



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

JOÃO VICTOR ROSA

**ANÁLISE DOS EFEITOS DA QUEDA DE
PRESSÃO EM POÇOS HORIZONTAIS NA
PRODUÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO**

CAMPINAS

2017

JOÃO VICTOR ROSA

ANÁLISE DOS EFEITOS DA QUEDA DE PRESSÃO EM POÇOS HORIZONTAIS NA PRODUÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno João Victor Rosa e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2017

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CAPES, 33003017

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

R71a Rosa, João Victor, 1990-
Análise dos efeitos da queda de pressão em poços horizontais na produção de campos de petróleo / João Victor Rosa. – Campinas, SP : [s.n.], 2017.

Orientador: Denis José Schiozer.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Reservatórios. 2. Engenharia de petróleo. 3. Poços de petróleo. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Analysis of the effects of pressure drop on horizontal wells in the production of oil fields

Palavras-chave em inglês:

Reservoirs

Oil engineering

Oil wells

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Oscar Maurício Hernandez Rodriguez

Data de defesa: 18-09-2017

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

ANÁLISE DOS EFEITOS DA QUEDA DE PRESSÃO EM POÇOS HORIZONTAIS NA PRODUÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO

Autor: João Victor Rosa

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DEP / FEM / Unicamp

Prof. Dr. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
DEP / FEM / Unicamp

Prof. Dr. Oscar Mauricio Hernandez Rodriguez
Engenharia Mecânica / EESC / USP

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 18 de Setembro de 2017.

AGRADECIMENTOS

Escrevo aqui meus sinceros agradecimentos:

Ao meu pai, Eugênio Spanó Rosa, pelo companheirismo e pelas horas de discussão que muito me ajudaram a compreender melhor os assuntos aqui discutidos.

Ao restante da minha família, minha mãe Maria José e minhas irmãs Ana Teresa e Isabella, que sempre estiveram ao meu lado durante todas as etapas da minha vida.

Meus orientadores, prof. Dr. Denis José Schiozer e prof. Dr. Marcelo Souza de Castro, por me guiarem ao longo desta jornada.

Ao UNISIM e ao DEP por fornecer os meios necessários para desenvolver esta dissertação.

E, por fim, à CAPES, PETROBRAS, FCMG pelo apoio financeiro.

RESUMO

ROSA, João Victor, *Análise dos efeitos da queda de pressão em poços horizontais na produção de campos de petróleo*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2017. 121p. Dissertação (Mestrado)

A utilização de poços horizontais possibilitou aumento de produção de petróleo nos últimos anos. A simulação de reservatórios é uma ferramenta importante no processo de tomada de decisões das empresas produtoras de óleo e, muitas vezes, as simulações desconsideram a queda de pressão ao longo da extensão de poços horizontais, o que pode gerar previsões menos confiáveis que, conseqüentemente, podem afetar a tomada de decisões. Este trabalho tem como objetivo desenvolver modelos para analisar a queda de pressão existente em poços horizontais produtores e injetores e verificar a influência no perfil de produção e no tempo de irrupção de água nos poços. Para conduzir o estudo, foi criado um programa que, através da resolução de um sistema de equações matemáticas, estima os valores de queda de pressão e a quantidade de fluido produzido/injetado em cada ponto ao longo da extensão dos poços. Os resultados foram gerados em duas etapas distintas para poder melhor avaliar os efeitos da queda de pressão nos poços horizontais. Na primeira etapa, foi feita uma análise considerando somente um poço horizontal produtor inserido em um reservatório para verificar os efeitos da queda de pressão no perfil de produção do poço como função de diversos parâmetros como diâmetro, vazão de produção e permeabilidade do reservatório; nesta etapa, os resultados foram gerados para reservatórios de óleos pesado e leve. Concluiu-se que situações onde os poços apresentam pequenos valores de diâmetro, altas vazões ou situados em reservatórios com altos valores de permeabilidade, os efeitos de queda de pressão e de borda dos poços podem exercer influência significativa no perfil de produção dos poços. Na segunda etapa, foi inserido um par de poços produtor e injetor em um reservatório de óleo leve e avaliou-se o tempo de irrupção de água (1) sem considerar a queda de pressão, (2) com o par de poços alinhados e (3) com os poços dispostos de maneira invertida. Notou-se que a não consideração da queda de pressão pode levar a previsões de tempo de irrupção mais tardias e que poços dispostos com os calcanhares invertidos podem auxiliar a retardar o tempo de irrupção.

Palavras-Chave: Reservatório; Sistema de Produção; Poços Horizontais; Queda de Pressão, Acoplamento poço-reservatório.

ABSTRACT

ROSA, João Victor, *Analysis of the effects of pressure drop on horizontal wells in the production of oil fields*, Campinas, School of Mechanical Engineering, University of Campinas 2017. 121p. Dissertation (Master)

Horizontal wells enabled an increase in oil production on the past years. Reservoir simulation is an important tool used by the oil companies on the decision-making processes and, in many cases, the simulations do not consider the pressure drop on horizontal wells; this simplification may lead to less accurate production forecasts and, therefore, may affect the decision-making process. The main objective of this dissertation is to create models to analyze the pressure drop on horizontal wells and analyze how it can affect the production profile and water breakthrough time. To analyze these factors, a program was created that, through the solution of mathematical systems, predicts the pressure drop and the amount of oil injected/produced along the extension of the well. To better evaluate the effects of pressure drop on horizontal wells the results were generated in two distinct cases. In the first case, a single production horizontal well was placed on the center of the reservoir model and it was analyzed how the pressure drop can affect the production profile as a function of several parameters such as well diameter, production flow rate and reservoir permeability; the results were generated for heavy and light oil reservoir models. They indicate that in wells operating with small diameters, high flow rate or placed in reservoirs with large values of permeabilities, the pressure drop effect, combined with the border effects, may considerably affect the production profile of the wells. On the second case, two horizontal wells, one for production and other for water injection, were inserted in a light oil reservoir model to analyze the water breakthrough for three distinctive scenarios: infinite-conductivity wells, wells placed on the reservoir with aligned heels, wells placed on the reservoir with inverted heels. The results indicated that the infinite-conductivity model may lead to delayed water breakthrough predictions and that wells placed with inverted in the reservoir with inverted heels may help to delay the water breakthrough time.

Key Word: Reservoir; Production Systems; Horizontal Wells; Pressure Drop; Well-Reservoir Coupling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1: Desenho esquemático de um poço horizontal dividido em 7 partes (1 a 7) e respectivas regiões de drenagem (A1 a A7)	18
Figura 2.1: Exemplo esquemático de um Poço Horizontal (Penmatcha, 1998)	26
Figura 2.2: Perfil de Pressão do Poço (Ozkan <i>et al.</i> , 1993)	28
Figura 2.3: Perfil de Influxo do Poço (Ozkan <i>et al.</i> , 1993)	28
Figura 2.4: Representação de um Poço com ICD Instalado (Birchenko, 2008)	33
Figura 2.5: Representação de um Poço com válvulas ICV (Birchenko, 2008)	34
Figura 3.1: Esquema simplificado de um poço horizontal usado para o método de cálculo do <i>drawdown</i>	36
Figura 4.1: Modelo de poço discretizado em n partes	38
Figura 4.2: Modelo de Poço Horizontal Produtor Estudado	39
Figura 4.3: Balanço de Massa em uma Seção infinitesimal do poço produtor.	39
Figura 4.4: Balanço de Momento Linear em uma Seção Infinitesimal do Poço.	41
Figura 4.5: Modelo de Poço Horizontal Injetor Estudado.	42
Figura 4.6: Balanço de Massa em uma Seção Infinitesimal do Poço.	42
Figura 4.7: Balanço de Momento Linear em uma Seção Infinitesimal do Poço.	43
Figura 4.8: Posicionamento dos Poços no Reservatório.	48
Figura 6.1: Ajuste de polinômio aos dados do artigo	57
Figura 6.2: Perfil de Pressão do poço retirado de Ozkan <i>et al.</i> 1993.	58
Figura 6.3: Sobreposição da curva retirada do artigo e a criada pelo programa	59
Figura 6.4: Pressão relativa para diferentes valores de vazão	60
Figura 6.5: Curvas IFE para diferentes valores de vazão	60
Figura 6.6: Pressão relativa para diferentes valores de diâmetro	62
Figura 6.7: Curvas IFE para diferentes valores de diâmetro	62
Figura 6.8: Pressão relativa do poço.	63
Figura 6.9: Curvas IFE para diferentes valores de permeabilidade.	64
Figura 6.10: Pressão relativa para diferentes valores de vazão.	66
Figura 6.11: Curvas IFE para diferentes valores de vazão	66
Figura 6.12: Pressão relativa para diferentes valores de diâmetro	68
Figura 6.13: Curvas IFE para diferentes valores de diâmetro	68
Figura 6.14: Pressão Relativa do Poço	69

Figura 6.15: Curvas IFE para diferentes valores de permeabilidade.....	70
Figura 6.16: Curvas IFE para poço injetor com calcanhar alinhado	71
Figura 6.17: Pressão relativa para poço injetor com calcanhar alinhado	72
Figura 6.18: Perfil de pressão para poço injetor com calcanhar alinhado	72
Figura 6.19: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço injetor	73
Figura 6.20: Curvas IFE para poços produtores com calcanhar alinhado	74
Figura 6.21: Pressão relativa para poços produtores com calcanhars alinhados	75
Figura 6.22: Perfil de pressão poço produtor com calcanhar alinhado	75
Figura 6.23: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço produtor	76
Figura 6.24: Comparação entre perfil de pressão do reservatório e do poço produtor.....	76
Figura 6.25: Frente de avanço de água para calcanhars alinhados	77
Figura 6.26: Curva IFE para poço injetor com calcanhar invertido	78
Figura 6.27: Pressão relativa para poço injetor com calcanhar invertido.....	79
Figura 6.28: Perfil de pressão para poço injetor com calcanhar invertido	79
Figura 6.29: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço injetor	80
Figura 6.30: Curva IFE para poço produtor com calcanhar invertido.....	80
Figura 6.31: Pressão relativa do poço produtor com calcanhar invertido	81
Figura 6.32: Perfil de pressão do poço produtor com calcanhar invertido.....	82
Figura 6.33: Perfil de pressão do reservatório ao longo do eixo do poço produtor.....	82
Figura 6.34: Comparação entre os perfis de pressão do reservatório e do poço produtor.....	83
Figura 6.35: Frente de avanço de água para poços com calcanhars invertidos	84
Figura 6.36: Curva IFE para poço injetor modelado segundo o modelo de conduto infinito ..	85
Figura 6.37: Perfil de pressão de poço injetor modelado segundo o modelo de conduto infinito	86
Figura 6.38: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço injetor	86
Figura 6.39: Curva IFE para poço produtor segundo o modelo do conduto infinito	87
Figura 6.40: Perfil de pressão do poço produtor segundo o modelo do conduto infinito	88
Figura 6.41: Perfil de pressão do reservatório em regiões próximas ao poço produtor	88
Figura 6.42: Comparação entre os perfis de pressão do reservatório e do poço produtor.....	89
Figura 6.43: Frente de avanço segundo o modelo de conduto infinito.....	90
Figura 6.44: Comparação entre os perfis de injeção dos poços.....	91
Figura 6.45: Comparação entre as curvas IFE dos poços produtores.....	92
Figura 6.46: Vazão de injeção para cada um dos períodos do estudo	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1: Simulações Realizadas	52
Tabela 5.2: Propriedades do Fluido e do Reservatório (Ozkan <i>et al.</i> , 1993).....	53
Tabela 6.1: Quadro comparativo entre a queda de pressão e o <i>drawdown</i>	60
Tabela 6.2: Quadro comparativo entre a queda de pressão e o <i>drawdown</i>	62
Tabela 6.3: Quadro comparativo entre a queda de pressão e o <i>drawdown</i>	64
Tabela 6.4: Quadro comparativo entre os valores de queda de pressão e <i>drawdown</i>	65
Tabela 6.5: Quadro comparativo entre <i>drawdown</i> e queda de pressão.	67
Tabela 6.6: Quadro comparativo entre a queda de pressão e a <i>drawdown</i>	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

P_f	Pa	Pressão de Fundo de Poço
C_f	-	Coefficiente de Atrito de Fanning
C_{hD}	-	Condutividade do Poço Adimensional
C_w	-	Resistência ao Escoamento
D	m	Diâmetro
EQP	-	Efeito de Queda de Pressão
F_g	-	Fator Geométrico do Reservatório
IFE	-	Influxo Específico
IP	$m^3/s.Pa$	Índice de Produtividade
IPR	-	Curva de Índice de produtividade (<i>Inflow Performance Relationship</i>)
k	m^2	Permeabilidade
L	m	Comprimento do Poço
N_H	-	Número de Poço Horizontal (<i>Horizontal Well Number</i>)
p	Pa	Pressão ao longo do eixo horizontal do poço
P_{bloco}	Pa	Pressão média do bloco
P_R	Pa	Pressão do Reservatório
P_{rel}	Pa	Pressão Relativa
q	m^3/s	Vazão
Re	-	Número Adimensional de Reynolds
S	m	Perímetro do Poço
r_{eh}	m	Raio de Drenagem do Poço Horizontal
v_x	m/s	Velocidade na direção x
V_r	m/s	Velocidade na direção radial (influxo)
X	m	Distância ao Longo do Eixo X

LISTA DE SÍMBOLOS

α	-	Constante de Blasius
μ	Pa.s	Viscosidade dinâmica
τ_w	Pa	Tensão de Cisalhamento na Parede do Poço
ρ	kg/m^3	Massa Específica do Fluido
ε	m	Rugosidade Específica da Parede do Poço

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação.....	18
1.2	Objetivos	19
1.3	Premissas.....	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	Óleo Leve	21
2.2	Óleo Pesado.....	23
2.3	Queda de Pressão em Poços Horizontais	25
2.3.1	Modelo de Dikken (1990).....	26
2.3.2	Modelo de Joshi (1991)	27
2.3.3	Modelo de Ozkan <i>et al</i> (1993).....	27
2.3.4	Modelo de Seines (1993)	29
2.3.5	Modelo de Novy (1995).....	30
2.3.6	Modelo de Penmatcha <i>et al.</i> (1997).....	31
2.3.7	Modelo de Hill e Zhu (2006).....	32
2.3.8	Modelo de Birchenko (2010).....	33
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	35
3.1	Modelo de Escoamento	35
3.2	<i>Drawdown</i>	36
4	METODOLOGIA.....	37
4.1	Poços Horizontais Produtores	38
4.2	Poços Horizontais Injetores	41
4.3	Condições de Contorno	43

4.4	Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Horizontais	
	Produtores	45
4.4.1	Metodologia.....	45
4.5	Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção do Poço Produtor ...	47
4.5.1	Metodologia.....	47
4.6	Validação do Programa Criado	50
4.7	Acoplamento entre os Programas	50
5	 APLICAÇÃO.....	52
5.1	Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Horizontais	
	Produtores	52
5.2	Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção do Poço Produtor ...	53
5.3	Validação do Programa Criado	53
5.4	Modelo Geológico de Óleo Pesado.....	54
5.5	Modelo Geológico de Óleo Leve	55
6	 RESULTADOS E DISCUSSÕES	56
6.1	Validação do Programa Criado	56
6.2	Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Horizontais	
	Produtores	59
6.2.1	Óleo Leve.....	59
6.2.2	Óleo Pesado	65
6.3	Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção de Água.....	71
6.3.1	Calcanhares Alinhados	71
6.3.2	Calcanhares Invertidos.....	77
6.3.3	Conduto Infinito.....	85
6.3.4	Comparação entre os Cenários Avaliados	90

7 CONCLUSÕES.....	94
7.1 Propostas para Trabalhos Futuros.....	97
APÊNDICE A – RESTRIÇÕES DO MODELO CRIADO	103
APÊNDICE B - NÚMERO DE REYNOLDS DAS SIMULAÇÕES	113
ANEXO A - RUNGE KUTTA 4a ORDEM	119

1 INTRODUÇÃO

Os avanços nas técnicas de produção, aliados com a descoberta de novos campos, fizeram com que a produção de óleo no Brasil aumentasse consideravelmente nos últimos anos. Segundo dados do boletim mensal de produção de petróleo e gás natural da agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP), o Brasil produziu um total de 425.450 m³/d de petróleo no mês de fevereiro de 2017, um aumento de quase 34% em relação a setembro de 2010.

Este aumento se deve principalmente ao aumento da produção dos óleos provenientes do pré-sal. Segundo dados do mesmo boletim da ANP, citado anteriormente, a produção de óleo em campos do pré-sal em setembro de 2010 era igual a 8.073 m³/d. Já em fevereiro de 2017 este valor subiu para 196.079 m³/d, aumentando assim a quantidade total de óleo produzido no país. Apesar do aumento da produção de óleo da camada do pré-sal, houve uma diminuição na produção de óleo proveniente de reservatórios do pós-sal e terrestres, em setembro de 2010 estes campos produziam 309.583 m³/d, já em fevereiro de 2017 este valor caiu para 238.004 m³/d, justificando assim a diferença entre os valores totais de produção dos dois períodos analisados.

Descobertas em 2006, as reservas do pré-sal estão distribuídas, principalmente, nas regiões dos campos de Santos e Campos. As reservas são classificadas como sendo de água ultra profundas, com lâmina de água superior a 2000 m, e sua produção representa um grande desafio para as empresas petrolíferas.

Outro tipo de óleo responsável por boa parte da produção brasileira são os óleos do tipo pesado. Segundo dados do mesmo boletim da ANP, este tipo de óleo é responsável por 18,3% do total da produção mensal brasileira no mês de fevereiro de 2017. O óleo pesado, hoje responsável por cerca de um quinto da produção nacional, já teve sua produção preterida ao óleo leve. Óleos leves são tecnicamente mais fáceis de produzir a um baixo custo e os produtos obtidos a partir do refino do óleo leve têm um maior valor agregado, tornando-o mais atrativo. Sayd *et al.* (2009) escreve que boa parte dos reservatórios de óleo pesado da bacia de campos são conhecidos desde a década de 1980, mas eles não tinham sido produzidos devido a dificuldades técnicas e tecnológicas. A maturação dos reservatórios de óleo leve desta bacia, aliado com o desenvolvimento de novas tecnologias aumentaram o interesse neste tipo de óleo a partir da metade da década de 1990. Trindade e Branco (2005), escrevem em seu artigo que, no período de 1995 a 2005, houve um aumento na produção deste tipo de óleo, que perdurou

até 2010. Apesar disto, a partir de 2011, ocorreu um movimento contrário ao observado no período de 1995 a 2010. A produção de óleo pesado em dezembro de 2011 foi de 137.279 m³/d enquanto que em fevereiro de 2017 foi de 77.857 m³/d, indicando um declínio na produção deste tipo de óleo nos últimos anos.

