular (APB) levou em conta as contribuições da equação de Oudeman e Bacarreza (1993), com a expansão do fluido anular sendo calculada com auxílio do software de propriedades Multiflash™ (Infochem/KBC, 2015), e usou-se o modelo *multistring* de deformação do poço de Timoshenko e Goodier (1969).

Os resultados obtidos pelo modelo proposto foram comparados com dados provenientes de dois poços operados pela Petrobras, um vertical e outro direcional. Os resultados do poço vertical apresentaram desvios de aproximadamente 1 K e 0,5% (100 kPa) para a temperatura e pressão na cabeça do poço, e de 2,5% (750 kPa) para a pressão no topo do primeiro anular. O poço direcional apresentou resultados similares para a temperatura e pressão na cabeça do poço, com desvios na ordem de 3,5 K e 12% (650 kPa), respectivamente. Porém, ao comparar o resultado de pressão no topo do primeiro anular, foi observado um erro de 130% (23 MPa).

Os resultados do modelo também foram comparados com um *software* comercial próprio para o cálculo de APB (WellCat, 2006). Para o poço vertical, obteve-se desvios de aproximadamente 4 K e 3,5% (550 kPa) para a temperatura e pressão na cabeça do poço, porém, ao analisar a pressão no topo do primeiro anular, observou-se um desvio da ordem de 200% (57 MPa), o que aponta para uma falha do *software* comercial ao simular aumento de pressão em anulares contendo gases. Já no poço direcional, os desvios de temperatura e pressão na cabeça do poço foram de aproximadamente 12 K e 16% (850 kPa), e a pressão no topo do primeiro anular apresentou resultados similares ao modelo proposto, com um desvio para o dado de campo na ordem de 165% (28 MPa), apontando para algum fator operacional do poço que não foi previsto nem no modelo proposto, nem no pacote comercial.

Várias outras simulações foram feitas em diferentes datas do boletim de teste de produção, apresentando desvios máximos no poço vertical da ordem de 4% (750 kPa) e 2 K para a pressão e temperatura na cabeça do poço, e 3% (850 kPa) para a pressão no topo do primeiro anular. Isso também foi realizado no poço direcional, obtendo diferenças máximas de temperatura e pressão na cabeça do poço de aproximadamente 4,5 K e 15% (860 kPa), assim como 190% (30 MPa) para a pressão no topo do primeiro anular. Todas as comparações feitas foram em regime permanente, já que o modelo não consegue captar a física do histórico de produção do poço e uma comparação em curtos tempos de produção não é possível.

Alguns parâmetros podem inserir erros em modelos de cálculos de APB ao serem incorretamente quantificados. Por meio de diferentes casos simulados, quantificou-se a influência destes parâmetros nos resultados do modelo apresentado. Notou-se que devido à grande amplitude do valor das

propriedades, a formação pode ser uma grande fonte de erros na simulação, tendo um grande impacto no APB, principalmente em anulares em direto contato com a formação.

Mostrou-se que a correta modelagem da composição dos fluidos anulares é fundamental para o cálculo do seu aumento de pressão. A composição do fluido anular afeta pouco a transferência de calor no poço e a temperatura dos próprios anulares, porém é muito impactante na expansão e compressão térmica do fluido anular, podendo causar muita variação no resultado do aumento de pressão do anular.

Padrões de operação do poço, como razão gás-óleo (RGO) e produção de água (BSW) também foram analisados. Mostrou-se que com o aumento do RGO, há uma redução da temperatura na cabeça do poço, assim como dos valores de APB, porém aumenta-se os valores de pressão na cabeça do poço. A influência do BSW é oposta, fazendo com que seu aumento cause uma redução da pressão na cabeça do poço, assim como um aumento da temperatura na mesma região e do APB. Essas influências são melhores notadas no poço direcional, pois o poço vertical contém nitrogênio no seu primeiro anular, o que causa uma mitigação nos valores de APB e uma menor transferência de calor do poço com a formação.

Por fim, analisou-se o comportamento da tubulação isolada a vácuo (VIT) do poço direcional, um método muito usado para mitigar APB. Mostrou-se como a condutividade térmica equivalente (*k-value*) do VIT influencia os resultados do modelo, e como esperado, mostrou-se que este parâmetro é diretamente proporcional ao APB no poço, ou seja, quanto menor for o valor do *k-value*, menor será os valores observados de aumento de pressão nos anulares. O aumento do *k-value* também causa uma redução na pressão e temperatura na cabeça do poço.

Este trabalho teve como principal contribuição a apresentação de uma ferramenta capaz de calcular o APB em poços *offshore*, através do cálculo da transferência de calor e da deformação em poços. Este modelo *multistring* é totalmente composicional, usando uma abordagem unidimensional radial em regime semi-transiente para a troca de calor com a formação. Apesar de algumas limitações presentes no modelo, espera-se que este sirva de base para o desenvolvimento de uma ferramenta mais robusta no estudo de APB, com o acoplamento de outros modelos, como métodos de mitigação de APB, gás-lift, testes de formação e de parada de produção.