Segundo Trevisan *et al.* (2009), a definição de óleo pesado ainda não foi padronizada na indústria do petróleo, na comunidade científica ou então nas agências governamentais. A realidade é que as companhias e agências têm seus próprios critérios de definição, mas, na maioria das vezes, o critério adotado se baseia na gravidade específica do óleo. O conselho mundial de petróleo (*World Petroleum Council*) classifica o óleo como pesado quando apresenta uma gravidade específica relativa superior a 0,920 – equivalente a 22,3° API. Já o instituto americano de petróleo adota a definição de óleo pesado como sendo aquele com gravidade específica menor ou igual a 20° API. No Brasil, a ANP classifica óleos com gravidade específica inferior a 22° API como sendo óleo pesado. Outros tipos de classificação levam em conta características como a viscosidade e a quantidade de compostos sulfurados presentes no óleo.

Reservatórios de óleo pesado tendem a apresentar um baixo fator de recuperação, principalmente pelo fato de este tipo de óleo apresentar uma alta viscosidade, acarretando em fluidos com baixas mobilidades no meio poroso. Durante anos a indústria vem estudando alternativas que ajudem a aumentar o fator de recuperação destes reservatórios, dentre as diversas alternativas encontradas podem ser citados alguns métodos avançados de recuperação como: injeção de polímeros para aumentar a eficiência de varrido, injeção de vapor para se diminuir a viscosidade do óleo, entre outros. Outra técnica utilizada em reservatórios de óleo pesado para se garantir uma maior recuperação é a utilização de poços com maior área de contato com o reservatório, aumentando a produtividade (poços direcionais, horizontais ou outras geometrias).

Segundo Joshi (2003), apesar das primeiras perfurações de poços horizontais, que são o tipo de poço direcional analisado neste trabalho, datarem de 1927, a utilização deste tipo de tecnologia só começou a se tornar recorrente na década de 1980, atingindo sua maturidade durante os anos 1990, de modo que, hoje em dia, sua aplicação é totalmente difundida na indústria.

Poços horizontais apresentam uma maior área de contato com o reservatório quando comparados com poços verticais, a principal consequência desta maximização do contato do poço com a zona produtora de hidrocarbonetos é o aumento do índice de produtividade/injetividade.

Além do aumento do índice de produtividade/injetividade, Joshi (1991) exemplifica diversas situações em que o uso de poços horizontais pode ser vantajoso: reservatórios naturalmente fraturados onde um maior número de fraturas é interceptado e na exploração de reservatórios de baixa espessura onde a utilização de apenas um poço horizontal, muitas vezes, é equivalente à produção de vários poços verticais. Poços horizontais também apresentam vantagens quando utilizados como poços injetores, neste caso, devido ao seu maior comprimento, estes poços aumentam a eficiência de varrido.

As desvantagens desta tecnologia estão relacionadas ao maior custo envolvido nas perfurações de poços deste tipo e, também, possível drenagem não uniforme do reservatório, fazendo assim com que a irrupção de água e/ou gás possa ocorrer de maneira prematura.

Segundo Birchenko (2010), esta irrupção de água prematura pode ocorrer devido a quatro fatores:

- Heterogeneidades na permeabilidade do reservatório;
- Quedas de pressão devido ao cisalhamento viscoso ocorrido ao longo da extensão do poço (*heel-toe effect* ou efeito da queda de pressão);
- Variações na distância entre o poço e a zona de contato de fluidos;
- Variações na pressão do reservatório nas diferentes áreas penetradas pelo poço.

Nesta dissertação, serão analisados apenas os efeitos da queda de pressão (EQP) juntamente com os efeitos de borda dos poços. Em poços horizontais, sua extremidade é denominada como dedão (*toe* na língua inglesa), enquanto que o ponto próximo à curva que leva a seção vertical do poço é chamado de calcanhar (*heel* na língua inglesa).

O efeito da queda de pressão, citado acima como um dos fatores responsáveis pela irrupção prematura em poços horizontais, é a diferença de influxo de fluido entre o dedão e o calcanhar do poço causado pelas perdas de carga devido ao cisalhamento ao longo da extensão do poço. Considerando um poço perfeitamente horizontal em um reservatório homogêneo e isotrópico, o influxo de óleo ao longo da extensão do poço seria diretamente proporcional à diferença de pressão entre o poço e o reservatório, de modo que, se a pressão no poço fosse constante (modelo de condutividade infinita) o influxo seria o mesmo em qualquer ponto do poço. Mas, para que haja escoamento do dedão para o calcanhar do poço, é necessária a presença de gradiente de pressão, fazendo assim com que o influxo de óleo seja maior no calcanhar do poço, gerando uma drenagem não uniforme do reservatório.

Já o efeito de borda, também citado acima, faz com que as extremidades dos poços (dedão, calcanhar), tenham um maior índice de produtividade/injetividade e, conseqüentemente,

produzam/injetem maior quantidade de fluido quando comparados com seções do meio do poço. Estas seções apresentam este maior índice de produtividade/injetividade por estarem expostas a uma maior área de drenagem do reservatório. Conforme ilustrado na Figura 1.1, as extremidades do poço (7 e 1) apresentam maiores áreas de drenagem (A_1 e A_7 , respectivamente) e, conseqüentemente produzem uma maior quantidade de fluido.



Figura 1.1: Desenho esquemático de um poço horizontal dividido em 7 partes (1 a 7) e respectivas regiões de drenagem (A_1 a A_7)

Outro termo usado recorrentemente ao longo da dissertação é o *drawdown*. Este termo diz respeito a diferença de pressão existente entre o poço e o reservatório. O *drawdown* positivo implica em uma pressão do reservatório superior a pressão do poço, fazendo com que o poço produza fluido. Já um *drawdown* negativo implica em um poço injetando fluido no reservatório. Este termo é descrito mais precisamente no capítulo de fundamentação teórica (Capítulo 3).

O termo "tempo de irrupção de água", também utilizado diversas vezes ao longo da dissertação, refere-se ao tempo decorrido desde o momento em que um poço produtor começa a operar até o instante em que ele começa a produzir água.

Com o passar dos anos e o avanço das tecnologias, poços horizontais mais longos têm sido perfurados, este acréscimo na extensão do poço maximiza o efeito da queda de pressão. Outros fatores que também contribuem para uma maximização do efeito da queda de pressão são: aumento na vazão de produção e a utilização de poços com diâmetros pequenos, pois ambos geram maior gradiente de pressão ao longo do poço.

1.1 Motivação

Dentro da indústria de petróleo, a simulação de reservatórios serve como uma ferramenta de auxílio na tomada de decisões. Assim, empresas montam suas estratégias de produção baseadas em resultados obtidos através da simulação de reservatórios.

Na simulação de reservatórios, os usuários, muitas vezes, modelam os poços desprezando as perdas de carga na sua extensão. Este modelo, conhecido como modelo de condutividade infinita ou de escoamento invíscido (o primeiro termo será usado ao longo do texto), faz com que o efeito da queda de pressão seja negligenciado. Tal simplificação adotada pelos programas de simulação pode gerar consequências na previsão de comportamento dos reservatórios.

Como consequências diretas desta simplificação, podem ser citados:

- Previsões menos confiáveis da produção dos poços;
- Previsões menos confiáveis do tempo de irrupção de água/gás nos poços;
- Discrepância entre a drenagem do reservatório do modelo de simulação com a realidade.

Tendo em vista as possíveis consequências do desprezo da perda de carga nos poços, se faz necessário um estudo mais detalhado deste efeito para melhor avaliação de qual o real impacto desta simplificação no processo de tomada de decisão das empresas.

1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é verificar o efeito da queda de pressão ao longo da extensão de poços horizontais no perfil de produção e no tempo de irrupção de água nos poços.

Destacam-se também os seguintes objetivos secundários:

- Modelar, de forma simplificada, o escoamento em poços horizontais produtores e injetores;
- Criar um programa para realizar os procedimentos de cálculo de queda de pressão em poços horizontais;
- Analisar se o efeito da queda de pressão pode ser significativo para óleos pesado e leve.

1.3 Premissas

Para se desenvolver as atividades e alcançar o objetivo proposto nesta dissertação, foram utilizadas premissas que são o ponto de partida para o início do trabalho, as informações

essenciais para o desenvolvimento dos resultados. Este trabalho foi feito levando em conta as seguintes premissas:

- As simulações serão realizadas até o instante de irrupção da água nos poços;
- O escoamento no interior do poço é isotérmico, monofásico e incompressível;
- Será estudado um reservatório retangular, homogêneo e isotrópico para representar uma área de drenagem e um reservatório modelo;
- O fluido de injeção no reservatório será a água;
- O óleo no reservatório segue o modelo Black-oil (modelo com tratamento simplificado de fluido e adequado para o óleo do exemplo estudado);
- Não são consideradas perdas de carga por aceleração;
- Os poços não possuem inclinação;
- Não foram consideradas as quedas de pressão causadas pela entrada de fluido nas completações ao logo do poço;
- O acoplamento entre o modelo do poço e do reservatório é feito de forma explícita.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Tendo em vista os objetivos apresentados no capítulo anterior, é necessário estudar o estado da arte de alguns dos tópicos abordados ao longo deste trabalho.

Primeiramente, devido ao estudo comparativo entre óleos leves e pesados, foi feita uma revisão bibliográfica tanto para óleos leves quanto para óleos pesados, apresentando suas principais características, seus diferentes critérios de classificação e também a razão do aumento da produção destes tipos de óleo no Brasil.

Foi feita uma revisão bibliográfica apresentando o histórico de utilização de poços horizontais, comparativos entre poços horizontais e verticais e as principais vantagens e desvantagens relacionadas à utilização deste tipo de tecnologia.

Por fim, foi feito um resumo das principais obras que abordam a queda de pressão em poços horizontais, apresentando, de maneira simplificada, qual o processo de modelagem adotado pelos autores ao longo dos anos.

2.1 Óleo Leve

Por apresentar uma alta concentração de hidrocarbonetos de cadeia pequena, os óleos leves apresentam valores baixos de gravidade específica e viscosidade e apresentam um alto grau API. Os produtos obtidos através da destilação deste tipo de óleo costumam apresentar um maior valor agregado, fazendo com que as empresas muitas vezes prefiram produzir este tipo de óleo. Além disto, por apresentar menores valores de viscosidade e massa específica quando comparados com óleos pesados, este tipo de óleo é tecnicamente mais fácil de ser produzido, aumentando ainda mais a atratividade da produção deste tipo de óleo.

Assim como no caso dos óleos pesados, a classificação dos óleos leves não é padronizada pela indústria nem pela comunidade científica. Por exemplo, o órgão americano NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) define que apenas os óleos com grau API entre 37° e 42° podem ser classificados como sendo do tipo leve, já o órgão nacional canadense *National Energy Board* define que qualquer óleo com um grau API superior a 30,1° pode ser chamado de óleo leve, por fim, no Brasil a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) define que qualquer óleo com grau API superior ou igual a 31° pode ser chamado de óleo leve.

O desenvolvimento das bacias do pré-sal pode ser apontado como o principal fator para o aumento da produção de óleo no Brasil ao longo da última década. A maior parte do óleo extraído das bacias localizadas no pré-sal são do tipo leve. Em novembro de 2016, segundo o

boletim da ANP, o campo de Lula, localizado no pré-sal da bacia de Santos, é o campo que mais produzia óleo no Brasil (média de 105.408 m³/d) e detinha, naquela época, a marca histórica de produção de óleo em um mês no país, evidenciando a magnitude das reservas existentes no pré-sal brasileiro.

Apesar de já ser responsável por grande parte da produção nacional de óleo, o desenvolvimento das bacias do pré-sal representa um enorme desafio para suas operadoras, os principais obstáculos relacionados ao desenvolvimento destas bacias serão destacados aqui.

Segundo artigo de Fraga *et al.* (2015), o pré-sal brasileiro está localizado em uma região de águas ultra profundas, variando entre 1900 m a 2300 m, a uma distância de aproximadamente 290 km da costa do estado do Rio de Janeiro, no sudeste brasileiro. O artigo de Fraga *et al.* (2014) relata que as reservas de óleo estão localizadas a uma profundidade de aproximadamente 5200 m, sendo que cerca de 2000 m são compostos por uma camada de sal, dificultando assim os projetos de perfuração de poços.

O primeiro dos desafios relacionados à produção de óleo destas reservas está no fato de que as reservas distam cerca de 300 km da costa e estão localizadas em uma área sem estrutura prévia, sendo necessário desenvolver um plano logístico especialmente para a produção destas reservas. Além disto, por ser classificado como uma região de águas ultra profundas, lâmina de água variando entre 2000 m e 2400 m, o grau de dificuldade é ainda maior.

O óleo encontrado no pré-sal possui um grau API que varia entre 28° e 32° e tem uma razão gás-óleo entre 200 e 350 m³/m³. Além disto, o gás e óleo apresentam variadas concentrações de contaminantes como gás carbônico (CO₂) e sulfeto de hidrogênio (H₂S), fazendo com que os materiais utilizados no processo de exploração do óleo devam ser resistentes a estas substâncias, além da necessidade de desenvolver separadores para estas substâncias.

Além dos desafios destacados acima, os poços também apresentam problemas relacionados à garantia de escoamento devido à presença de incrustações em baixa temperatura e os reservatórios apresentam alto grau de heterogeneidades.

Apesar dos diversos desafios encontrados no desenvolvimento destas reservas, alguns números fornecidos tanto pela Petrobras quanto no artigo de Fraga *et al.* (2015) evidenciam o sucesso que se tornou o pré-sal. Levou-se 30,5 meses entre a conclusão do primeiro teste de poço do campo de Lula (16 de outubro de 2006) e o primeiro óleo do teste de longa duração (1 de maio de 2009) nas águas ultra profundas da Bacia de Santos. O tempo médio de perfuração e completação de poços hoje é de 89 dias, em 2010 essa média era de aproximadamente 310 dias.

Os poços do pré-sal brasileiro apresentam uma alta produtividade. Segundo dados do boletim da ANP de setembro de 2016, a produção de óleo do pré-sal foi de 186.651 m³/d em um total de 68 poços, o que gera uma média de produção de 2744 m³/d/poço.

Conforme escrito por Pinheiro *et al.* (2015), poços horizontais podem ser utilizados para a produção dos campos do pré-sal. Os poços horizontais quando submetidos a uma alta produção ou então quando apresentam grandes extensões, como são os casos dos poços do pré-sal, tendem a ter uma maior queda de pressão. Portanto, justifica-se estudar se o efeito de queda de pressão, que pode ser significativo nos poços submetidos a estas condições.

2.2 Óleo Pesado

Apesar de o petróleo ser comercialmente produzido desde o século XIX, os óleos pesados só ganharam maior visibilidade da indústria a partir do final do século passado, mesmo que esse tipo de óleo represente até 50% das reservas mundiais (Economides *et al.*, 2000). Thakur (1997) escreveu sobre o aumento do interesse da indústria na produção de óleo pesado naquela época, segundo o autor “O aumento do preço do barril de petróleo aliado com as reduções no custo de produção estão aumentando as produções de óleo pesado”, o aumento na produção deste tipo de óleo, que no Brasil chegou a 28% do total produzido segundo boletim da ANP de fevereiro de 2016, confirma a previsão de Thakur.

Segundo Thakur (1997), as principais reservas de óleo pesado estão situadas no Canadá, Venezuela e China. Para aumentar a produtividade das reservas de óleo pesado, o autor cita a necessidade de se atacar o problema com uma equipe multifuncional, com integrantes com conhecimentos técnicos nas diversas áreas técnicas, como engenharia, geologia, econômica, legal e ambiental, além disto, o autor lista os principais métodos térmicos utilizados para produzir as reservas citadas acima: injeção alternada de água e vapor, aquecimento do reservatório através da circulação de vapor no anular dos poços injetores e uso de sensores de fibra ótica para se determinar a temperatura no reservatório.

Apesar de serem uma boa alternativa na produção de óleo pesado, Economides *et al.* (2000) escrevem que essas técnicas tem um custo muito alto, só sendo viáveis com altos valores de barril de petróleo. Além disto, os métodos térmicos aplicados com sucesso em campos em terra, muitas vezes, apresentam severas limitações quando aplicados em campos marinhos, principalmente por questões tecnológicas e de logística, uma vez que a plataforma de produção é um espaço limitado e muitas vezes não consegue abrigar este tipo de tecnologia ou então a tecnologia desenvolvida não pode ser aplicada em reservatórios marinhos, além da

transferência de calor ser extremamente alta quando em contato com a água do mar (Trindade *et al.* 2005; Li *et al.* 2014).

Por conta da dificuldade em utilizar os métodos térmicos em reservatórios marinhos, Economides *et al.* (2000) descrevem métodos a frio que ajudam a aumentar a produtividade de campos de óleo pesado. Os autores citam que são dois os fatores que mais podem auxiliar no aumento da produtividade destes reservatórios: a utilização de poços horizontais e a utilização de equipamentos de controle de produção de areia.

Segundo os autores, grande parte dos reservatórios de óleo pesado é composta por arenitos inconsolidados, fazendo com que muita areia seja produzida junto com o óleo, que acaba se tornando um problema para o sistema de produção. Poços horizontais maximizam o contato poço/reservatório, também sendo uma alternativa interessante para reservatórios de óleo pesado, principalmente no caso de reservatórios pouco espessos.

Segundo Capeleiro Pinto *et al.* (2003), a primeira grande experiência da Petrobras com óleo pesado foi em 1991 com o início da produção do campo de Marlim. Além das dificuldades técnicas em se explorar este campo, outro grande entrave encontrado pela empresa diz respeito ao processo de refino deste tipo de óleo, uma vez que os processos não são exatamente os mesmos utilizados para óleo leve, levando a uma adaptação das refinarias brasileiras para processar este tipo de óleo.

Trindade *et al.* (2005) citam que no final dos anos 1990 foi descoberto uma grande quantidade de reservatórios de óleo pesado principalmente nas bacias de Campos e Santos: Marlim Sul, Roncador, Marlim Leste, Albacoara Leste, Frade e Peregrino.

Tendo em vista a descoberta destes novos reservatórios, aliada com o aumento do interesse na produção deste tipo de óleo, a Petrobras lançou, em 2005, um programa para desenvolver e/ou adaptar tecnologias que permitam obter uma melhor economicidade na produção de reservatórios marinhos de óleo pesado. Trindade *et al.* (2005) e Capeleiro Pinto *et al.* (2003) descrevem em seus artigos o Programa Tecnológico de Óleos Pesados (PROPES), o programa foi dividido em nove grandes partes, sendo cada uma delas responsável por estudar alguma área de interesse na produção de óleo pesado. As principais linhas de pesquisa desenvolvidas pelo PROPES foram:

- Desenvolvimento de tecnologias de reservatórios para avaliação de reservas e desenvolvimento do campo;
- Tecnologias para implementação de poços horizontais de longa extensão;
- Perfuração e completação de poços não convencionais;

- Métodos de elevação artificial para óleos pesados;
- Garantia de escoamento nos sistemas de produção de óleo pesado;
- Métodos de separação e tratamento do óleo nas próprias instalações de produção.

Apesar dos avanços tecnológicos, diversos autores (Brooks *et al.* 2010; Berg *et al.* 2013; Gualdrón *et al.* 2014; Berg *et al.* 2011; Plaza *et al.* 2014) citam em seus estudos de caso que a maior dificuldade em se produzir reservatórios de óleo pesado através da utilização de poços horizontais ainda está no alto volume de água produzida por estes poços.