## 6.1 Sugestões para trabalhos futuros

O presente trabalho representa uma contribuição no estudo de APB, porém, melhoras ainda podem ser implementadas de modo a tornar

o modelo proposto mais robusto e eficiente. Visando a continuidade do estudo, sugere-se as seguintes atividades adicionais:

- Acoplamento de modelos capazes de descrever a física de processos operacionais presentes em poços de petróleo, como gás lift, paradas de produção e alívio da pressão do anular pela cabeça do poço;
- Implementação de rotinas específicas para métodos de mitigação de APB em poços, como VIT, discos de ruptura, espumas sintéticas e espaçadores de nitrogênio;
- Implementação de outros modelos estruturais, ou possivelmente a criação de um próprio, com o objetivo de diminuir as incertezas e desvios nesta parte do cálculo;
- Adição de cálculos de resistência mecânica ao colapso do tubo e revestimentos, de modo a testar a segurança do projeto do poço;
- Validação do modelo com outros poços, com enfoque em poços direcionais e horizontais;
- Estudo específico para testar as funções transiente de condução de calor, de modo a determinar-se qual a mais eficiente para o cálculo de transientes curtos;
- Implementação de modelos capazes de simular transientes curtos e a obtenção de dados específicos para testá-los.

ADAMS, A.J., 1991. **How to Design for Annulus Fluid Heat-up**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX. SPE-22871-MS.

AHMAD, M., CHANDRAKER, D. K., HEWITT, G. F., 2013. **Phenomenological Modeling of Critical Heat Flux: The GRAMP Code and Its Validation**. Nuclear Engineering and Design, Vol. 254, p. 280–290.

AHMADUM, F., PENDASHTEH, A., ABDULLAH, L.C., BIAK, D.R.A., MADAENI, S.S. e ABIDIN, Z.Z., 2009. **Review of Technologies for Oil and Gas Produced Water Treatment**. Journal of Hazardous Materials, Vol. 170, p. 530-551.

ALVES, I.N., ALHANATI, F.J.S. e SHOHAM, O., 1992. **A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines**. SPE Production Engineering, Vol. 7, p. 363-367.

ANIS, M. e BUTHOD, P., 1974. **How Flashing Fluids Change Phase in Pipelines**. Oil and Gas Journal, Vol. 72, p. 150-157.

ANSARI, A.M, SYLVESTER, N.D, SARICA, C., SHOHAM, O. e BRILL, J.P., 1994. **A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores**. SPE Production and Facilities, Vol. 9, p. 143-151.

AZZOLA, J.H, TSELEPIDAKIS, D.P. e PATTILLO, P.D., 2007. **Application of Vacuum-Insulated Tubing to Mitigate Annular Pressure Buildup**. SPE Drilling and Completion, Vol. 22, p. 26-29.

BARBOSA, Jr., J.R. e HEWITT, G.F., 2006. **Gas-Liquid Two-Phase Flow in Vertical Pipes (A description of Models Used in the GRAMP2 Programme)**. Internal Report, Imperial College.

BAXENDELL, P.B. e THOMAS, R., 1961. **The Calculation of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 13, p. 1023-1028.

BEGGS, H.D. e BRILL, J.P., 1973. **A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 25, p. 607-617.

BELLARBY, J., 2009. **Well Completion Design, Vol. 56**. Elsevier.

BIRCH, F. e CLARK, H., 1940. **The Thermal Conductivity of Rocks and its Dependence Upon Temperature and Composition**. American Journal of Science, Vol. 238, p. 613-635.

BIRD, J.M., 1954. **Interpretation of Temperature Logs in Water-and-Gas Injection Wells and Gas Producing Wells**. American Petroleum Institute, p. 187-195.

BOURGOYNE, Jr., A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E. e YOUNG, Jr., F.S., 1991. **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

BP, 2016. **BP Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>. Acessado em: 24/05/2017.

BRADFORD, D.W., GIBSON, D.H., GOSCH, S.W., PATTILLO, P.D., SHARP, J.W. e TAYLOR, C.E., 2002. **Marlin Failure Analysis and Redesign: Part 1, Description of Failure**. SPE Drilling Conference, Dallas, TX. SPE-88814-PA.

BRADLEY, H.B., 1987. **Petroleum Engineering Handbook**. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

BRILL, J.P. e BEGGS, H.D., 1991. **Two Phase Flow in Pipes**. 6<sup>th</sup> Ed. The University of Tulsa Press, Tulsa, OK.

BRILL, J.P. e MUKHERJEE, H.K., 1999. **Multiphase Flow in Wells**. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

CANUCK ENGINEERING LTD., 1983. **Norman Wells to Zama Pipeline-Structural Analysis and Soil-Pipe Interaction Study**. Report to Interprovincial Pipe Line, NW, Canada.

CANUTO, J.R., 2002. **Petróleo**. Geociências, USP. Disponível em: <<http://www.igc.usp.br/index.php?id=309>>.

CARDOSO, L.C., 2010. **Petróleo do Poço ao Porto**. Qualitymark, Rio de Janeiro.

CHEN, J.C., 1966. **Correlation for Boiling Heat Transfer to Saturated Fluids in Convective Flow**. Industrial and Engineering Chemistry Process Design and Development, Vol. 5, p. 322-329.

CHENG, W.L., HUANG, Y.H., LU, D.T. e YIN, H.R., 2011. **A Novel Analytical Transient Heat Conduction Time Function for Heat Transfer in Steam Injection Wells Considering the Wellbore Heat Capacity**. Energy, Vol. 36, p. 4080-4088.

CHEXAL, B., LELLOUCHE, G., HOROWITZ, J., HEALZER, J. e OH, S., 1992. **A Void Fraction Correlation for Generalized Applications**. Progress in Nuclear Energy, Vol. 27, p. 255-295.

CHISHOLM, D., 1967. **A Theoretical Basis for the Lockhart Martinelli Correlation for Two-Phase Flow**. International Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 10, p. 1767-1778.

CHIU, K. e THAKUR, S.C., 1991. **Modeling of Wellbore Heat Losses in Directional Wells Under Changing Injection Conditions**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX. SPE-22870-MS.

COLEBROOK, C.F., 1939. **Turbulent Flow in Pipes With Particular Reference to the Transition Region Between the Smooth and Rough Pipe Laws**. Journal of the Institution of Civil Engineers, Vol. 11, p. 133-156.

COLLIER, J.G. e THOME, J.R., 1994. **Convective Boiling and Condensation**. 3<sup>rd</sup> Ed. Oxford University Press Inc., New York.

COPPE, 2014. **História do Petróleo**. MBP - COPPE/UFRJ. Disponível em: <<http://www.petroleo.coppe.ufrj.br/historia-do-petroleo/>>.

CÔRREA, A.C.F., 2006. **Previsão de Comportamento de Reservatórios sob Influxo Natural ou Injeção de Água**. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, Rio de Janeiro, Vol. 1, p.51-66.

COTTA, P., 1975. **O Petróleo é Nosso?** Guavira Editores, Rio de Janeiro.

DELL'AMICO, J.J., CAPTAIN, F.K. e CHANSKY, S.H., 1967. **Characterization and Thermal Conductivities of Some Samples of Conasauga Shale**. Oak Ridge National Laboratory-MIT-20.

DITTUS, F.W. e BOELTER, L.M.K., 1930. **Heat Transfer in Automobile Radiators of the Tubular Type**. International Communications in Heat and Mass Transfer, Vol. 12, p. 3-22.

DROPKIN, D. e SOMERSCALES, E., 1965. **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, Vol. 87, p. 77-82.

DUKLER, A.E. E TAITEL, Y., 1986. **Flow Pattern Transition in Gas-Liquid Systems: Measurement and Modeling**. Em: HEWITT, G.F., DELHAYE, J.M e ZUBER, N. (Ed.) **Multiphase Science and Technology**. Vol. 2, p.1-94, Hemisphere Publishing Corporation, New York.

DUNS, H. e ROS, N.C.J., 1963. **Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells**. Sexto Congresso Mundial de Petróleo, Frankfurt, Alemanha.

ELLIS, R.C., FRITCHIE, D.G., GIBSON, D.H., GOSCH, S.W. e PATILLO, P.D., 2002. **Marlin Failure Analysis and Redesign, Part 2 – Redesign**. SPE Drilling Conference, Dallas, TX. SPE-88838-PA.

EPE, 2016. **Balço Energético Nacional 2016 – Ano Base 2015**. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2016.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf)>. Acessado em: 25/05/2017.

EPPELBAUM, L., KUSTASOV, I. e PILCHIM, A., 2014. **Applied Geothermics**. Springer, Berlin.

EXAME, 2016. **As 25 Maiores Empresas do Mundo em 2016, Segundo a Fortune**. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/negocios/as-25-maiores-empresas-do-mundo-em-2016-segundo-a-fortune/>>. Acesso em: 23/05/2017.

FERREIRA, M.V.D., FOLSTA, M.G. e NIANNA, A.M., 2009. **A Comprehensive Methodology to Analyze the Impact of the Sand Control Technique on the Efficiency of an Horizontal Well**. SPE European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands. SPE-122033-MS

FERREIRA, M.V.D, SANTOS, A.R., VANZAN, V., 2012. **Thermal Insulated Tubing Application to Prevent Annuls Pressure Buildup in Brazil Offshore Fields**. SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galvestone, TX. SPE-151044-MS

FERREIRA, M.V.D, 2017. **Estudo Termo-Estrutural de Poços Equipados com VIT**. Tese de Doutorado (ainda não apresentada), UFSC, Florianópolis, SC.