Com o aumento do interesse da indústria em utilizar poços horizontais para a produção deste tipo de óleo, e sabendo que a produção de água é um fator limitante para a produção, se faz necessário estudar se o efeito de queda de pressão é mais acentuado para este óleo de alta viscosidade.

2.3 Queda de Pressão em Poços Horizontais

Birchenko (2010) define que o EQP é a diferença de influxo de fluido entre o calcanhar (*heel* em inglês) e o dedão (*toe* em inglês) do poço horizontal gerado pela queda de pressão por cisalhamento ao longo da extensão do poço. O efeito fica mais acentuado conforme o valor da queda de pressão se aproxima do *drawdown* (valor da diferença entre a pressão média do reservatório e a pressão do escoamento no fundo do poço). Portanto o efeito será mais acentuado quando a queda de pressão for comparável ao gradiente de pressão entre o poço e o reservatório, fazendo com que o influxo de fluido se altere consideravelmente. Isto geralmente ocorre em poços de pequenos diâmetros produzindo a altas vazões e em reservatórios de alta permeabilidade. A queda de pressão em poços horizontais já foi alvo de estudo de diversos autores. A fim de entender a evolução do estudo sobre este assunto, será apresentado um resumo dos artigos mais importantes que abordaram este tema. A Figura 2.1 mostra um projeto de poço horizontal. Nessa figura o calcanhar seria a região próxima a parte curva do poço, que une o trecho horizontal com o vertical, já o dedão seria extremidade à direita da figura.

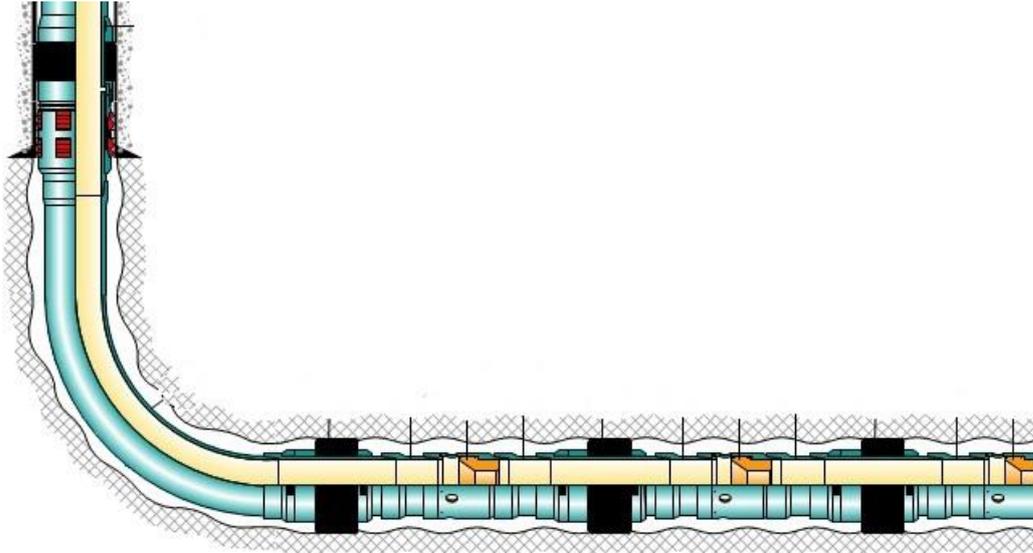


Figura 2.1: Exemplo esquemático de um Poço Horizontal (Penmatcha, 1998)

2.3.1 Modelo de Dikken (1990)

Dikken (1990) foi um dos primeiros autores a estudar os efeitos da queda de pressão em poços horizontais, modelando, através de uma equação diferencial de segunda ordem apresentada abaixo, o escoamento monofásico isotérmico turbulento de óleo em um poço horizontal situado em um reservatório homogêneo.

$$\frac{d^2}{dx^2} q(x) = \frac{IP}{L} \cdot c_w \cdot q(x)^{2-\alpha} \quad (2.1)$$

Na equação (2.1), q representa a vazão em um determinado ponto x do poço, IP o índice de produtividade, L o comprimento do poço, α a constante de Blasius e c_w a resistência ao escoamento do poço, apresentada na equação (2.2).

$$c_w = 0,316 \cdot \left(\frac{\pi \cdot \mu \cdot D}{4\rho} \right)^\alpha \cdot \frac{8\rho}{\pi^2 \cdot D^5} \quad (2.2)$$

O autor constatou que, para aquele tipo de óleo (viscosidade próxima a 1 cP), o número de Reynolds aumentava rapidamente, fazendo com que o escoamento na maior parte da extensão do poço fosse não laminar (em transição ou turbulento). Escoamentos turbulentos possuem uma resistência ao fluxo bem maior do que escoamentos em regime laminar, fazendo com que, no caso de Dikken, o *drawdown* fosse reduzido consideravelmente em seções do poço distantes do calcanhar. Além do mais, Dikken concluiu que caso a irrupção de água/gás seja um fator limitante na produção do poço, a queda de pressão fará com que as seções mais distantes do calcanhar do poço tenham produzido uma menor quantidade de óleo no momento da irrupção.

O autor cita que é necessário à criação de modelos mais sofisticados para estudar este tipo de efeito em outras situações. Ele também cita a necessidade de se incluir a queda de pressão em poços horizontais nos simuladores de reservatório.

2.3.2 Modelo de Joshi (1991)

Joshi (1991) também propôs uma maneira de estimar a queda de pressão assumindo que todo o fluido entra pelo dedão do poço, e, através do uso de correlações simples, calcula a queda de pressão no poço. Ao assumir que todo fluido entra pelo dedão do poço, o autor gera resultados menos preciso que podem superestimar os valores de queda de pressão no poço.

2.3.3 Modelo de Ozkan *et al* (1993)

Em seu artigo, Ozkan *et al.* (1993) estudou os efeitos da queda de pressão na produtividade de poços horizontais. Diferentemente do processo adotado nesta dissertação, Ozkan *et al.* (1993) criaram um modelo para se prever a queda de pressão em poços horizontais considerando modelos de fratura em reservatórios e levando em conta a continuidade da pressão e do fluxo na interface entre o poço e reservatório.

A modelagem de Ozkan *et al.* (1993) é apresentada em termos adimensionais na equação (2.3):

$$p_D - p_{RD} = \frac{Re \cdot Cf}{16} \cdot \frac{\pi}{C_{hD}} \left(2x_D - \int_0^{x_D} \int_0^{x'_D} \frac{CD}{Re \cdot Cf} \cdot q_D \cdot dx''_D \cdot dx'_D \right) \quad (2.3)$$

onde p_D representa a pressão adimensional no calcanhar do poço, p_{RD} a pressão adimensional do reservatório, Re o número adimensional de Reynolds, Cf o coeficiente de atrito de Fanning, C_{hD} a condutividade adimensional do poço horizontal, x_D a distância adimensional na direção x , CD uma constante criada pelo autor e q_D o fluxo adimensional de fluido em condições de superfície.

A Figura 2.2 e a Figura 2.3 mostram parte dos resultados obtidos por Ozkan *et al.* (1993). A Figura 2.2 apresenta o perfil de pressão do poço, o eixo das abscissas representa a distância do ponto ao calcanhar do poço e o eixo das ordenadas apresenta a diferença entre a pressão entre o determinado ponto do poço e a pressão do reservatório. A figura ilustra duas situações distintas, uma considerando a queda de pressão e outra considerando a pressão constante. Para o caso em que a queda de pressão é considerada, nota-se que a diferença de pressão é maior nos pontos próximos ao calcanhar e vai decaindo até se atingir o dedão do poço.

A Figura 2.3 apresenta o perfil de influxo de óleo do poço estudado por *Ozkan et al.* (1993), tomando um ponto aleatório da curva, têm-se, no eixo das ordenadas, a quantidade de óleo produzida e, no eixo das abscissas, a distância deste ponto ao calcanhar do poço.

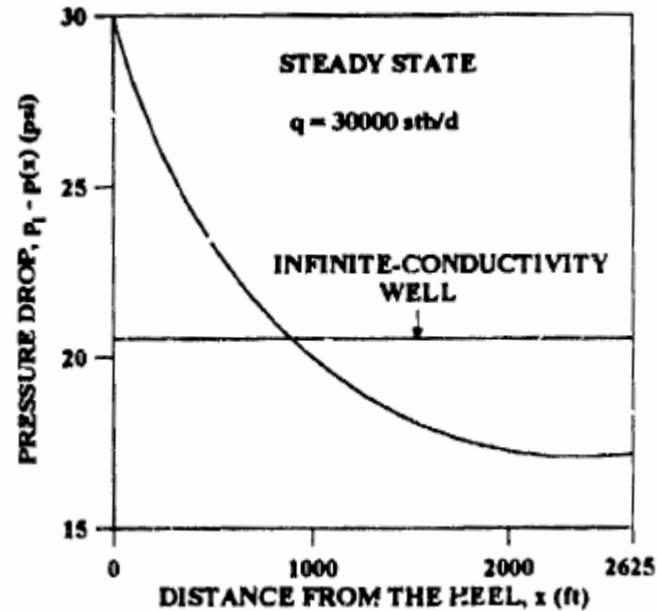


Figura 2.2: Perfil de Pressão do Poço (*Ozkan et al.*, 1993)

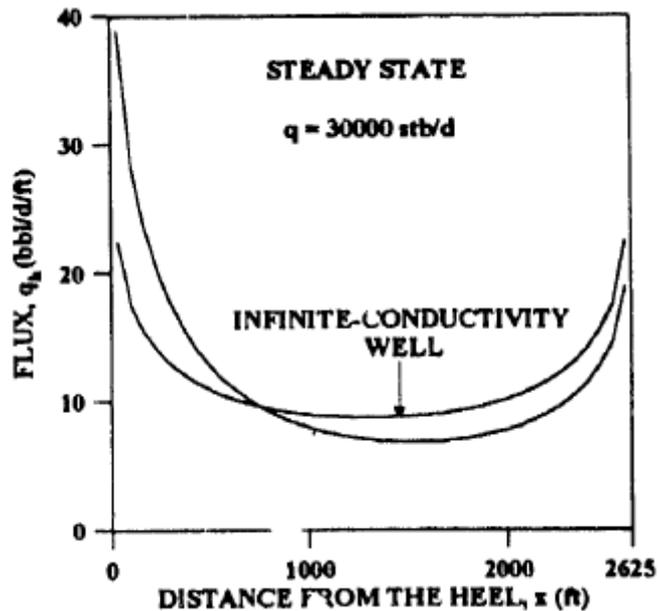


Figura 2.3: Perfil de Influxo do Poço (*Ozkan et al.*, 1993)

Apesar de considerar utilizar um modelo de escoamento em fraturas para modelar seu problema, a abordagem utilizada por *Ozkan et al.* (1993) gerou resultados satisfatórios para prever o comportamento da queda de pressão para o caso de reservatórios homogêneos e poços sob o regime permanente.

A Figura 2.3 mostra que, ao se considerar a queda de pressão em poços horizontais, os pontos próximos ao calcanhar do poço passam a produzir uma maior quantidade de fluido, este fenômeno ocorre devido ao EQP estudado neste trabalho.

Já ao se considerar o modelo de conduto infinito, o perfil de produção do poço é simétrico, sofrendo apenas o efeito de borda, e não o EQP.

2.3.4 Modelo de Seines (1993)

Dando prosseguimento ao estudo de Dikken (1990), Seines *et al.* (1993) estudaram o efeito de queda de pressão em poços horizontais analiticamente e experimentalmente. Os autores do artigo integravam a equipe técnica da companhia norueguesa Norsk Hydro, responsável pela exploração do campo de *Troll* na Noruega. O campo de *Troll* possui uma área total de 700 km² e espessura que varia de 22 m a 26 m. Devido a esta característica, chegou-se à conclusão que a utilização de poços horizontais seria a opção mais atrativa do ponto de vista econômico para a produção deste campo.

A presença de cone de gás no campo era um fator limitante para a produção do mesmo, fazendo com que o *drawdown* fosse limitado a uma faixa entre 100 kPa e 200 kPa, além disto, a alta permeabilidade do reservatório (permeabilidade média de 12 000 mD) fez com que a queda de pressão se tornasse objeto de estudo de Seines *et al.* (1993) para projetar os poços horizontais do campo de *Troll*.

O estudo da equipe foi o primeiro a utilizar a simulação de reservatórios para analisar os efeitos da queda de pressão na produção de poços horizontais. Na condução do estudo, Seines *et al.* (1993) simularam a produção de diferentes poços horizontais no campo de *Troll* para, então, definir qual o melhor poço poderia ser perfurado no campo.

A primeira dificuldade encontrada pelos engenheiros foi determinar qual a rugosidade do poço. Uma vez que havia influxo de óleo durante todo o comprimento do poço, eles não sabiam como determinar a rugosidade, e também não sabiam se o influxo de óleo diminuiria ou aumentaria a perda de pressão no poço. Procedimentos experimentais foram realizados para se determinar o valor da rugosidade e os efeitos do influxo de óleo na queda de pressão.

Em sua primeira simulação, Seines *et al.* (1993) mantiveram as propriedades do poço constante e variaram os valores da rugosidade efetiva do poço de 2.5×10^{-5} a 2.5×10^{-3} , a produção acumulada de óleo em 1 ano variou 10% entre as duas alternativas. Em um segundo momento, foi verificado o efeito do diâmetro do poço na produção de óleo; foram realizadas simulações com poços de 0,1143 m (4,5") e 0,1524 m (6") de diâmetro. Resultados mostraram que quanto

maior o diâmetro, menor a queda de pressão. Foi percebido que para um poço de 800 m, para as diversas configurações, 90% da produção vinha de uma distância de 430 a 630 m do calcanhar do poço.

Os autores também verificaram a influência do comprimento na queda de pressão. Para isto simularam poços com comprimentos variando de 500 a 1000 m e foi constatado que no início do período de produção, o aumento do comprimento do poço pouco incrementou a produção. O interessante foi notar que, com o passar do tempo, o *drawdown* foi diminuindo (para se evitar o cone de gás), fazendo com que os efeitos de queda de pressão também diminuíssem. Nesse cenário, os poços com maior comprimento passaram a produzir mais óleo, chegando, ao final do período de produção de 1 ano, a um valor de produção acumulada significativamente maior que o poço de 500 m.

As principais conclusões de Seines *et al.* (1993) foram de que a queda de pressão pode ser importante ao se planejar poços horizontais, principalmente quando estes estão situados em reservatórios de alta permeabilidade e tendo que produzir sob um *drawdown* limitado e baixo, além disto, deve-se levar em consideração toda a vida útil do campo ao se projetar o comprimento do poço.

2.3.5 Modelo de Novy (1995)

Tendo em vista que os efeitos da queda de pressão só serão significativos em poços horizontais específicos de determinados reservatórios, Novy (1995) conduziu um estudo para determinar em quais situações a queda de pressão poderia ser negligenciada. Seu estudo teve como base o artigo de Dikken (1990). Considerando um escoamento permanente e monofásico de óleo ou gás em seu poço, Novy (1995) utiliza o índice de produtividade do poço para acoplar o escoamento no meio poroso com o escoamento no poço, tal acoplamento resulta em uma equação diferencial de primeira ordem, apresentada na equação (2.4), que foi resolvida analiticamente para diferentes condições de contorno adotadas conforme o regime de escoamento do poço.

$$\frac{dp}{d\left(\frac{x}{d}\right)} = 2,158 \cdot 10^{-4} \left[4C_f \left(\rho \cdot \frac{V_x^2}{2} \right) \right] \quad (2.4)$$

Na equação (2.4), p representa a pressão no poço, x a distância do ponto da origem do eixo das abscissas, d o diâmetro do poço, C_f o coeficiente de atrito de Fanning, ρ a densidade do fluido no fundo do poço e V_x a velocidade média de escoamento em uma seção transversal do poço.

Novy (1995) considerou que os efeitos do cisalhamento passam a ser importantes a partir do momento em que a diferença entre a produção do poço considerando a queda de pressão e sem considerar a mesma iguala ou supera 10%. Tendo como base este critério criado, o autor gerou curvas em gráficos de produção x comprimento que delimitam esta transição para diferentes valores de diâmetros.

Apesar de todas as curvas criadas, o autor conclui que as características de produção de cada poço são únicas, portanto estudos específicos para cada caso devem ser feitos para determinar se a queda de pressão pode ser ignorada. Apesar disto, o autor cria uma regra geral que diz que quando a queda de pressão atinge 15% ou mais do valor do *drawdown*, o poço sofrerá uma diferença de produção igual ou superior a 10%, sendo necessário então considerar a queda de pressão nos poços horizontais.

2.3.6 Modelo de Penmatcha *et al.* (1997)

Penmatcha *et al.* (1997) criaram um modelo semi-analítico para quantificar os efeitos de queda de pressão em escoamentos de uma ou mais fases. Em seu artigo, Penmatcha *et al.* (1997) criou uma variável chamada de erro de produção (E.P). Esta variável representa a diferença de produção entre um modelo que considera a queda de pressão em seus cálculos de produção e outro que não a considera, os autores verificaram o comportamento do E.P para diferentes configurações de poços em reservatórios com diferentes permeabilidades. Em linhas gerais, os resultados obtidos seguiram a mesma tendência dos artigos publicados anteriormente. A equação para cálculo da queda de pressão é expressa na equação (2.5):

$$\Delta p = C \cdot \frac{\rho^{1-\alpha} \cdot \mu^\alpha}{d^{5-\alpha}} \int_0^L \left(\frac{qx}{L} \right)^{2-\alpha} dx \quad (2.5)$$

onde C é uma constante, ρ a massa específica do fluido, d o diâmetro do poço, μ a viscosidade do fluido, L o comprimento do poço, Qx a vazão total de produção e α a constante de Blasius.

Penmatcha *et al.* (1997) também desenvolveram uma equação para determinar o comprimento ótimo de um poço, ou seja, o comprimento de poço que gera o maior lucro possível. A resistência ao fluxo gerada pela queda de pressão em poços horizontais faz com que o ganho incremental de produção caia com o aumento do comprimento do poço, ao passo que os custos de perfuração crescem quase que linearmente com o comprimento do poço, tal fenômeno indica que deva haver um comprimento ótimo que maximiza o lucro na produção do poço. Analisando a equação encontrada, percebe-se que o comprimento ótimo poço cai com o

aumento da resistência ao escoamento do poço, além disso, o comprimento ótimo dos poços aumenta com o aumento do valor do barril de petróleo.

Penmatcha *et al.* (1998) publicaram um novo artigo em que eles criam modelos mais abrangentes de escoamento em poços horizontais. Este novo modelo calcula a produtividade de poços horizontais submetidos a escoamentos tridimensionais e transientes, situados em reservatórios anisotrópicos retangulares, podendo ser levado em conta tanto o modelo de conduto infinito quanto o de conduto finito. O modelo de conduto finito construído por Penmatcha *et al.* (1998) leva em conta os efeitos de queda de pressão por cisalhamento, aceleração e por influxo de fluido em seus cálculos.

2.3.7 Modelo de Hill e Zhu (2006)

Tendo como suporte todos os artigos publicados até então, Hill e Zhu (2006) escreveram um artigo tentando solucionar o problema estudado por Novy (1995), ou seja, os autores criaram uma metodologia para determinar para quais casos o efeito de queda de pressão afetará substancialmente a produção do poço.

Hill e Zhu (2006) usam uma metodologia semelhante à empregada por Joshi (2001), não levando em conta o influxo de fluido ao longo do poço e calculando a queda de pressão como sendo equivalente a queda de pressão de uma vazão média (consideram a vazão como sendo a metade da vazão total) ao longo de toda a extensão do poço. O problema de se utilizar esta metodologia é que ela é menos precisa, além de considerar o gradiente de pressão como sendo uma reta. Os autores concluem que a queda de pressão só será importante quando esta for comparável ao *drawdown* do poço, portanto eles criaram uma equação que calcula o valor desta razão. A equação desenvolvida é função de dois números adimensionais. O primeiro é o número de Reynolds e o segundo é um número criado pelos autores chamado de número de poço horizontal (*Horizontal well number*, N_H). Este segundo número criado pelos autores é função da permeabilidade do reservatório (k), comprimento do poço (L), diâmetro do poço (D) e fator geométrico do reservatório (F_g).

$$N_H = \frac{k \cdot L^2}{D^4 \cdot F_g} \quad (2.6)$$

2.3.8 Modelo de Birchenko (2010)

Birchenko (2010) estudou os efeitos da queda de pressão em poços horizontais. O autor criou um modelo analítico para estimar o valor da queda de pressão em poços horizontais. Por ser um modelo analítico, o modelo apresenta algumas limitações: só é válido para regimes turbulentos e o autor considera o fator de atrito constante ao longo de toda a extensão do poço.

Birchenko (2010) estudou a queda de pressão em poços horizontais para melhor entender o funcionamento de válvulas que foram criadas para minimizar os efeitos da queda de pressão.

Atualmente, a maior parte dos trabalhos publicados visa encontrar soluções para diminuir o EQP e, conseqüentemente, trazer um perfil de drenagem uniforme aos poços horizontais. Tecnologias foram desenvolvidas ao longo dos anos para se uniformizar o perfil de influxo do poço, dentre as tecnologias desenvolvidas, duas se destacam: ICV (*Inflow Control Valve*) e ICD (*Inflow Control Device*).

Gao *et al.* (2007) comentam que o motivo de criação das tecnologias foi diferente, enquanto ICD foram criados para mitigar o EQP, ICV foram criados para auxiliar na produção de múltiplos reservatórios que compartilham o mesmo sistema de produção. Apesar de terem sido criados por motivos diferentes, hoje em dia estas tecnologias são concorrentes, sendo utilizadas para solucionar problemas similares.

Birchenko *et al.* (2008) escrevem que ICD são válvulas instaladas no anular do poço que representam uma restrição passiva ao fluxo do reservatório para o poço. Por ser uma restrição passiva, a habilidade dos ICD em equalizar o perfil de influxo ao longo do poço se dá única e exclusivamente devido a diferença entre as leis físicas que governam o fluxo de fluido no reservatório e dentro do ICD. A Figura 2.4 ilustra um tipo de ICD utilizado em poços horizontais.



Figura 2.4: Representação de um Poço com ICD Instalado (Birchenko, 2008)

Já ICV são válvulas instaladas em segmentos do poço que, ativamente, controlam a produção de partes específicas do poço. As válvulas ICV são controladas remotamente da

superfície por um operador que, de acordo com os indicadores selecionados (corte de água, e razão gás/óleo, por exemplo) opta por fechar a produção de determinado segmento do poço. A Figura 2.5 ilustra o funcionamento e como as válvulas ICV são instaladas.

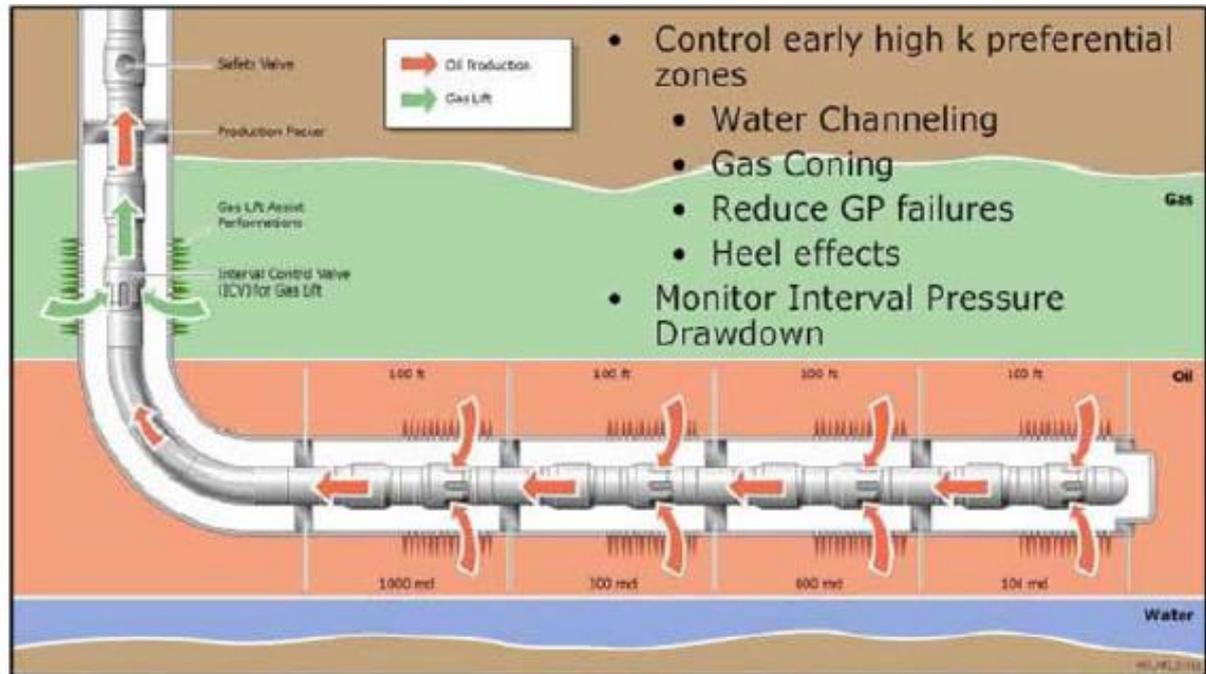


Figura 2.5: Representação de um Poço com válvulas ICV (Birchenko, 2008)

Ao longo dos últimos dez anos o uso destas tecnologias se popularizou, sendo aplicadas em diversos reservatórios ao redor do mundo. Estudos de caso recentes (Gualdrón *et al.* 2014; Berg *et al.* 2013; Ratterman *et al.* 2005; Qin *et al.* 2016) mostram que estas tecnologias auxiliam na uniformização do perfil de influxo, além de retardar e diminuir a produção de água em reservatórios de óleo pesado.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta as principais equações matemáticas e modelos numéricos que foram utilizados para chegar aos resultados propostos.

3.1 Modelo de Escoamento

Nas equações utilizadas na modelagem do escoamento de fluidos tanto no caso dos poços injetores quanto no caso dos poços produtores o termo C_f representa o coeficiente de atrito de Fanning. Este coeficiente é calculado de diferentes maneiras, dependendo do tipo de classificação do escoamento.

A classificação do escoamento em poços é realizada através da utilização do número adimensional de Reynolds, que é calculado segundo a Eq. (3.1)

$$Re = \frac{\rho \cdot v_x \cdot D}{\mu} \quad (3.1)$$

onde Re representa o valor do número de Reynolds, ρ é a massa específica do fluido, v_x é a velocidade média do escoamento em uma seção do poço, D é o diâmetro do poço e μ é a viscosidade dinâmica do fluido.

O valor resultante da equação determina qual a classificação do escoamento segundo os seguintes critérios:

$$\begin{cases} Re < 2000 \rightarrow \text{Escoamento Laminar} \\ 2000 \leq Re \leq 2400 \rightarrow \text{Transição} \\ Re \geq 2400 \rightarrow \text{Escoamento Turbulento} \end{cases}$$

Para o caso de escoamentos laminares o fator de atrito de Fanning é calculado segundo a Eq. (3.2)

$$C_f = \frac{16}{Re} \quad (3.2)$$

sendo dependente então unicamente do número de Reynolds.

Nesta dissertação será utilizada a mesma equação para o cálculo do coeficiente de atrito para os escoamentos de transição e turbulento. O coeficiente de atrito de Fanning para escoamentos turbulentos pode ser calculado de diferentes maneiras. Nesta dissertação ele é calculado através da fórmula explícita de Hall (1957), apresentada em Shoham (2006), representada aqui na Eq. (3.3).

$$C_f = 0,001375 \left[1 + \left(2 \cdot 10^4 \cdot \frac{\varepsilon}{D} + \frac{10^6}{Re} \right)^{1/3} \right] \quad (3.3)$$

A equação criada por Hall (1957) para determinar o fator de atrito de Fanning é função do número adimensional de Reynolds (Re) e da rugosidade relativa da tubulação (ε/D).

O valor da rugosidade foi retirado do trabalho de Lyons (2009) e foi assumido como igual a 0,009 m.

3.2 Drawdown

Ao longo da dissertação o termo *drawdown* foi utilizado diversas vezes, optou-se por manter o termo original do idioma inglês já que este é o termo mais usado na prática e para não confundir com as outras quedas de pressão estudadas ao longo do trabalho. O termo *drawdown* refere-se à diferença de pressão existente entre o reservatório e o interior do poço. Esta diferença de pressão é responsável pela entrada ou saída de fluido no ou do poço do ou para o reservatório, respectivamente.

A Figura 3.1 mostra um poço horizontal situado em um reservatório e detalha como é calculado o *drawdown*. Note que para valores positivos de drawdown, a pressão do reservatório é maior que a do poço e, portanto, o poço produz fluido, já no caso do *drawdown* ser negativo, a pressão do poço é maior que a do reservatório, e o poço injeta fluido no reservatório.

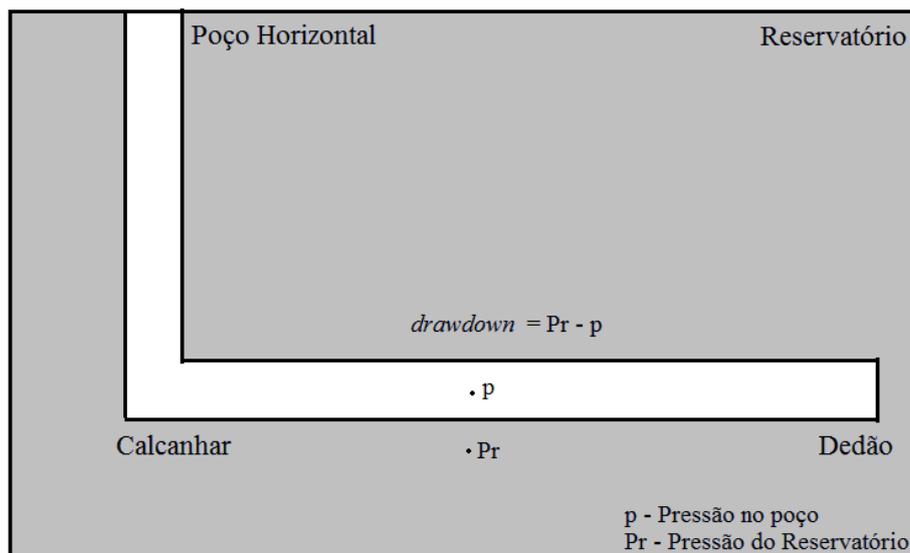


Figura 3.1: Esquema simplificado de um poço horizontal usado para o método de cálculo do *drawdown*.

4 METODOLOGIA

A metodologia apresentada nesta dissertação tem como objetivo comparar os efeitos da queda de pressão em poços horizontais na produção de reservatórios de óleo leve e pesado.

O trabalho pode ser dividido em duas partes. Na primeira parte, foram estudados apenas os efeitos causados pela queda de pressão em poços horizontais produtores, o principal objetivo desta seção é analisar como o efeito da queda de pressão altera os perfis de influxo de óleo em poços horizontais situados tanto em reservatórios de óleo pesado quanto em reservatórios de óleo leve. Na segunda parte, foi estudado o efeito da queda de pressão no tempo de irrupção de água em poços de reservatórios de óleo leve, bem como os efeitos causados pela queda de pressão em poços injetores.

Este capítulo também apresenta o processo adotado para modelar a queda de pressão em poços horizontais produtores e injetores. Durante o capítulo, serão apresentadas as equações utilizadas, bem como as simplificações adotadas para se modelar o fenômeno estudado.

Como o principal objetivo da dissertação é averiguar se o efeito de queda de pressão pode ser significativo no perfil de produção do poço e no tempo de irrupção, foi criado um modelo matemático simples, para apenas estimar qual a magnitude da queda de pressão nestes poços e, desta maneira, ver se o efeito será significativo para estes poços, assim efeitos de gradientes de pressão por aceleração foram desprezados.

Para fundamentar o estudo foram criados dois cenários geológicos com diferentes propriedades de rocha e fluido para simular a situação tanto de reservatórios de óleo leve quanto de óleo pesado. Os reservatórios criados são denominados reservatórios-caixa por apresentarem a forma de um paralelepípedo reto, para excluir os efeitos de heterogeneidade do reservatório, às propriedades de rocha e fluido de cada um dos modelos geológicos são constantes ao longo de sua extensão.

Para se realizar a primeira parte dos resultados descritos, os modelos geológicos foram simulados com apenas um poço horizontal situado próximo do centro do reservatório. Já a segunda parte de resultados, onde são estudados os efeitos no tempo de irrupção de água bem como o efeito da queda de pressão nos poços injetores, os modelos geológicos são equipados com um par de poços injetor/produzidor. Neste caso o mecanismo de produção considerado é a injeção de água.

A simulação numérica da produção destes reservatórios, sob estas diferentes condições de utilização, é realizada através do programa STARS do *Computer Modelling Group* (CMG),

que roda explicitamente acoplado com um algoritmo de cálculo de queda de pressão programado no programa MatLab®; o processo de acoplamento entre os dois programas também será descrito neste capítulo.

O processo de modelagem matemática do escoamento nos poços foi feito considerando que estes foram discretizados em uma quantidade finita de blocos, conforme ilustrado na Figura 4.1.

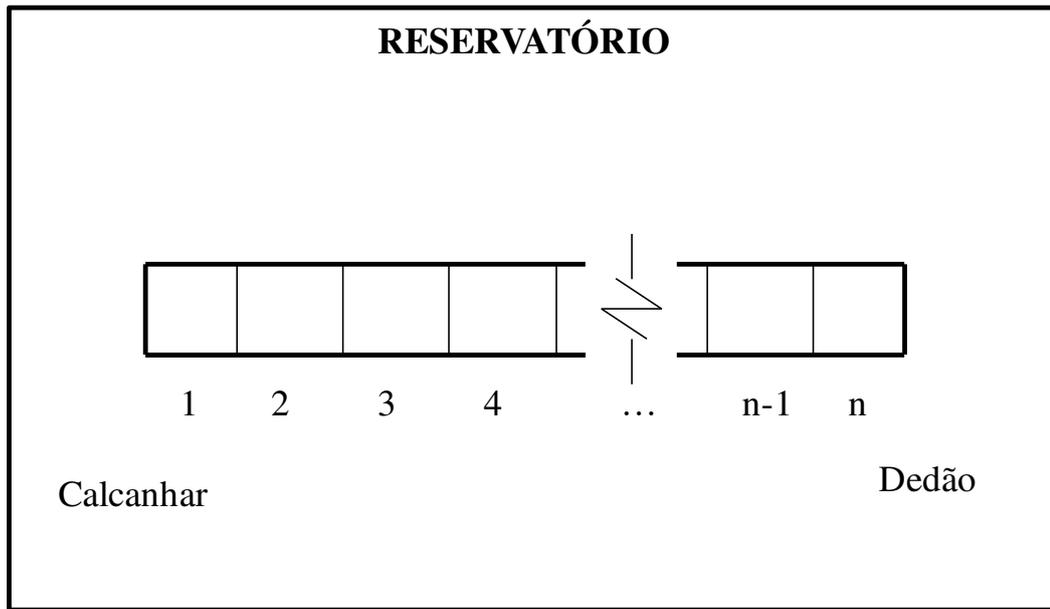


Figura 4.1: Modelo de poço discretizado em n partes

Portanto, as equações apresentadas nas seções seguintes foram calculadas para cada um dos blocos criados. Além disto, considerou-se que as propriedades são constantes dentro de cada um dos blocos.

4.1 Poços Horizontais Produtores

A Figura 4.2 representa o modelo de poço horizontal estudado.

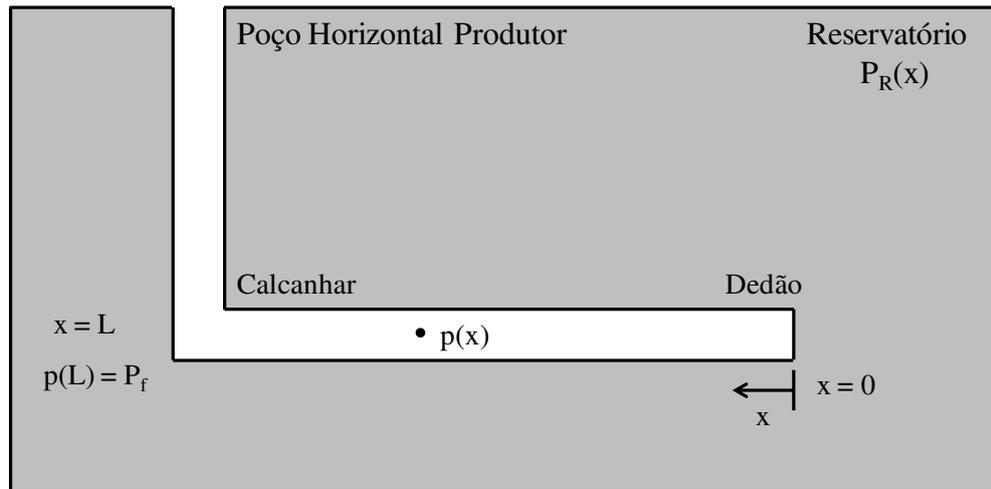


Figura 4.2: Modelo de Poço Horizontal Produtor Estudado

O óleo situado no reservatório entra em um bloco do poço com uma velocidade radial (v_r) que é obtida através de uma relação entre a permeabilidade do reservatório (k), a viscosidade do óleo (μ) e um raio de drenagem equivalente (r_{eh}), como mostrado na Eq. (4.1) retirada do livro de Blunt (2017).

$$v_r = \left[\frac{k}{\mu \cdot r_{eh}} \right] \cdot [P_R(x) - p(x)] \quad (4.1)$$

Onde P_R representa a pressão do reservatório e p a pressão dentro do poço em um determinado ponto x .