FRANÇA, F. e LAHEY, R.T., 1992. **The Use of Drift Flux Techniques for the Analysis of Horizontal Two-Phase Flows**. International Journal of Multiphase Flow, Vol. 18, p. 787-801.

FRIEDEL, L., 1979. **Improved Friction Pressure Drop Correlation of Data for Isothermal Two-Phase Pipe Flow**. European Two-Phase Flow Group Meeting, Paper E2, Ispra, Italy.

FURUKAWA, H., SHOHAM, O. e BRILL, J.P., **Predicting Compositional Two-Phase Flow Behavior in Pipelines**. Journal of Energy Resource and Technology, Vol. 108, p. 207-210.

GOSCH, S.W., HORNE, D.J. e PATTILLO, P.D., 2002. **Marlin Failure Analysis and Redesign: Part 3 – VIT Completion With Real-Time Monitoring**. SPE Drilling Conference, Dallas, TX. SPE-74530-MS.

GOULD, L., 1979. **Compositional Two-Phase Flow in Pipelines**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 31, p. 373-384.

GREGORY, G.A. e AZIZ, K., 1973. **Calculation of Pressure and Temperature Profiles in Multiphase Pipeline and Simple Pipeline Networks**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 17, p. 56-68

GRIFFITH, P. e WALLIS, G.B., 1961. **Two-Phase Slug Flow**. Journal of Heat Transfer, Vol. 83, p. 307-318.

GUO, B., LYONS, W.C. e GHALAMBOR, A., 2007. **Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted Approach**. Gulf Professional Publishing, Elsevier.

HAFEMANN, T.E., 2015. **Modelagem do Escoamento Multifásico e Tranferência de Calor em Poços do Pré-Sal para a Estimativa do APB (*Annular Pressure Buildup*)**. Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, SC.

HAGEDORN, A.R. e BROWN, K.E., 1965. **Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 17, p. 475-484.

HALAL, A.S. e MITCHELL, R.F., 1994. **Casing Design of Trapped Annular Pressure Buildup**. SPE Drilling and Completion, Vol. 9, p. 107-114.

HASAN, A.R. e KABIR, C.S., 1991. **Heat Transfer During Two-Phase Flow in Wellbores: Part I – Formation Temperature**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX. SPE-22866-MS.

HASAN, A.R. e KABIR, C.S., 1994. **Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow**. SPE Production and Facilities. Vol. 9, p. 211-216.

HASAN, A.R. e KABIR, C.S., 2002. **Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores**. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

HASAN, A.R., IZGEA, B. e KABIR, C.S., 2010. **Sustaining Production by Managing Annular-Pressure Buildup**. SPE Production and Operation, Vol. 25, p. 195-203.

HASAN, A.R. e KABIR, C.S., 2012. **Wellbore Heat Transfer Modeling and Application**. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 86-87, p. 127-136.

HIBIKI, T e ISHII, M., 2003. **One-Dimensional Drift-Flux Model and Constitutive Equations for Relative Motion Between Phases in Various Two-Phase Flow Regimes**. International Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 46, p. 4935-4948.

HOLMAN, J.P., 1981. **Heat Transfer**. McGraw-Hill Inc.

INFOCHEM/KBC, 2014. **Multiflash™ v.4.4**. London, UK.

INFOCHEM/KBC, 2015. **Multiflash™ v.6.0**. London, UK.

ISHII, M. e MISHIMA, K., 1980. **Study of Two-Fluid Model and Interfacial Area**. Technical Report, Argonne National Lab., IL.

JAEGER, C., 1979. **Rock Mechanics and Engineering**. Cambridge University Press, Cambridge.

LESEM, L.B., GREYTOK, F., e MAROTTA, F., 1957. **A Method of Calculating the Distribution of Temperature in Flowing Gas Wells**. Petroleum Transactions, AIME, Vol. 210, p. 169-176.

LI, D., KUMAR, K. e MOHANTY, K.K., 2003. **Compositional Simulation of WAG Process for Viscous Oil**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO.

LOCKHART, R.W. e MARTINELLI, R.C., 1949. **Proposed Correlation of Data for Isothermal Two-Phase Two-Component Flow in Pipes**. Chemical Engineering Progress, Vol. 45, p. 39-48.

LUSTOSA, M.C.J., 2002. **Meio Ambiente, Inovação e Competitividade na Indústria Brasileira: A Cadeia Produtiva do Petróleo**. Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ.

MATLAB, 2014. **The MathWorks Inc**. v. R2012b 32Bits, Natick, MA.

MAUGERI, L., 2006. **The Age of Oil: The Mythology, History and Future of The World's Most Controversial Resource**. Praeger, Westport.

MITCHELL, R.F. e WEDELICH, H.F. III, 1989. **Prediction of Downhole Temperatures Can Be Key for Optimal Wellbore Design**. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma. SPE-18900-MS.

MITIDIERO, L., 2009. **A questão do Boro na Água Produzida de Petróleo**. Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <[http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/EFABF603/Leonard oMitidieroPETROBRAS\\_RemocaBoro\\_Mar09.pdf](http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/EFABF603/Leonard%20MitidieroPETROBRAS_RemocaBoro_Mar09.pdf)>. Acesso em: 19/06/2017.

MOE, B. e ERPELDING, P., 2000. **Annular Pressure Buildup: What Is It and What To Do About It**. World Oil Deepwater Technology Supplement, August: 21–23.

MOODY, L.F., 1944. **Friction Factor for Pipe Flow**. Transactions of the ASME, Vol. 66, p. 671-684.

NIAN, Y.L., CHENG, W.L., LI, T.T. e WANG, C.L., 2004. **Study on the Effect of Wellbore Heat Capacity on Steam Injection Well Heat Loss.** Applied Thermal Engineering, Vol. 70, p. 763-769.

NOTTENBURG, R., RAJESHWAR, K., ROSENVOLD, R e DUBOW, J., 1978. **Measurement of Thermal Conductivity of Green River Oil Shales by a Thermal Comparator Technique.** Fuel, Vol. 57, p. 789-795.

OUDEMAN, P. e BACARREZA, L.J., 1995. **Field Trial Results of Annular Pressure Behavior in a HP/HT Well.** SPE Drilling and Completion, Vol. 10, p. 84-88.

OUDEMAN, P. e KAREM, M., 2004. **Transient Behavior of Annular Pressure Buildup in HP/HT Wells.** International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE. SPE-88735-PA.

PATILLO, P.D., COCALES, B.W. e MOREY, S.C., 2006. **Analysis of an Annular Pressure Buildup Failure During Drill Ahead.** SPE Drilling and Completion, Vol. 21, p. 242-247.

PATILLO, P.D., SATHUVALLI, U.B., RAHMAN, S.M., PREWETT, H.H., CARMICHAEL, S.P. e WYDRINSKI, R., 2007. **Mad Dog Slot W1 Tubing Deformation Failure Analysis.** Annual Technical Conference, Anaheim, California. SPE-109882-MS

PAYNE, G.A., PALMER, C.M., BRILL, J.P. e BEGGS, H.D., 1979. **Evaluation of Inclines Pipe Two-Phase Liquid Holdup and Pressure-Loss Correlations Using Experimental Data.** Journal of Petroleum Technology, Vol. 31, p. 1198-1208.

PELIANO, S.V., 2015. **Mitigação de APB pelo Método da Sapata Aberta.** Monografia de Graduação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ.

PENG, D.Y. e ROBINSON, D.B.A., 1976. **A New Two-Constant Equation of State.** Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, Vol. 15, p. 59-64.

PETROBRAS, 2016. **Plano Estratégico, Plano de Negócios e Gestão 2017-2021.** Setembro 2016.

PETROSKY, G.E. Jr. e FARSHAD, F.F., 1993. **Pressure Volume Temperature Correlation for the Gulf of Mexico**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. SPE-26644-MS.

PEYERL, D., 2014. **A contribuição do Conselho Nacional do Petróleo e da Petrobras na Formação de Profissionais para a Exploração do Petróleo no Brasil**. Tese de Doutorado, UNICAMP, São Paulo, SP.

POETTMANN, F.H. e CARPENTER, P.G., 1952. **The Multiphase Flow of Gas, Oil, and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-lift Installations**. American Petroleum Institute.

POURAFSHARY, P., 2007. **A Coupled Wellbore/Reservoir Simulator to Model Multiphase Flow and Temperature Distribution**. Tese de Doutorado, Universidade do Texas em Austin.

PURAFSHARY, P., VARAVEI, A., SEPEHRNOORI, K. e PODIO, A.L., 2009. **A Compositional Wellbore/Reservoir Simulator to Model Multiphase Flow and Temperature Distribution**. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 69, p. 40-52.

PRICE, P. e ST, J., 1990. **Canadian Standards Association Limits States Task Force-State of Practice Review for Pipelines and Representative References**.

QUEIROZ, M.S., 2009. **A Utilização do Petróleo e sua Sustentabilidade no Brasil**. Monografia para obtenção de grau de especialista. Universidade Candido Mendes, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

RAMEY, Jr. H.J., 1962. **Wellbore Heat Transmission**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 14, p. 427-435.

RATCLIFFE, E.H., 1959. **Thermal Conductivities of Fused and Crystalline Quartz**. British Journal of Applied Physics, Vol.10, p. 22-25.

ROBERTSON, E.C., 1979. **Thermal Conductivity of Rocks**. Open File Report 79-353, US Geological Survey.

SAGAR, R., DOTY, D.R., e SCHMIDT, Z., 1991. **Prediction Temperatures in a Flowing Well**. SPE Production Engineering, Vol. 6, p. 441-448.

SATTER, A., 1965. **Heat Loss During Flow of Steam Down a Wellbore.** Journal of Petroleum Technology, Vol. 17, p. 845-851.