A Figura 4.3 representa um balanço volumétrico em uma seção infinitesimal do poço.

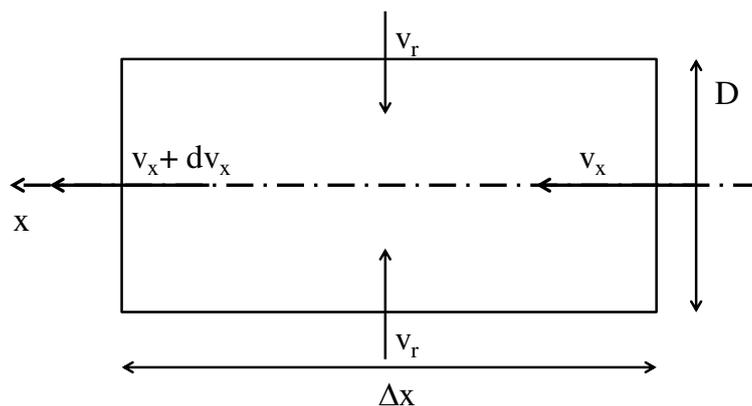


Figura 4.3: Balanço de Massa em uma Seção infinitesimal do poço produtor.

Considerando um escoamento incompressível de óleo, o balanço volumétrico fornece a variação da velocidade média (v_x) do fluido ao longo da extensão do poço, tal relação é expressa através da Eq. (4.2).

$$\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot dv_x - v_r \cdot \pi \cdot D \cdot dx = 0 \rightarrow \frac{dv_x}{dx} = v_r \frac{4}{D} \quad (4.2)$$

Considerando o índice de produtividade de um dos blocos do poço (IP_n) como sendo a relação entre a vazão de influxo (q), obtida através da velocidade radial de influxo (v_r), e a diferença de pressão entre o reservatório e o poço em determinado bloco n , tem-se:

$$IP_n = \frac{q}{P_R(x) - p(x)} \quad (4.3)$$

Faz-se necessário também determinar qual a variação da vazão de influxo ao longo da extensão do poço horizontal. Para obter tal relação, primeiramente, o programa calcula o IP para cada um dos blocos que compõe o poço horizontal, o IP é calculado através da utilização das curvas IPR (As curvas *IPR* indicam a relação entre o *drawdown* e a vazão produzida pelo poço) fornecida pelo simulador de reservatórios STARS® da *CMG*. O IP é constante dentro de cada um dos blocos de simulação, portanto para obter o IP para cada metro do poço se divide IP do bloco n pelo comprimento do mesmo, conforme ilustrado na Eq. (4.4).

$$\frac{dq}{dx} = \frac{IP_n}{L_{\text{bloco}}} (P_R(x) - p(x)) \quad (4.4)$$

A Eq. (4.4) também pode ser escrita em termos da velocidade radial de influxo (v_r).

$$v_r = \frac{dq}{S \cdot \Delta x} = \frac{IP}{S \cdot L_{\text{bloco}}} \cdot (P_R(x) - p(x)) \quad (4.5)$$

Ambas as equações (Eq. (4.1) e Eq. (4.5)) calculam a velocidade radial de influxo de fluido (v_r) no poço, portanto ao se igualar as equações pode se concluir que:

$$\frac{k}{(\mu \cdot r_{eh})} = \frac{IP}{S \cdot L_{\text{bloco}}} = C_r \quad (4.6)$$

onde C_r representa os dados de reservatório considerados constantes dentro de um bloco de simulação.

Aplicando o balanço de momento linear em uma seção infinitesimal do poço é possível de se obter a variação da pressão (p) ao longo da extensão do poço, como mostrado na Figura 4.4 e na Eq. (4.7):

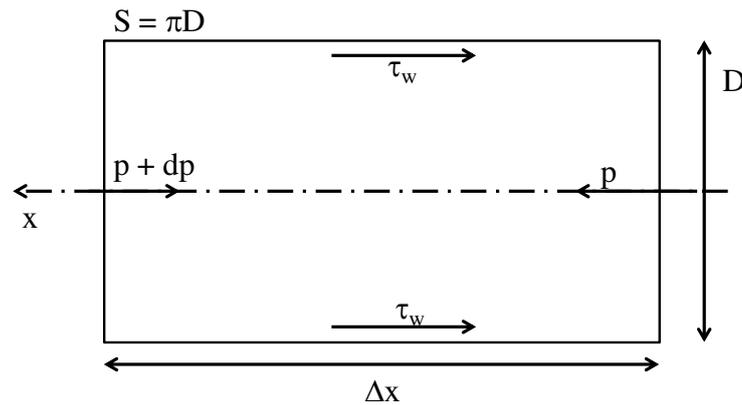


Figura 4.4: Balanço de Momento Linear em uma Seção Infinitesimal do Poço.

$$A \cdot dp = -\tau_w \cdot S \cdot dx \rightarrow \frac{dp}{dx} = -\frac{\tau_w \cdot S}{A} \rightarrow \frac{dp}{dx} = -2 \cdot C_f \cdot \frac{\rho \cdot v_x \cdot |v_x|}{D} \quad (4.7)$$

onde τ_w representa a tensão de cisalhamento na parede do poço, S é o perímetro do poço, D é o diâmetro do poço, A a área da seção transversal, v_x a velocidade média do escoamento e ρ a massa específica do fluido.

Portanto o escoamento dentro de um poço horizontal pode ser modelado através do seguinte sistema de equações diferenciais ordinárias:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dv_x}{dx} = v_r \cdot \frac{4}{D} \\ \frac{dp}{dx} = -2 \cdot C_f \cdot \frac{\rho \cdot v_x \cdot |v_x|}{D} \end{array} \right. \quad (4.8)$$

4.2 Poços Horizontais Injetores

A modelagem de poços horizontais injetores é similar à feita para os poços horizontais produtores na seção 4.1, mas, neste caso, por ter um sentido de escoamento oposto ao do caso dos poços produtores, o eixo x tem seu sentido invertido, conforme ilustrado na Figura 4.5.

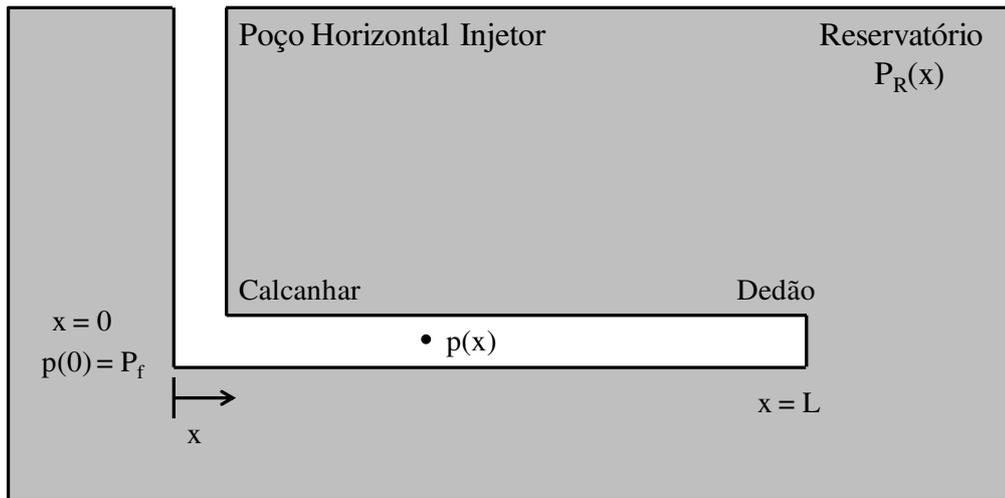


Figura 4.5: Modelo de Poço Horizontal Injetor Estudado.

Neste caso, ao se montar o balanço de massa em uma seção infinitesimal do poço produtor, conforme ilustrado na Figura 4.6, obtém-se as seguintes equações:

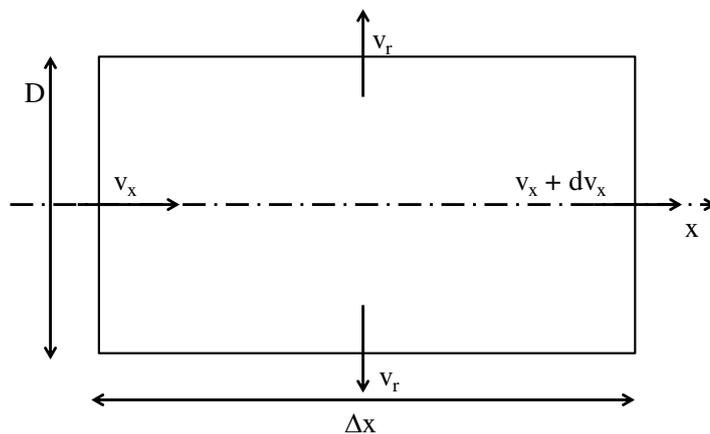


Figura 4.6: Balanço de Massa em uma Seção Infinitesimal do Poço.

$$\frac{\pi \cdot D^2}{4} (v_x + dv_x) - \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v_x + \pi \cdot D \cdot v_r \cdot dx = 0 \quad (4.9)$$

$$\frac{dv_x}{dx} = -\frac{4}{D} \cdot v_r \quad (4.10)$$

Já ao se montar o balanço de momento linear de uma seção infinitesimal do poço, conforme ilustrado na Figura 4.7, as equações obtidas são as seguintes:

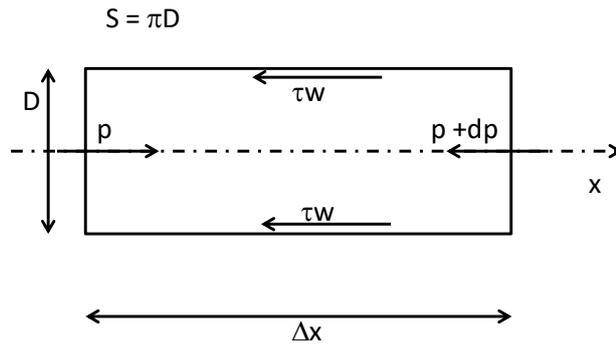


Figura 4.7: Balanço de Momento Linear em uma Seção Infinitesimal do Poço.

$$-\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot dp - \pi \cdot D \cdot dx \cdot \tau_w = 0 \quad (4.11)$$

$$\frac{dp}{dx} = -\tau_w \cdot \frac{4}{D} \quad (4.12)$$

Sabe-se que a tensão de cisalhamento na parede do poço pode ser estimada segundo a Eq (4.13).

$$\tau_w = \frac{1}{2} \cdot C_f \cdot \rho \cdot V_x^2 \quad (4.13)$$

Substituindo na Eq. (4.12) é obtida a expressão final para o cálculo do gradiente de pressão.

$$\frac{dp}{dx} = -2 \cdot C_f \cdot \frac{\rho \cdot V_x \cdot |V_x|}{D} \quad (4.14)$$

Portanto, o sistema de equações diferenciais que governam o escoamento de fluidos no interior de um poço horizontal injetor é o seguinte:

$$\begin{cases} \frac{dv_x}{dx} = -v_r \cdot \frac{4}{D} \\ \frac{dp}{dx} = -2 \cdot C_f \cdot \frac{\rho \cdot V_x \cdot |V_x|}{D} \end{cases} \quad (4.15)$$

4.3 Condições de Contorno

Para resolver o sistema de equações acima, que governam o escoamento de fluidos no interior de um poço horizontal, tanto no caso de poços horizontais produtores quanto injetores, é necessário adotar duas condições de contorno, uma condição de velocidade (u) e outra para a pressão (p). Como o método numérico adotado foi o Runge Kutta de quarta ordem, ambas as condições de contorno precisam ser indicadas para o ponto inicial do eixo x ($x = 0$).

No caso dos poços horizontais produtores, a primeira condição de contorno é de que a velocidade média de escoamento do fluido no dedão é zero, portanto não há vazão na extremidade do poço.

$$\left. \frac{dv_x}{dx} \right|_{x=0} = 0 \quad (4.16)$$

Tal condição de contorno acaba minorando os valores do efeito de borda no poço, uma vez que parte do fluido entra pelo dedão do poço, fazendo com que a vazão neste ponto não seja igual à zero. Apesar disto, a quantidade de fluido que entra pelo dedão do poço é relativamente pequena quando comparada com o influxo de óleo total ao longo de toda extensão do poço, fazendo com que esta condição de contorno seja aceitável.

A segunda condição de contorno adotada para o caso de poços horizontais produtores é a pressão no dedão do poço ($x = 0$). Os poços são operados para produzir uma vazão máxima estabelecida, tal vazão é obtida através da regulação da válvula *choke*, localizada na cabeça do poço. Portanto a condição de contorno adotada, pressão no dedão do poço, deve ser tal que produza a vazão máxima estabelecida. Por exemplo, imagine que um poço deva operar a uma vazão de $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ ($5000 \text{ m}^3/\text{d}$), a condição de contorno adotada será a pressão no dedão necessária para se produzir esta vazão.

Para se atingir a pressão no dedão que fornece a vazão exata desejada, o método iterativo de Newton-Raphson é utilizado, como o descrito no trabalho de Wu (2000). Neste método, a pressão ao longo do poço é calculada diversas vezes de maneira iterativa, até que a solução calculada produza uma vazão próxima àquela estipulada.

Já no caso de poços horizontais injetores, a primeira condição de contorno adotada é um valor fixo de pressão (p) no calcanhar do poço ($x = 0$). Portanto esta pressão se manterá constante ao longo do período de operação do poço.

A segunda condição de contorno adotada para poços injetores é um valor de velocidade no calcanhar que cria um gradiente de pressão igual a zero no dedão do poço, tal condição, assim como no caso dos poços produtores, é obtida através do uso do método de Newton-Raphson.

$$\left. \frac{dp}{dx} \right|_{x=L} = 0 \quad (4.17)$$

Esta condição de contorno faz com que se considere que não exista vazão no dedão do poço. Assim como no caso dos poços produtores, esta condição de contorno é uma simplificação do problema, pois na realidade parte dos fluidos são injetados pelo dedão do poço, mas este valor é pequeno se comparado com a vazão total injetada ao longo da extensão do poço.

4.4 Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Horizontais Produtores

Um dos principais efeitos da queda de pressão em poços horizontais é a distorção do perfil de influxo de óleo ao longo da extensão do poço. Considerando a hipótese do conduto infinito (pressão constante em todo o poço, não há queda de pressão) para um poço horizontal produtor situado em um reservatório homogêneo, a produção de óleo deste poço deverá ser praticamente homogênea ao longo de sua extensão, ou seja, desconsiderando as seções do dedão e do calcanhar do poço, que apresentam uma maior área de drenagem de óleo (efeito de borda), as demais seções devem contribuir com uma quantidade de fluido igual para a produção total do poço.

Este perfil de influxo homogêneo não ocorre quando a queda de pressão nos poços horizontais é considerada. A queda de pressão cria um gradiente de pressão ao longo da extensão do poço, maior pressão no dedão e menor pressão no calcanhar, fazendo com que o *drawdown* não seja mais constante ao longo do poço, assim as seções dos poços deixam de produzir a mesma quantidade de óleo e passam a ter um perfil de influxo heterogêneo.

Devido aos fatores descritos, o perfil de influxo foi considerado como sendo um bom indicador da influência da queda de pressão na produção dos poços, quanto mais distorcido o perfil de influxo do poço, maiores são os efeitos da queda de pressão.

Levando em conta que reservatórios de óleo leve e pesado têm importantes diferenças entre si, como a viscosidade do fluido, permeabilidade e porosidade das rochas, é de se esperar que resultados diferentes sejam obtidos para cada um dos casos. O estudo comparativo visa quantificar os efeitos da queda de pressão em cada um dos cenários para então determinar em qual das situações estudadas este efeito é mais acentuado.

4.4.1 Metodologia

Nesta seção do estudo, apenas um poço horizontal produtor será inserido no modelo geológico. O poço foi inserido próximo à região central do modelo geológico. Todos os procedimentos aqui explicados foram repetidos tanto para o modelo geológico de óleo leve quanto para o de óleo pesado.

Para avaliar o perfil de influxo dos poços, dois gráficos foram criados e repetidos em cada uma das etapas desta seção do estudo.

O primeiro tipo de gráfico criado se chama Influxo Específico (IFE). Os poços inseridos no modelo geológico são divididos em blocos, para cada um dos blocos calculou-se a quantidade de fluido produzida e dividiu-se esse valor pela produção total do poço, obtendo

assim a contribuição de cada um dos blocos para a produção total do poço, expresso em porcentagem, conforme mostrado na Eq. (4.18).

$$IFE = \frac{q_{\text{bloco}}}{q_{\text{total}}} \cdot 100 \quad (4.18)$$

O segundo tipo de gráfico criado se chama pressão relativa, e avalia a magnitude da diferença de pressão entre os blocos do poço. Este gráfico é montado com base no valor da diferença de pressão entre o bloco de menor pressão no poço (calcanhar no caso dos produtores e dedão no caso dos injetores) e a pressão dos demais blocos que constituem o poço, a Eq. (4.19) mostra o cálculo para o caso de poços produtores. O eixo das abscissas representa a distância do bloco ao calcanhar, já o eixo das ordenadas representa a diferença de pressão entre o bloco e o bloco do calcanhar do poço.

$$P_{\text{rel}} = P_{\text{bloco}} - P_{\text{calc}} \quad (4.19)$$

Outro elemento presente em todas as etapas descritas nesta análise é a comparação do valor da queda de pressão total do poço com o *drawdown* existente. Esta comparação é útil pois acredita-se que quanto maior o valor da queda de pressão quando comparado com o *drawdown*, maior será a distorção do perfil de influxo do poço.

Em um primeiro momento, se estudará os efeitos da vazão de produção no perfil de influxo do poço. Um aumento na vazão acarreta em uma maior queda de pressão total ao longo do poço, devido a esta maior queda de pressão é esperado que o perfil de influxo de um poço que produza uma alta vazão seja mais distorcido que um poço que produza uma menor vazão.

A segunda parte do estudo dos efeitos da queda de pressão no perfil de influxo de poços horizontais analisa os efeitos da variação do diâmetro interno dos poços. Segundo a expressão que calcula a queda de pressão, uma redução no diâmetro interno dos poços deve acarretar em uma maior queda de pressão e, conseqüentemente, um perfil de influxo mais distorcido.

A terceira etapa desta análise visa estudar os impactos da permeabilidade do reservatório no perfil de influxo do poço. Quanto maior o valor da permeabilidade de um reservatório, maior a razão de mobilidade do fluido dentro deste meio poroso, implicando em uma maior facilidade de escoamento do fluido, a maior facilidade de mobilidade do fluido faz com que seja necessário um menor *drawdown* para se produzir uma mesma quantidade de óleo. É esperado que a distorção do perfil de influxo fosse maior quando a queda de pressão total do poço se aproxime do valor do *drawdown*, portanto, quanto menor for *drawdown* requerida, maior será a distorção do perfil de influxo do poço.

Para todas as simulações realizadas o resultado foi analisado através da criação dos dois gráficos descritos anteriormente: Gráfico IFE e gráfico de pressão relativa.

4.5 Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção do Poço Produtor

A segunda parte dos resultados apresentados nesta dissertação aborda os efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção de água em poços horizontais produtores, além de analisar os efeitos da queda de pressão no desempenho de poços horizontais injetores.

Ao simular a vida útil de um reservatório levando em conta a hipótese do conduto infinito (pressão constante dentro do poço, a queda de pressão não é considerada), parte-se da premissa que desconsiderar a queda de pressão existente dentro do poço horizontal não causará efeitos significativos na produção do mesmo. Mas a queda de pressão pode ter efeitos na produção do poço e sua desconsideração pode gerar resultados de simulação menos confiáveis. Dentre as possíveis consequências geradas pela adoção da hipótese do conduto infinito estão: previsão de drenagem de menos confiável das regiões do reservatório; superestimação da quantidade de óleo produzido; previsão menos precisa do tempo de irrupção de água; entre outros.

Do ponto de vista dos poços injetores, a adoção da hipótese do conduto infinito faz com que o poço injete quantidades similares de água em cada um de seus blocos, isto em um reservatório completamente homogêneo, que é o caso da situação estudada. Gera-se uma frente de avanço de água uniforme que atingirá as diversas seções do poço produtor em instantes próximos. Já ao se considerar a queda de pressão na injeção de água por poços horizontais, espera-se que, assim como no caso dos poços produtores, as diversas seções do poço injetem quantidades distintas de fluido, sendo o calcanhar (ponto de maior pressão do poço) a seção que mais injeta fluido, isto gera uma frente de avanço de água não uniforme e a irrupção (*breakthrough*) de água no poço produtor ocorreria primeiramente em alguns blocos do poço.

4.5.1 Metodologia

A segunda parte de resultados da dissertação estuda os efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção de água e no perfil de injeção dos poços horizontais, um par de poços injetor/produtor foi inserido em uma região central do reservatório para simular uma área de drenagem de um reservatório real.

O par de poços foi disposto de duas maneiras diferentes no reservatório, na primeira maneira, o poço injetor e o produtor apresentam seus calcanhares alinhados, já na segunda configuração o poço injetor e o produtor apresentam calcanhares invertidos. Esperam-se

resultados diferentes para os dois tipos de configuração, pois, ao levar em conta a queda de pressão, poços produtores tendem a apresentar uma maior produção na região do calcanhar, assim como os poços injetores tendem a injetar uma maior quantidade de fluido no calcanhar do poço. Ao inverter o posicionamento dos poços, espera-se obter uma produção mais homogênea de óleo no poço produtor. A Figura 4.8 ilustra a disposição dos poços que foi utilizada na dissertação.

Todas as simulações desta etapa da dissertação foram realizadas até se atingir o instante da irrupção de água no poço produtor. Como o principal intuito é avaliar os efeitos da queda de pressão na produção acumulada de óleo dos poços, os diversos gráficos gerados traçam curvas comparativas de diversos momentos durante o período até se atingir o momento da irrupção de água no poço produtor.

Os procedimentos e gráficos gerados foram realizados apenas para o modelo geológico de óleo leve. Para se conduzir o estudo, primeiramente foi gerada uma curva da pressão relativa, similar à descrita na seção 4.1.1, sobrepondo curvas de 3 momentos distintos da vida útil do poço. Complementando o gráfico de pressão relativa, foi gerado um gráfico do perfil de pressão do poço, mostrando o valor da pressão em cada um dos blocos dos poços simulados, para os mesmos 3 instantes utilizados anteriormente. Gráficos IFE também foram gerados para cada um dos 3 instantes analisados anteriormente. Por fim, foram inseridos gráficos do perfil de pressão do reservatório na região onde estão situados os poços.

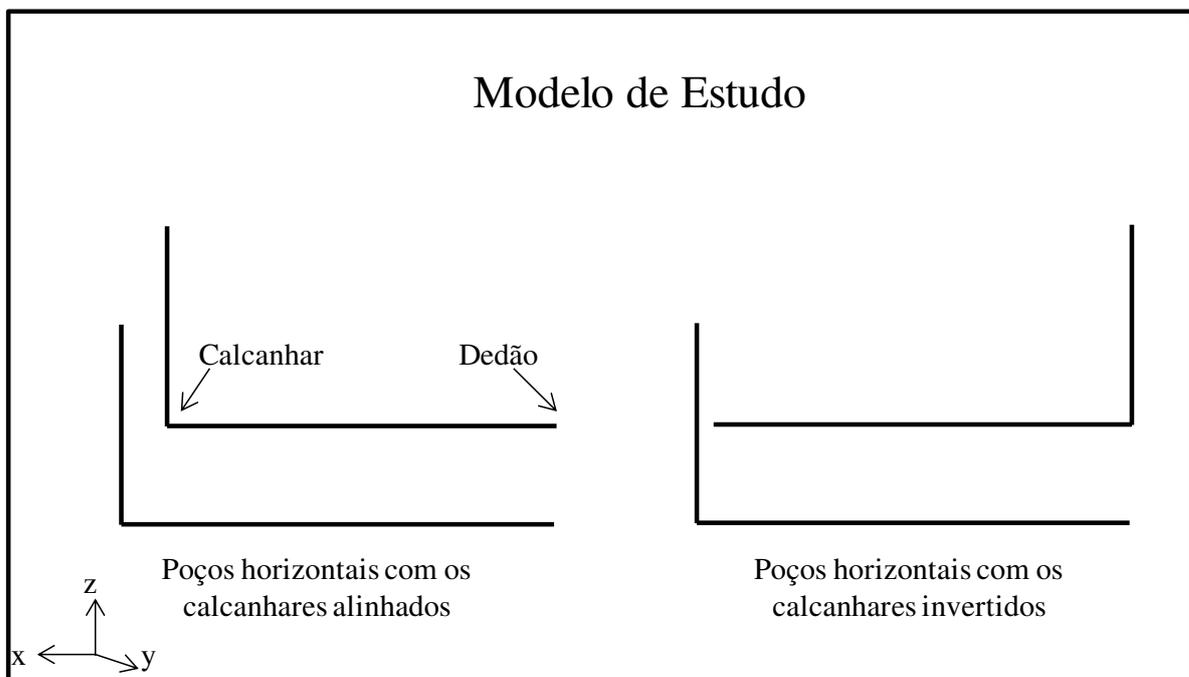


Figura 4.8: Posicionamento dos Poços no Reservatório

Além das curvas já citadas anteriormente, a análise dos efeitos da queda de pressão no poço horizontal injetor foi feita com base em uma imagem da frente de avanço de água no momento de irrupção de água. A análise da frente de avanço de água é um bom parâmetro para se avaliar qual foi o efeito da queda de pressão na injeção de fluidos no reservatório, uma frente de avanço de água muito distorcida indica que a água foi injetada de maneira irregular pelo poço, existindo partes do poço que injetam uma maior quantidade de fluido. Já uma frente de avanço uniforme indica que a água foi injetada de maneira similar ao longo da extensão do poço.

Portanto, nesta análise, foram criados, tanto para o caso de poços produtores quanto injetores, os gráficos IFE (descrito na seção 4.1.1), pressão relativa (descrito na Seção 4.1.1), perfil de pressão do poço, perfil de pressão do reservatório e uma imagem da frente de avanço de água levando em consideração as três configurações distintas do par de poços injetor/produzidor:

- Reservatório de óleo leve com o par de poços modelados segundo a teoria do conduto infinito;
- Reservatório de óleo leve com o par de poços alocados com os calcanhares alinhados;
- Reservatório de óleo leve com o par de poços alocados com os calcanhares invertidos;

4.6 Validação do Programa Criado

Antes de se proceder com os resultados da dissertação, é necessário validar o programa criado.

O processo de validação tem como objetivo verificar se os resultados gerados pelo programa estão condizentes com os observados na realidade. A validação foi feita com base no artigo de Ozkan *et al.* (1993).

Primeiramente, utilizou-se um programa para copiar um gráfico do artigo de Ozkan *et al.* (1993), mostrado na Figura 2.3, que informa a vazão produzida ao longo da extensão do poço. Com base nos pontos retirados do gráfico, foi ajustado um polinômio para criar uma função que expressasse a vazão produzida em cada ponto do poço.

Tendo a vazão de óleo produzida em cada ponto ao longo da extensão do poço, inseriram-se estes dados no programa criado e calculou-se a queda de pressão gerada, montou-se então gráfico da queda de pressão do poço estudado. O gráfico gerado pelo software criado foi comparado com o gráfico fornecido no próprio artigo de Ozkan *et al.* (1993), mostrado aqui na Figura 2.2.

4.7 Acoplamento entre os Programas

Os resultados apresentados nesta dissertação foram obtidos através do acoplamento explícito entre dois programas, o primeiro deles é o simulador de reservatórios, feito pela CMG (*Computer Modelling Group*), chamado STARS® e um programa programado pelo autor em MatLab®.

Os programas funcionam de maneira acoplada, de modo que o simulador de reservatórios é responsável por prever o comportamento dos fluidos dentro do reservatório e o programa desenvolvido pelo autor calcula, através das equações apresentadas no capítulo de fundamentação teórica (Capítulo 3), a queda de pressão ocasionada no poço horizontal.

O processo de acoplamento entre os programas é descrito a seguir:

- Inicia-se o simulador de reservatórios STARS e, para cada intervalo de tempo, são gerados dois arquivos .txt, um contendo a tabela IPR do poço e o outro contendo um sinal enviado ao programa criado no MatLab®.
- O programa gerado no MatLab® lê os arquivos .txt enviados pelo simulador de reservatórios e utiliza a tabela IPR para solucionar o sistema de equações diferenciais que governa o escoamento dos fluidos no poço.

- A pressão no centro do bloco de simulação é adotada como sendo a média das pressões calculadas no bloco.
- O programa gerado no MatLab® cria um arquivo .txt especificando o valor da pressão no centro de cada um dos blocos do poço contido no modelo de simulação.
- O programa gerado no MatLab® encerra seus procedimentos durante este intervalo de tempo e, através de um arquivo .txt, envia um sinal ao simulador de reservatórios para iniciar seus procedimentos.
- O processo descrito acima se repete para todos os intervalos de tempo da simulação e se encerra quando a data limite, especificada no arquivo .dat do simulador de reservatórios, for atingida.
- Esta metodologia foi criada para assegurar que a queda de pressão no poço será levada em conta durante o processo de simulação do STARS®.

Conforme descrito anteriormente, o modelo de acoplamento entre os *softwares* é explícito. Desta maneira, o simulador de reservatórios é responsável por todos os cálculos referentes ao escoamento no meio poroso enquanto que o programa desenvolvido em MatLab® é responsável pelos cálculos de escoamento no interior do poço. Ambos são programas distintos e funcionam de maneira separada. Este modelo de acoplamento foi selecionado, pois já existia uma função dentro do simulador STARS® para realizar tal procedimento, facilitando o processo aqui descrito na dissertação.

Uma alternativa seria a utilização de um modelo de acoplamento implícito. Neste novo modelo, as equações de cálculo do escoamento tanto no reservatório quanto no poço teriam que ser feitas em um único código, inviabilizando assim a utilização de um simulador comercial.

5 APLICAÇÃO

Este capítulo da dissertação apresenta todos os dados necessários para realizar os procedimentos descritos na metodologia.

5.1 Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Horizontais Produtores

A primeira parte dos resultados gerados tem como objetivo analisar os efeitos da queda de pressão no perfil de influxo de poços horizontais produtores. Conforme descrito no capítulo de metodologia, esta primeira parte de resultados é dividida em três etapas:

- Efeitos da vazão na produção;
- Efeitos do diâmetro na produção;
- Efeitos da permeabilidade na produção.

A Tabela 5.1 mostra todas as simulações que foram realizadas para chegar aos resultados desejados. As simulações descritas foram feitas tanto para o modelo geológico de óleo leve quanto para o de óleo pesado. Para o estudo dos efeitos de permeabilidade na produção de óleo, a Tabela 5.1 mostra apenas o fator pelo qual as permeabilidades dos modelos geológicos são multiplicadas, seus valores absolutos se encontram nas Seções 5.4 e 5.5.

Tabela 5.1: Simulações Realizadas

Simulações Realizadas					
Efeitos da Vazão na Produção					
Nº Simulação	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro	Vazão de Produção (m ³ /d)	Permeabilidade
1	1200	30	0,1524m (6 pol)	1000	1x
2	1200	30	0,1524m (6 pol)	5000	1x
Efeitos do Diâmetro na Produção					
	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro	Vazão de Produção (m ³ /d)	Permeabilidade
3	1200	30	0,127m (5 pol)	2500	1x
4	1200	30	0,1524m (6 pol)	2500	1x
5	1200	30	0,2032m (8 pol)	2500	1x
Efeitos da Permeabilidade na Produção					
	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro	Vazão de Produção (m ³ /d)	Permeabilidade
6	1200	30	0,1524m (6 pol)	2500	0,5x
7	1200	30	0,1524m (6 pol)	2500	0,7x
8	1200	30	0,1524m (6 pol)	2500	1x
9	1200	30	0,1524m (6 pol)	2500	1,5x

5.2 Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção do Poço Produtor

A segunda parte de resultados analisa os efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção e no perfil de injeção dos poços horizontais. Para gerar a série de gráficos descritos na seção 4.5.1, um par de poços injetor/produtor foi inserido no modelo geológico de óleo leve.

Em todas as simulações ambos os poços possuem o mesmo comprimento de 1200 m, possuem diâmetro interno de 0,1524 m (6 polegadas), estão completados na mesma cota do reservatório e são distantes 450 m um do outro. O poço produtor é operado levando em conta uma condição de restrição, sua vazão de produção deve ser igual a $5,4 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ (4700 m^3/d). Já o poço injetor começa a operar apenas dois anos após o início da operação do poço produtor.

Os poços injetores também operam sob uma única condição de operação, mas esta condição de operação depende da maneira como os poços estão dispostos no reservatório. Para os casos de calcanhar alinhado e invertido a pressão no calcanhar do poço será igual a 105% da pressão inicial do reservatório, já para a situação de conduto infinito a vazão injetada será constante igual a $6,3 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ (5500 m^3/d).

5.3 Validação do Programa Criado

A validação do programa criado foi feita com base no artigo de Ozkan *et al.* (1993). No artigo os autores calculam a queda de pressão através de um modelo analítico utilizando equações de escoamentos em fratura. O modelo geológico criado foi feito com base no campo de Troll na Noruega. A Tabela 5.2 traz todas as propriedades utilizadas pelos autores para chegarem aos resultados propostos; note que as unidades são iguais àquelas utilizadas pelos autores do artigo.

Tabela 5.2: Propriedades do Fluido e do Reservatório (Ozkan *et al.*, 1993)

Pressão Inicial do Reservatório (psi)	2300
Raio do Reservatório (ft)	2776
Espessura da Formação (ft)	72
Permeabilidade Horizontal (mD)	8500
Permeabilidade Vertical (mD)	1500
Viscosidade do Óleo (cP)	1,43
Densidade do Óleo (lb/ft³)	55
Fator Volume Formação (bbl/stb)	1,16
Compressibilidade Total da Formação (psi⁻¹)	$6,9 \times 10^{-6}$
Porosidade (%)	25
Posicionamento Vertical do Poço (ft)	11,5
Raio do Poço (ft)	0,25
Comprimento do Poço (ft)	2625
Rugosidade Relativa do Poço	10^{-4}

5.4 Modelo Geológico de Óleo Pesado

O principal objetivo da dissertação é o estudo dos efeitos da queda de pressão na produção de poços horizontais, portanto, para isolar os efeitos na produção que podem ser causados por heterogeneidades no reservatório, o modelo criado é homogêneo, tendo as mesmas propriedades de permeabilidade, porosidade e tipo de fluido em todas as suas seções.

O modelo criado (reservatório-caixa) não tem o objetivo de representar com perfeição um reservatório real, sua principal função é a de simular apenas uma pequena área de um reservatório, que pode ser drenada através de um único poço horizontal produtor ou um par de poços produtor/injetor.

Tendo explicado os objetivos do modelo criado faz-se necessário citar que o modelo foi criado tendo como base um reservatório de óleo pesado real situado na camada do pós-sal da bacia de Campos no Brasil.

Na criação do modelo geológico utilizou-se um *grid* cartesiano composto por 100 blocos na direção I, 50 blocos na direção J e 100 blocos na direção K, cada um dos blocos possui as seguintes dimensões 40 x 40 x 10 m (comprimento x largura x espessura), totalizando um modelo de reservatório com 4000 x 2000 x 1000 m.

As principais propriedades geológicas do modelo, como tipo de rocha (arenito inconsolidado), compressibilidade da rocha, foram retirados do modelo de reservatório original que serviu como base para criação deste modelo.

Para garantir a homogeneidade do modelo criado procedeu-se com uma análise estatística das propriedades de porosidade e permeabilidade do modelo base para criação do modelo reservatório-caixa. A permeabilidade do reservatório-caixa no plano IxJ foi definida como sendo igual a 6243 mD, que corresponde a mediana dos valores apresentados no modelo base, já a permeabilidade na direção K, que geralmente é menor que a no plano IxJ, é igual a 2487 mD e também é igual a mediana dos valores observados no modelo base. Por fim, a porosidade do reservatório-caixa é igual a 24,84% e corresponde a média das porosidades dos blocos do modelo base.

Por fim, o modelo de fluido também foi retirado do modelo base e, nas condições iniciais de pressão do reservatório, possui uma massa específica de 960 kg/m³ e uma viscosidade de 173,03 cP.

5.5 Modelo Geológico de Óleo Leve

O modelo de reservatório criado para as simulações de óleo leve é similar ao criado para óleo pesado e descrito acima, as principais diferenças entre os modelos é o tipo de fluido contido no reservatório e os valores de permeabilidade do mesmo.

O modelo geológico de óleo leve apresentado é formado pelo mesmo tipo de rocha que o modelo de óleo pesado e apresenta os mesmos valores quanto a compressibilidade de rocha, porosidade entre outros.

A principal mudança neste modelo é o valor das permeabilidades, neste caso, a permeabilidade no plano IxJ foi adotada como sendo igual a 700 mD e a permeabilidade na direção K foi adotada como sendo igual a 280 mD.

Por fim, as propriedades do fluido nas condições de pressão inicial do reservatório são: massa específica de 896 kg/m^3 e viscosidade de 9,96 cP.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os resultados obtidos através da implementação da metodologia descrita anteriormente.

O capítulo foi dividido em três grandes partes, a primeira seção do capítulo tem como objetivo apresentar o processo de validação utilizado para verificar se os resultados gerados pelo programa criado em MatLab® são confiáveis. A segunda seção deste capítulo, conforme descrito no capítulo de metodologia, apresenta os resultados e as discussões relativas ao estudo dos efeitos da queda de pressão no perfil de influxo de poços horizontais produtores. Por fim, a terceira seção do capítulo apresenta os resultados e discussões relativas ao estudo dos efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção de água no poço.

6.1 Validação do Programa Criado

Conforme descritos nos capítulos de metodologia (Capítulo 4) e de aplicação (Capítulo 5), o artigo de Ozkan *et al.* (1993) foi utilizado para validar o programa criado. O processo de validação foi feito com base em dois gráficos, apresentados na Figura 2.2 e na Figura 2.3.