SATHUVALLI, U.B., PAYNE, M.L., PATTILLO, P.D., RAHMAN, S. e SURYANARAYANA, P.V., 2005. **Development of a Screening System to Identify Deepwater Wells at Risk for Annular Pressure Build-up.** SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. SPE-92594-MS.

SCHLUMBERGER, M., DOLL, H.G, e PEREBINOSOFF, A.A., 1937. **Temperature Measurement in Oil Wells.** Journal of the Institution of Petroleum Technologist, Vol. 23, p. 1-25.

SENNA, J.J., 1978. **O Petróleo no Brasil - Evolução Histórica e Perspectivas.** Revista de Administração Pública (RAP), Vol. 12, p. 75-96.

SHIRDEL, M., 2013. **Development of a Couple Wellbore Reservoir Compositional Simulator for Damage Prediction and Remediation.** Tese de Doutorado, Universidade do Texas em Austin.

SHOHAM, O., 2006. **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes.** Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

SIDER, E.N. e TATE, G.E., 1936. **Heat Transfer and Pressure Drop of Liquid in Tubes.** Industrial and Engineering Chemistry, Vol. 28, p. 1429-1435.

SINGH, P., WALKER, J., LEE, H.S., GHARFEH, S., Thomason, B. e BLUMER, D., 2006. **An Application of Vacuum Insulation Tubing (VIT) for Wax Control in an Artic Environment.** Offshore Technology Conference, Houston, TX. OTC-18316-MS

SOAVE, G., 1972. **Equilibrium Constants for Modified Redlich-Kwong Equation of State.** Chemical Engineering Science, Vol. 27, p. 1197-1203.

SOUZA, F.R., 2006. **Impacto do Preço do Petróleo na Política Energética Mundial.** Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ.

SOUZA, R.G., 1997. **Petróleo, História das Descobertas e o Potencial Brasileiro.** Editora Muiraquitã, Nitorói, RJ.

STANDING, M.B. e KATZ, D.L., 1942. **Density of Natural Gases**. Trans. AIME, Vol. 146, pp. 144.

SWEET, J.N., 1979. **Pressure Effects on Thermal Conductivity and Expansion of Geologic Materials**. Sandia Lab Energy Report 78-1991.

TAITEL, Y., BARNEA, D. e DUKLER, A.E., 1980. **Modeling Flow Pattern Transition for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes**. AIChE Journal, Vol. 26, p. 345-354.

TAITEL, Y. e DUKLER, A.E., 1976. **A Model for Prediction Flow Regime Transition in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow**. AIChE Journal, Vol. 22, p. 47-55.

THE ECONOMIST, 2016. **The Rise of the Superstars**. Disponível em: <<http://www.economist.com/news/special-report/21707048-small-group-giant-companiessome-old-some-neware-once-again-dominating-global>>. Acesso em: 23/05/2017.

THOMAS, J.E. (Org.), 2001. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Petrobras, Rio de Janeiro.

TIMOSHENKO, S.P. e GOODIER, J.N., 1970. **Theory of Elasticity**. McGraw-Hill Book Co. Inc., New York.

TISSOT, B.P e WELTE, D.H., 1978. **Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

VAN EVERDINGEN, A.F. e HURST, W., 1949. **The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoir**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 1, p. 305-324.

VAZQUEZ, M. e BEGGS, H.D., 1980. **Correlations for Fluid Physical Property Prediction**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 32, p. 968-970.

WANG, P., YOTOV, I., WHEELER, M., ARBOGAST, T., DAWSON, C., PARASHAR, M. e SEPEHRNOORI, K., 1997. **A New Generation EOS Compositional Reservoir Simulator: Part I – Formulation and Discretization**. Reservoir Simulation Symposium, Dallas, TX.SPE-37979-MS.

WANG, P., BALAY, S., SEPEHRNOORI, K., WHEELER, J., ABATE, J., SMITH, B. e POPE, G.A., 1999. **A Fully Implicit Parallel EOS Compositional Simulator for Large Scale Reservoir Simulation**. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX.

WEAVER, C.E., 1979. **Geothermal Alteration of Clay Minerals and Shales: Diagenesis**. Technical Report, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA.

WELLCAT, **Landmark Graphics Corporation**, 2006. WellCat Training Manual. Houston.

WILLIAMSON, R., SANDERS, W., JAKABOSKY, T., SERIO, M. e GRIFFITH, J.E., 2003. **Control of Contained-Annulus Fluid Pressure Buildup**. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. SPE-79875-MS.

WILSON, G.M. e DE VANYE, W., 1974. **Documentation of the PVT Inc. Mark V Computer Program**. GPA, Tulsa.

WOLFF, F.G., 2012. **Análise de um Modelo de Escoamento Bifásico Ar-Água em Tubos Verticais**. Trabalho de Curso, UFSC, Florianópolis.

YI, X.S., YU, S.L., SHI, W.X., WANG, S., SUN, N., JIN, L.M., WANG, X. e SUN, L.P., 2012. **Hydrodynamics Behavior of Oil Field Wastewater Advanced Treatment by Ultrafiltration Process**. Desalination, Vol. 305, p. 12-16.

YIN, F. e GAO, D., 2014. **Improved Calculation of Multiple Annuli Pressure Buildup in Subsea HPHT Wells**. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, Thailand. SPE-170553-MS.

YU, C., JI, S. e LI, Q., 2016. **Effects of Porosity on Seismic Velocities, Elastic Moduli and Poisson's Ratios of Solid Material and Rocks**. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, Vol.8, p. 35-49.

ZHOU, F., 2013. **Research on Heat Transfer in Geothermal Wellbore and Surrounding**. Tese de Doutorado, Technische Universität Berlin.

ZHOU, Z., CAI, X., CAO, W., LI, X., e XIONG, C., 2016. **Influence of Water Content on Mechanical Properties of Rock in Both Saturation and Drying Process**. Rock Mechanics and Rock Engineering, Vol. 49, p. 3009-3025.

ZUBER, N. e FINDLAY, J.A., 1965. **Average Volumetric Concentration in Two-Phase Flow Systems.** Journal of Heat Transfer, Vol. 87, p. 453-468.

## APÊNDICE A – Análise PVT do hidrocarboneto do poço vertical

Tabela A.1 - Propriedades e composições molares do poço vertical - flash experimental a 40°C.

<b>Componentes</b>	<b>Óleo morto [% mol]</b>	<b>Gás do flash [% mol]</b>	<b>Fluido de reservatório [% mol]</b>
<i>CO</i> <sub>2</sub>	–	4,45	3,36
<i>N</i> <sub>2</sub>	–	0,60	0,45
<i>C</i> <sub>1</sub>	–	72,35	54,54
<i>C</i> <sub>2</sub>	–	7,69	5,79
<i>C</i> <sub>3</sub>	0,47	6,41	4,95
<i>IC</i> <sub>4</sub>	0,25	1,26	1,01
<i>NC</i> <sub>4</sub>	0,90	3,00	2,48
<i>IC</i> <sub>5</sub>	0,72	0,92	0,87
<i>NC</i> <sub>5</sub>	1,41	1,37	1,38
<i>C</i> <sub>6</sub>	3,22	1,16	1,66
<i>C</i> <sub>7</sub>	5,59	0,48	1,73
<i>C</i> <sub>8</sub>	7,23	0,30	2,01
<i>C</i> <sub>9</sub>	6,05	0,02	1,50
<i>C</i> <sub>10</sub>	4,96	–	1,22
<i>C</i> <sub>11</sub>	4,28	–	1,05
<i>C</i> <sub>12</sub>	3,86	–	0,95
<i>C</i> <sub>13</sub>	4,09	–	1,01
<i>C</i> <sub>14</sub>	3,34	–	0,82
<i>C</i> <sub>15</sub>	3,22	–	0,79
<i>C</i> <sub>16</sub>	2,54	–	0,62
<i>C</i> <sub>17</sub>	2,09	–	0,51
<i>C</i> <sub>18</sub>	2,17	–	0,53
<i>C</i> <sub>19</sub>	2,04	–	0,50
<i>C</i> <sub>20+</sub>	41,58	–	10,24
<i>Massa molar total</i>	261,0 g/mol	24,8 g/mol	82,9 g/mol
<i>Massa molar</i> <i>C</i> <sub>20+</sub>	420 g/mol		
<i>RGO do flash</i>	243,65 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std		
<i>API</i>	29,76 °API		

## APÊNDICE B – Análise PVT do hidrocarboneto do poço direcional

Tabela B.1 -Propriedades e composições molares do poço direcional - flash experimental a 40°C.

<i>Componentes</i>	<i>Óleo morto</i> [% mol]	<i>Gás do flash</i> [% mol]	<i>Fluido de reservatório</i> [% mol]
$CO_2$	–	3,62	2,15
$N_2$	–	0,99	0,59
$C_1$	–	61,40	36,46
$C_2$	–	11,02	6,54
$C_3$	0,37	10,73	6,52
$IC_4$	0,14	1,87	1,17
$NC_4$	0,60	4,47	2,90
$IC_5$	0,52	1,34	1,01
$NC_5$	0,93	1,90	1,51
$C_6$	2,28	1,84	2,02
$C_7$	4,88	0,22	2,11
$C_8$	6,59	0,46	2,95
$C_9$	6,32	0,13	2,64
$C_{10}$	5,69	0,02	2,32
$C_{11}$	4,85	–	1,97
$C_{12}$	4,55	–	1,85
$C_{13}$	4,52	–	1,84
$C_{14}$	3,92	–	1,59
$C_{15}$	3,72	–	1,51
$C_{16}$	3,02	–	1,23
$C_{17}$	2,58	–	1,05
$C_{18}$	2,64	–	1,07
$C_{19}$	2,35	–	0,96
$C_{20+}$	39,53	–	16,06
<i>Massa molar total</i>	269,0 g/mol	28,2 g/mol	126,0 g/mol
<i>Massa molar<math>C_{20+}</math></i>	444 g/mol		
<i>RGO do flash</i>	114,78 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std		
<i>API</i>	29,93 °API		