O processo de validação do programa se dá através da comparação entre as curvas geradas por Ozkan *et al.* (1993) e as curvas geradas pelo programa feito. Para determinar a função que representa o influxo de óleo, apresentado na Figura 2.3, foi utilizado um programa criado em MatLab chamado GRABIT que, através de uma interface gráfica, cria os pontos do gráfico em MatLab, como na mostrado na Figura 6.1.

A partir da curva de influxo de óleo de Ozkan *et al.* (1993) foi ajustado um polinômio de nono grau para descrever o influxo de óleo ao longo da extensão do poço, apresentado na Eq. (6.1).

$$\begin{aligned} \text{Influxo} = & -5,51 \cdot 10^{-27} \cdot x^9 + 7,47 \cdot 10^{-23} \cdot x^8 \\ & -4,27 \cdot 10^{-19} \cdot x^7 + 1,34 \cdot 10^{-15} \cdot x^6 - 2,53 \cdot 10^{-12} \cdot x^5 \\ & + 2,96 \cdot 10^{-9} \cdot x^4 - 2,14 \cdot 10^{-6} \cdot x^3 + 9,4 \cdot 10^{-4} \cdot x^2 - 0,25 \end{aligned} \quad (6.1)$$

Onde x representa a distância do calcanhar do poço até o ponto analisado.

A seleção do polinômio se deu com base na análise do coeficiente de determinação do ajuste polinomial, também conhecido como R^2 , este coeficiente indica, em valores percentuais, quanto o modelo consegue explicar da variabilidade dos dados da amostra, sendo que, quanto mais próximo a 1, melhor a qualidade do ajuste. O polinômio de nono grau foi escolhido por

apresentar um coeficiente de determinação de 0,96, indicando que 96% da variabilidade dos dados coletados pode ser explicada através do modelo criado.

A Figura 6.1 sobrepõe o polinômio ajustado e os dados coletados no artigo de Ozkan *et al.* (2003). No gráfico criado, o eixo y representa o valor do influxo de óleo em barris por dia por pé, e o eixo x é a distância do calcanhar até o ponto de interesse. A curva em laranja representa o polinômio ajustado, já os círculos azuis são os dados retirados do artigo.

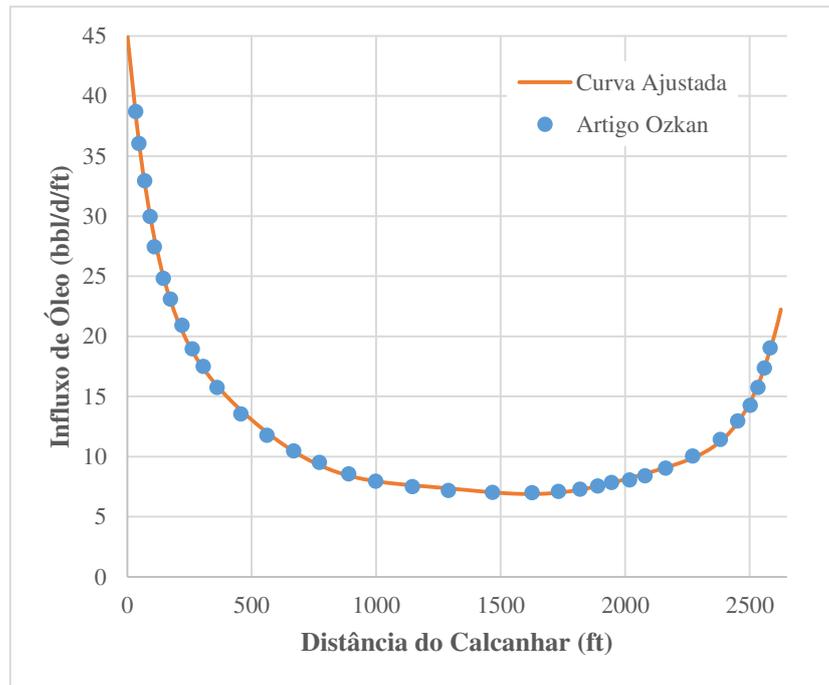


Figura 6.1: Ajuste de polinômio aos dados do artigo

Para verificar a qualidade do ajuste da curva criada aos dados observados no artigo, o polinômio foi integrado ao longo do comprimento do poço, segundo Ozkan *et al.* a vazão total produzida pelo poço foi de $0,0552 \text{ m}^3/\text{s}$ (30000 bbl/d), já o valor obtido através da integral da função polinomial foi de $0,0557 \text{ m}^3/\text{s}$ (30270 bbl/d). O erro apresentado pelo ajuste foi inferior a 1% da vazão do artigo, portanto o ajuste foi considerado satisfatório.

O mesmo procedimento adotado para transcrever a curva de perfil de influxo de óleo do artigo para o MatLab® foi adotado para a curva de perfil de pressão do poço, conforme ilustrado na Figura 6.2.

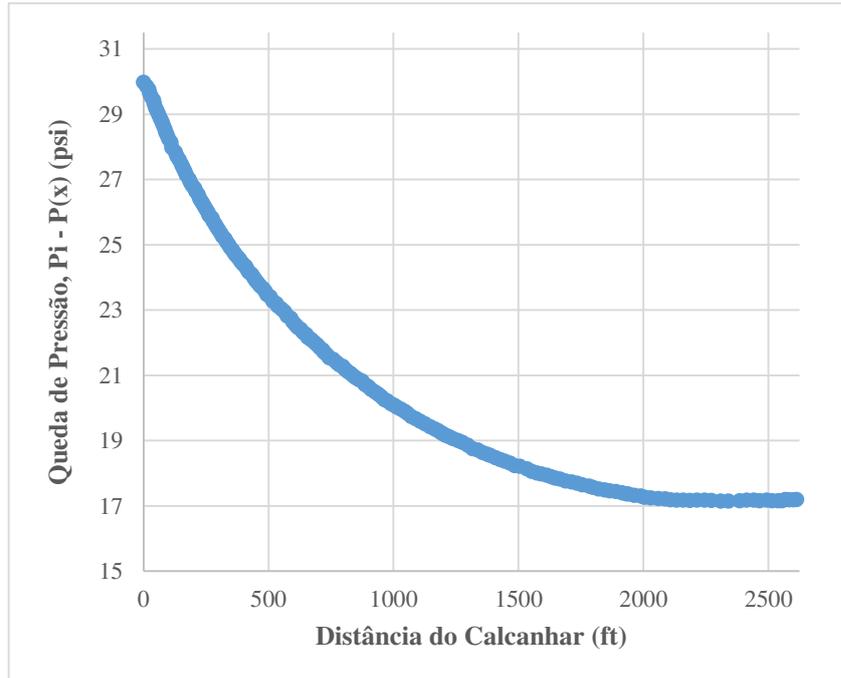


Figura 6.2: Perfil de Pressão do poço retirado de Ozkan *et al.* 1993.

Para se proceder com a validação do programa criado, o poço do artigo original foi segmentado em cem blocos; através do uso da função polinomial ajustada foi calculado o influxo de óleo para cada um dos blocos. A partir da vazão produzida de cada um dos blocos o programa foi executado para verificar se a queda de pressão calculada era semelhante àquela encontrada no artigo de Ozkan *et al.* (1993). A Figura 6.3 sobrepõe a curva retirada do artigo com a criada pelo programa.

No artigo, a queda de pressão total (diferença de pressão entre o calcanhar e o dedão) é de 88597,63 Pa (12,85 psi) enquanto que no programa esta queda de pressão foi de 83426,56 Pa (12,1 psi). A diferença do valor encontrado entre o programa criado e o resultado da literatura pode ser explicado por alguns fatores como, por exemplo, os erros gerados no processo de transcrição da curva de perfil de influxo para o MatLab®, ou então na qualidade do polinômio ajustado, ou, por fim, devido ao fato de Ozkan ter calculado seu coeficiente de atrito através de fórmula de Colebrook enquanto que nesta dissertação foi utilizada a metodologia desenvolvida por Hall.

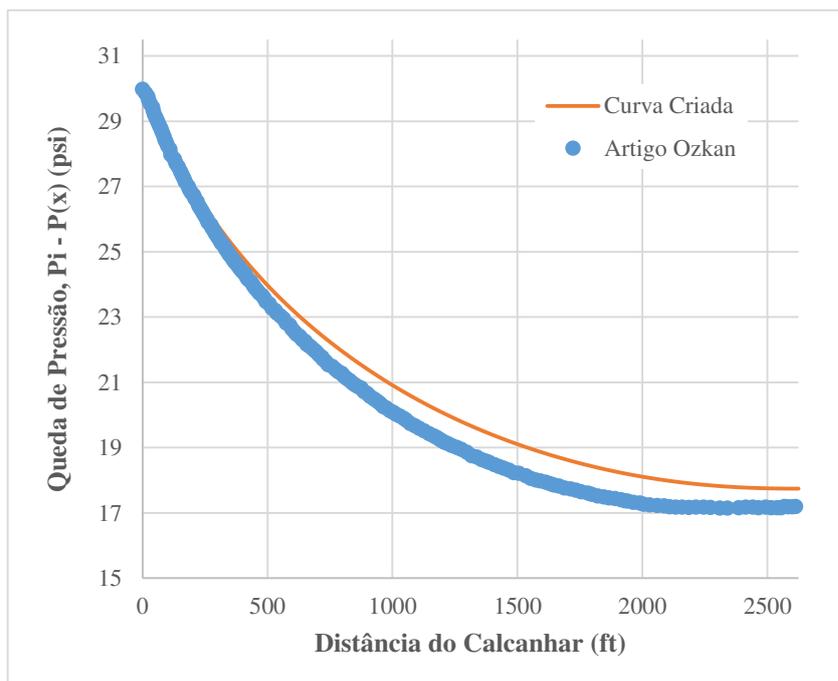


Figura 6.3: Sobreposição da curva retirada do artigo e a criada pelo programa

Analisando a Figura 6.3 percebe-se que a curva criada possui um comportamento semelhante à do gráfico da literatura (*Ozkan et al.*, 1993). Desta maneira pode-se considerar que o programa está validado, apresentando resultados condizentes com aqueles observados em trabalhos prévios da literatura.

6.2 Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Horizontais Produtores

Conforme escrito no capítulo de Metodologia (Capítulo 4), esta seção de resultados é dividida entre os resultados de óleo leve e óleo pesado. Para cada um dos dois cenários serão analisados os efeitos da queda de pressão no perfil de influxo para situações distintas de:

- Vazão de produção;
- Diâmetro da tubulação;
- Permeabilidade do reservatório.

6.2.1 Óleo Leve

A análise dos efeitos da queda de pressão em poços produtores de óleo leve inicia-se analisando os efeitos da vazão de produção no perfil de influxo específico destes poços. Para conduzir o estudo, o poço situado no modelo geológico foi submetido a duas vazões de produção diferentes: $1,16 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ ($1000 \text{ m}^3/\text{d}$) e $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ ($5000 \text{ m}^3/\text{d}$). Os resultados obtidos através destas duas simulações são apresentados nas Figuras 6.4 e 6.5 e na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Quadro comparativo entre a queda de pressão e o *drawdown*.

Vazão (m ³ /s)	Queda de Pressão (kPa)	<i>Drawdown</i> (kPa)	Queda de Pressão/ <i>Drawdown</i> (%)
$1,16 \times 10^{-2}$	19	119	16
$5,79 \times 10^{-2}$	568	952	60

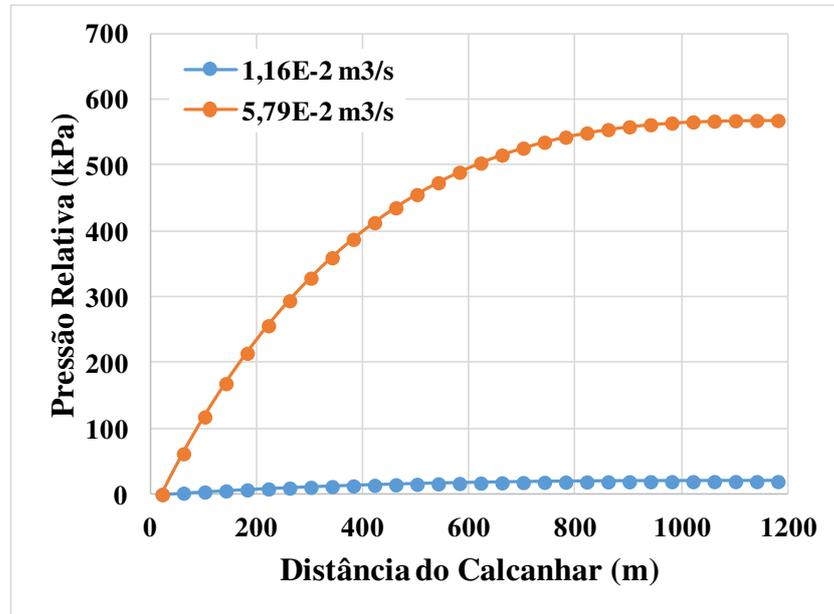


Figura 6.4: Pressão relativa para diferentes valores de vazão

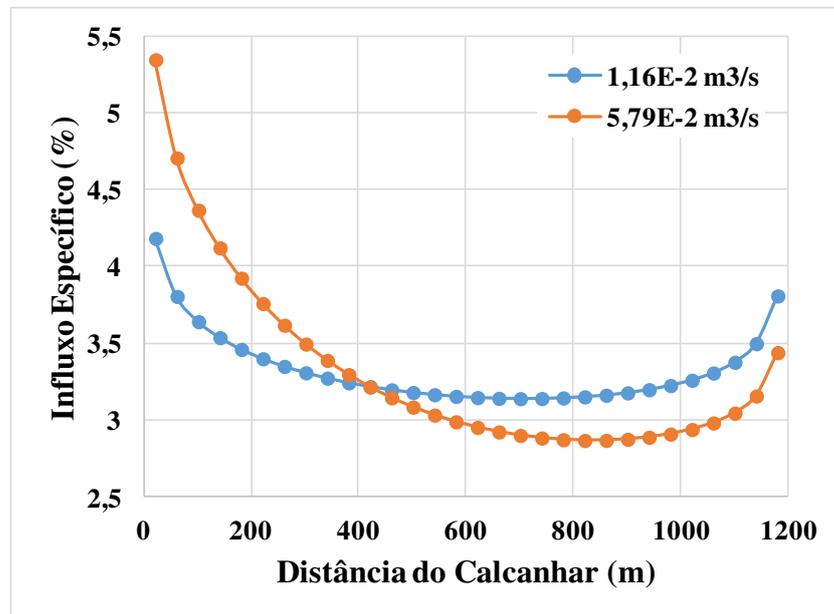


Figura 6.5: Curvas IFE para diferentes valores de vazão

A Figura 6.4 mostra que, conforme esperado, a queda de pressão é maior para o caso onde o poço produz a uma maior vazão. Segundo os dados da Tabela 6.1, a queda de pressão para o caso com vazão de $1,16 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ foi de 19 kPa, enquanto que para o caso com vazão de $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ a queda de pressão foi de 568 kPa.

As consequências da diferença de queda de pressão entre os dois casos podem ser observadas na Figura 6.5. A curva IFE mostra qual foi a contribuição de cada um dos blocos para a produção total do poço. Analisando a figura visualmente pode-se perceber que a curva que representa o maior valor de vazão está mais distorcida. Esta disposição das curvas ocorre por dois fatores distintos: o EQP (efeito da queda de pressão) e o efeito de borda.

O EQP, amplamente estudado ao longo da dissertação, faz com que a pressão caia ao longo do poço fazendo com que os blocos próximos ao calcanhar produzam uma maior quantidade de óleo. Menor pressão leva a maior diferença de pressão entre poço e reservatório e conseqüentemente maior produção.

Já o efeito de borda pode ser notado pela maior vazão produzida nos primeiros e últimos blocos do poço, tal efeito ocorre por estas seções do poço estarem expostas a uma maior área de drenagem do reservatório. Essa maior exposição ao reservatório faz com que o índice de produtividade destes blocos seja maior do que os demais e, conseqüentemente, produza uma maior quantidade de fluido.

A Tabela 6.1 compara o valor da queda de pressão com o valor do *drawdown*, conforme esperado, o EQP será mais intenso quando a queda de pressão for comparável ao *drawdown*. Para a vazão de $1,16 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ a queda de pressão representa apenas 16% do *drawdown*, já para a vazão de $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$, mesmo com o aumento do *drawdown*, a queda de pressão representa 60% do *drawdown*, sendo então mais afetado pelo EQP.

A análise dos efeitos de queda de pressão em poços horizontais prossegue com o estudo dos efeitos do diâmetro do poço. As Figuras 6.6, 6.7 e a Tabela 6.2 mostram os resultados.

A Figura 6.6 mostra que quanto menor o diâmetro da tubulação maior será a queda de pressão no poço. Segundo a Tabela 6.2 para o diâmetro de 0,127m foi obtida uma queda de pressão de 320 kPa. Já para o diâmetro de 0,1524 a queda de pressão foi de 143 kPa e, por fim, para o diâmetro de 0,2032 a queda de pressão foi de apenas 34 kPa.

A Figura 6.7 mostra os efeitos desta queda de pressão na produção do poço. O poço que apresentou a maior queda de pressão, diâmetro de 0,127m, é o que apresenta a curva IFE mais distorcida, evidenciando o EQP, já o caso com valor intermediário de diâmetro (0,1524m) apresenta uma curva IFE situada entre as curvas de maior queda de pressão (diâmetro = 0,127m) e menor queda de pressão (diâmetro = 0,2032m), tal comportamento evidencia as consequências do EQP na produção de poços horizontais.