## Produtos

# [Eletrônicos]

### Transmissor de Pressão e Temperatura - TPT

**Pressão:**

- Faixa de calibração: 0 a 5.000 psi / 0 a 10.000 psi;
- Pressão máxima admissível: 1.5xFE;
- Temperatura de operação: 0°C a 100°C / 0°C a 120°C (no probe);
- Exatidão:  $\pm 0,2$  % F.E. (não-linearidade , histerese, não repetibilidade e efeito térmico).

**Temperatura:**

- Faixa de temperatura: 0 a 100°C / 0°C a 120°C;
- Exatidão:  $\pm 0,5$  % F.E. (não-linearidade , histerese, não repetibilidade).

**Obs.:** Os ranges fornecidos referem-se à versão standard. Outros podem ser fornecidos segundo especificação do cliente.



Figura C.1 - Especificações técnicas de um sensor TPT típico (Fabricante: Transcontrol).



## Produtos

# [Eletrônicos]

### Pressure Downhole Gauge - PDG

#### ESPECIFICAÇÕES GERAIS

##### Gerais:

- Tensão de Operação: 16 a 30 Vdc (Típico: 18 Vdc);
- Protocolo de comunicação (Interface/Usuário): MODBUS RTU via RS485 115.200bps;
- Distância de operação (Interface-PDG): Até 20 Km em par trançado 2,5mm2;
- Conexão para cabo submarino encapsulado 1/4";
- Sensores: Cristal de Quartzo(Serie TDG) ou Piezoresistivo(Serie TTP);
- Montagem Através de Mandril.

##### Pressão:

###### Serie TDG

- Faixa Calibrada: 200 a 10.000 PSIA
- Faixa de Operação: 0 a 10.000 PSIA
- Acurácia: 0,02 % F.E. (não-linearidade, histerese, não repetibilidade e efeito térmico)
- Estabilidade:  $\pm 2$  psi/ano @ 100°C e 5.000 psi
- Resolução: 0,01 psi

###### Serie TTP

- Faixa Operação: 0 a 3000 / 0 a 5000 PSIA (outras sob consulta)
- Acurácia: 0,1 % F.E. (não-linearidade, histerese, não repetibilidade e efeito térmico)
- Estabilidade:  $\pm 0,1$ FE/ano
- Resolução: 0,01%FE

##### Temperatura:

###### Serie TDG

- Faixa Calibrada: 25 a 150°C
- Acurácia: 0,5°C
- Repetibilidade: 0,01°C
- Resolução: 0,01°C

###### Serie TTP

- Faixa Calibrada: 0 a 130°C
- Acurácia: 0,5°C
- Resolução: 0,01%FE



TRANSCONTROL

Figura C.2 - Especificações técnicas de um sensor PDG típico (Fabricante: Transcontrol).

## APÊNDICE D - Fatores de conversão para SI

---

°API	141,5/(131,5+°API)	=	g/cm <sup>3</sup>
bbl	x1,589 873	E-01 =	m <sup>3</sup>
Btu	x1,055 056	E+03 =	J
Btu/hr	x2,930 711	E-01 =	W
Btu/hr.ft	x9,615 193	E-01 =	W/m
Btu/hr.ft.°F	x1,730 735	E+00 =	W/m.K
Btu/hr.ft <sup>2</sup> .°F	x5,678 263	E+00 =	W/m <sup>2</sup> .K
Btu/lbm	x2,326*	E+03 =	J/kg
Btu/lbm.°F	x4,186 800*	E+03 =	J/kg.K
cp	x1,0*	E-03 =	Pa.s
dyne	x1,0*	E-05 =	N
dyne/cm	x1,0*	E+00 =	mN/m
dyne/cm <sup>2</sup>	x1,0*	E+00 =	Pa
ft	x3,048*	E-01 =	m
ft <sup>2</sup>	x9,290 304*	E-02 =	m <sup>2</sup>
ft <sup>3</sup>	x2,831 685	E-02 =	m <sup>3</sup>
°F	(°F+459.67)/1.8	=	K
Δ°F	x5/9*	E-01 =	ΔK
lbm	x4,535 924	E-01 =	kg
lbm/ft <sup>3</sup>	x1,601 846	E+01 =	kg/m <sup>3</sup>
psi	x6,894 757	E+00 =	kPa
psi <sup>-1</sup>	x1,450 377	E-01 =	kPa <sup>-1</sup>
°R <sup>-1</sup>	x1,8*	E+00 =	K <sup>-1</sup>

\*Fator de conversão é exato.