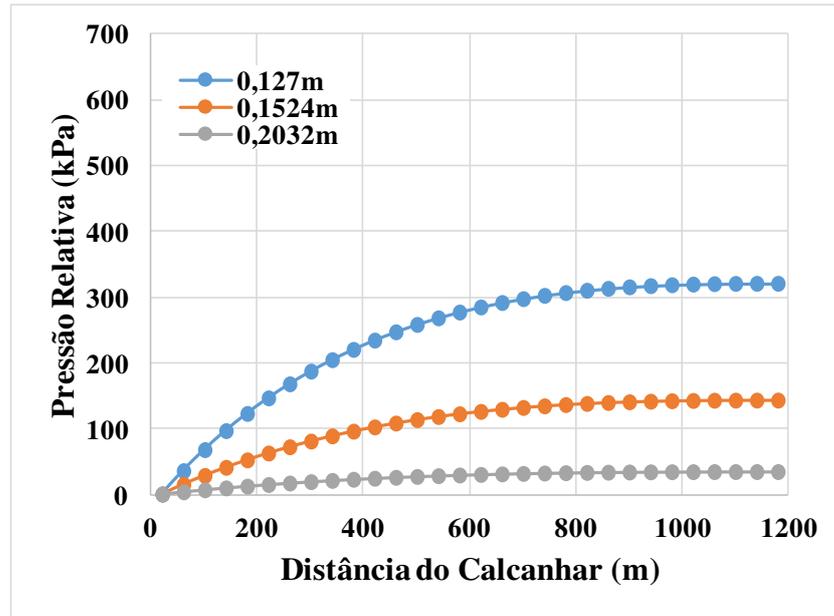


Figura 6.6: Pressão relativa para diferentes valores de diâmetro

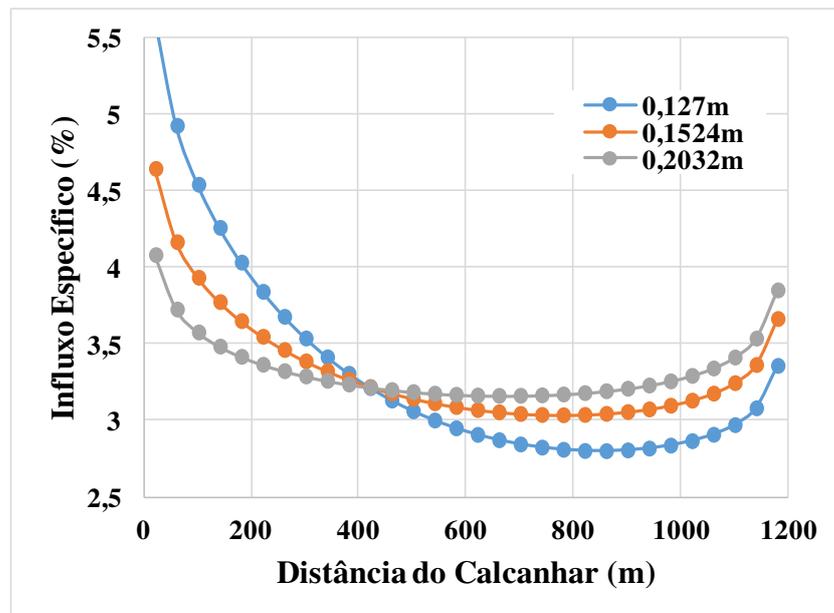


Figura 6.7: Curvas IFE para diferentes valores de diâmetro

Tabela 6.2: Quadro comparativo entre a queda de pressão e o *drawdown*.

Diâmetro (m)	Queda de Pressão (kPa)	<i>Drawdown</i> (kPa)	Queda de Pressão/ <i>Drawdown</i> (%)
0,127	320	473	68
0,1524	143	403	35
0,2032	34	360	9

Além de sofrerem grande influência do EQP, os resultados apresentados na Figura 6.7 também são afetados pelo efeito de borda. Tal comportamento é evidenciado pelo fato de que, independentemente do valor da queda de pressão, os primeiros e últimos blocos dos três poços

sempre apresentam uma maior produção do que os blocos situados em posições centrais do poço.

Por fim, a Tabela 6.2 corrobora os resultados da Figura 6.7. Pode-se notar que o valor do *drawdown* cresce com o aumento da queda de pressão, mas mesmo com o aumento do *drawdown*, o caso com o menor diâmetro (0,127 m) foi o que apresentou a queda de pressão mais próxima ao valor do *drawdown* (68%) e, conseqüentemente, a curva IFE mais distorcida.

Por fim, será estudado o efeito da permeabilidade no perfil de influxo de poços horizontais de óleo leve. Os resultados deste estudo são apresentados nas Figuras 6.8 e 6.9 e na Tabela 6.3.

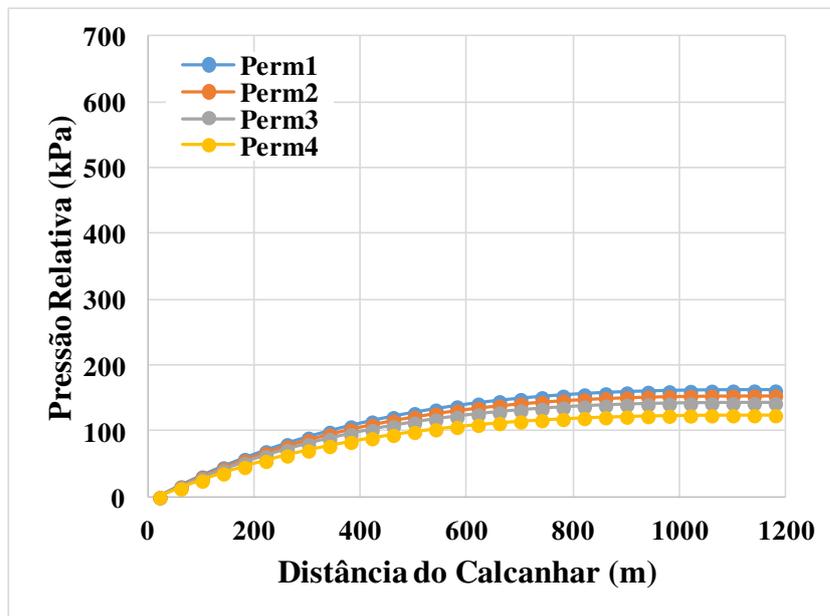


Figura 6.8: Pressão relativa do poço

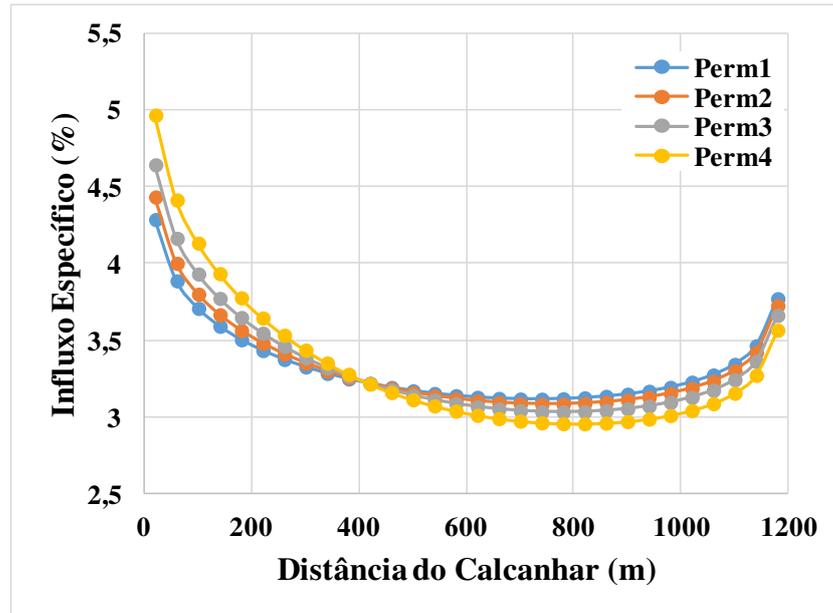


Figura 6.9: Curvas IFE para diferentes valores de permeabilidade

Tabela 6.3: Quadro comparativo entre a queda de pressão e o *drawdown*.

Permeabilidade	Queda de Pressão (kPa)	<i>Drawdown</i> (kPa)	Queda de Pressão/ <i>Drawdown</i> (%)
Perm 1	161	804	20
Perm 2	154	577	27
Perm 3	143	403	35
Perm 4	124	263	47

Pode-se notar que na Figura 6.8, que ilustra a pressão relativa do poço, as curvas estão próximas umas das outras. Isso se deve ao fato de que como os poços operam sob as mesmas condições de vazão, diâmetro, comprimento, os perfis de pressão deles tendem a ser semelhantes. A diferença entre os valores de queda de pressão que pode ser verificado na Tabela 6.3 se deve ao fato de os poços terem perfis de influxo diferentes. Desta maneira um poço que produza uma menor quantidade de óleo do dedão até sua metade, apresentará menores valores de queda de pressão.

Ao se analisar a Figura 6.9 nota-se que, apesar de todos os casos apresentarem quedas de pressão similares, o perfil de vazão varia para os diferentes valores de permeabilidade. A curva representativa do caso “Perm 4” é aquela que mais sofre efeitos do EQP e também é o caso com maiores valores de permeabilidade, por outro lado a curva representativa do caso “Perm 1” é aquela que foi menos distorcida pelo EQP e apresenta os menores valores de permeabilidade, já as curvas representativas dos casos “Perm 2” e “Perm 3” possuem valores

de permeabilidade que estão entre os valores de “Perm 1” e “Perm 4” e estão localizadas em posições intermediárias do gráfico.

O comportamento descrito no parágrafo anterior, onde a curva mais distorcida pelo EQP é aquela com maiores valores de permeabilidade, pode ser explicado através da Tabela 6.3. A tabela mostra que com maiores valores de permeabilidade do reservatório é necessário um menor *drawdown* para se produzir uma mesma quantidade de fluido, enquanto que o valor do *drawdown* para o caso “Perm 1” (menores valores de permeabilidade) é de 804 kPa o do caso “Perm 4” (maiores valores de permeabilidade) é de 262 kPa. A pequena variação do valor de queda de pressão associado com a diminuição do valor do *drawdown* faz com que os valores de queda de pressão cheguem mais próximos aos valores do *drawdown* tornando assim o poço mais suscetível ao EQP. A diminuição do *drawdown* ocorre porque, com maiores valores de permeabilidade, a mobilidade do fluido dentro do meio poroso aumenta, sendo necessário um menor gradiente de pressão para se produzir uma maior quantidade de fluido.

É importante ressaltar que as curvas IFE representadas na Figura 6.9 também sofrem grande influência do efeito de borda, já que as extremidades, expostas a maiores áreas de drenagem do reservatório, produzem maior quantidade de fluido que os blocos situados na região central do poço.

6.2.2 Óleo Pesado

A análise dos efeitos da queda de pressão na produção de poços horizontais em reservatórios de óleo pesado é conduzida de maneira similar a análise feita para óleo leve.

O estudo é iniciado com os resultados dos efeitos da vazão de produção nestes poços, representados nas Figuras 6.10, 6.11 e na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Quadro comparativo entre os valores de queda de pressão e *drawdown*

Vazão (m ³ /s)	Queda de Pressão (kPa)	<i>Drawdown</i> (kPa)	Queda de Pressão/ <i>drawdown</i> (%)
1,16x10 ⁻²	71	264	27
5,79x10 ⁻²	682	1369	50

Primeiramente, ao se analisar a Figura 6.10, nota-se que com o aumento da vazão de produção aumenta-se também a queda de pressão no poço e o *drawdown*. Para o primeiro caso, onde a vazão de produção era de 1,16x10⁻² m³/s, a queda de pressão era de 71 kPa e o *drawdown* era de 263 kPa, já para o caso onde a vazão de produção era de 5,79x10⁻² m³/s a queda de pressão foi de 682 kPa e o *drawdown* 1369 kPa. Apesar de os valores (*drawdown* e queda de pressão) aumentarem com o aumento da vazão, a queda de pressão no caso de maior vazão chega mais próxima ao valor do *drawdown*, portanto espera-se que esta curva seja mais afetada

pelo EQP. Além disto, nota-se na curva de $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ uma descontinuidade no perfil de pressão do poço próximo aos 400m, isto se deve a transição do regime laminar para o turbulento.

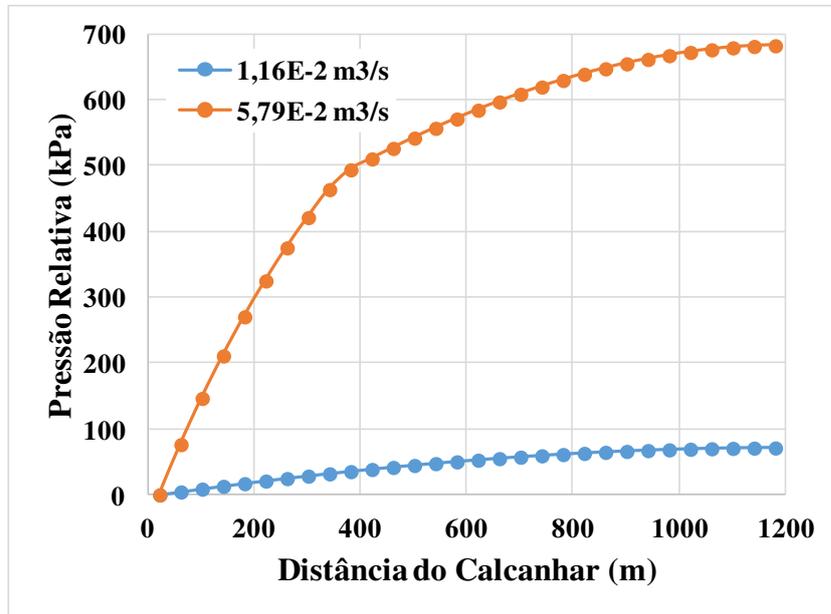


Figura 6.10: Pressão relativa para diferentes valores de vazão.

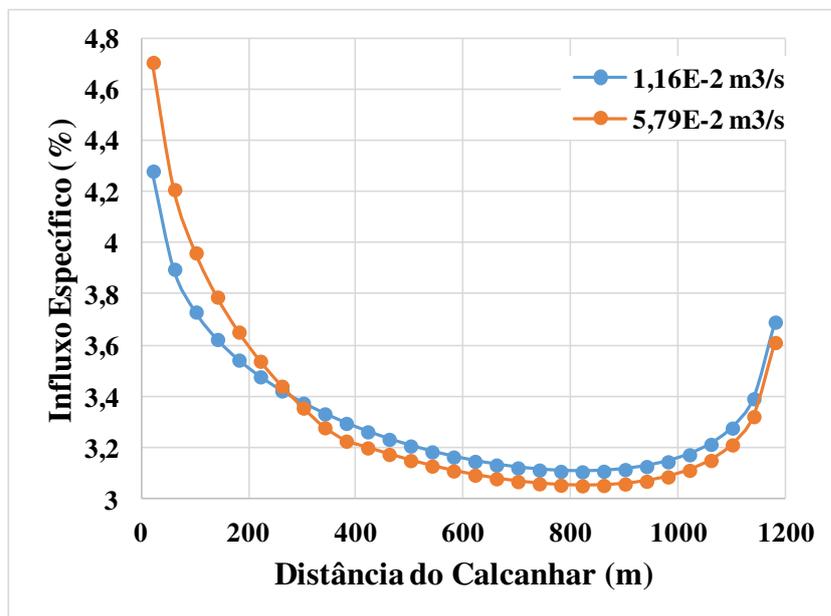


Figura 6.11: Curvas IFE para diferentes valores de vazão

Ao se analisar a Figura 6.11 pode-se constatar o que foi dito no parágrafo anterior, a situação em que o poço produz a maior vazão ($5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$) tem a curva mais distorcida e, conseqüentemente, mais afetada pelo EQP, assim como no estudo conduzido para óleo leve na seção anterior (Seção 5.2.1).

Comparando os resultados obtidos para óleo pesado com aqueles obtidos no estudo para óleo leve (seção 5.2.1) percebe-se que, mesmo os poços produzindo a mesma quantidade de óleo, os valores de queda de pressão e de *drawdown* aumentaram para o caso de óleo pesado. Para a vazão de $1,16 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ tem-se uma queda de pressão de 71 kPa para óleo pesado e 19 kPa para óleo leve, e um *drawdown* de 263 kPa para óleo pesado e 119 kPa para óleo leve, já para a vazão de $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ os valores de queda de pressão para óleo leve e pesado foram, respectivamente, 568 kPa e 682 kPa, e os valores do *drawdown* para óleo leve e pesado foram, respectivamente, 952 kPa e 1369 kPa. Estes aumentos no valor de queda de pressão e *drawdown* podem ser explicados pela alta viscosidade do óleo pesado, este alto valor de viscosidade diminui a mobilidade do óleo no meio poroso, sendo necessário maior gradiente para produzir a mesma quantidade de fluido, e o escoamento de um óleo mais viscoso gera uma maior queda de pressão no poço.

Apesar dos valores de *drawdown* e queda de pressão terem aumentado o mesmo não ocorreu com a proporção entre eles. Para a vazão de $1,16 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ a proporção entre queda de pressão e *drawdown* para óleo leve e pesado foram, respectivamente, 16% e 27%, já para a vazão de $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ os valores para óleo leve e pesado foram, respectivamente, 60% e 50%. Indicando que nem sempre o caso com maior queda de pressão será o mais afetado pelo EQP.

Prosseguindo com os estudos para óleo pesado, foi feita uma análise dos efeitos do diâmetro do poço na produção de poços horizontais situados em reservatórios com óleo pesado. Os resultados são apresentados nas Figuras 6.12, 6.13 e na Tabela 6.5.

Tabela 6.5: Quadro comparativo entre *drawdown* e queda de pressão.

Diâmetro (m)	Queda de Pressão (kPa)	<i>Drawdown</i> (kPa)	Queda de Pressão/ <i>Drawdown</i> (%)
0,127	413	647	64
0,1524	206	690	30
0,2032	67	719	9

Analisando a Figura 6.12, pode-se perceber que, assim como no caso para óleo leve, o aumento no diâmetro da tubulação resultou em uma diminuição de tanto o *drawdown* quanto a queda de pressão. Para o menor valor de diâmetro (0,127m) a queda de pressão foi de 413 kPa e o *drawdown* 647 kPa, já para o diâmetro de 0,1524m o valor da queda de pressão foi de 206 kPa e o *drawdown* 690 kPa, por fim, para o diâmetro de 0,2032m a queda de pressão foi de 67 kPa e o *drawdown* 719 kPa. O caso mais crítico continua sendo o de menor diâmetro (0,127m) com a queda de pressão representando 64% do *drawdown*.

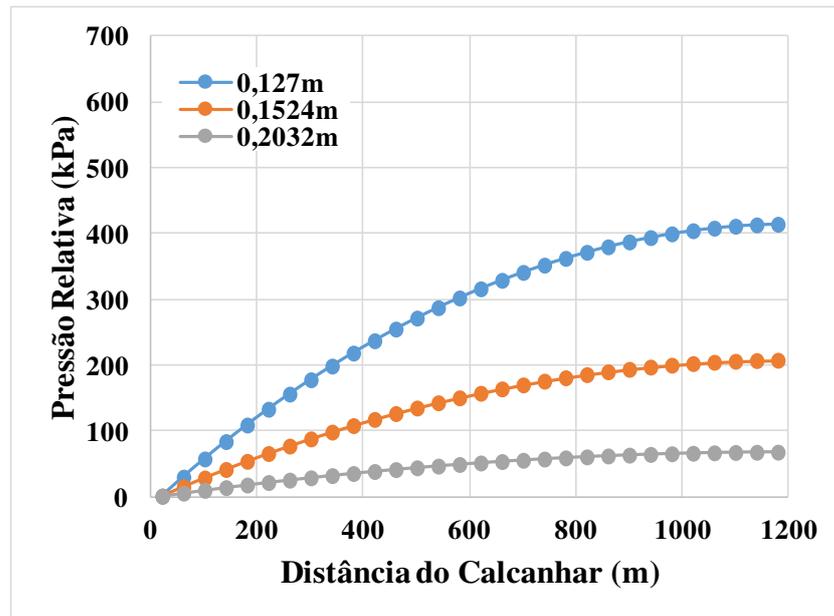


Figura 6.12: Pressão relativa para diferentes valores de diâmetro

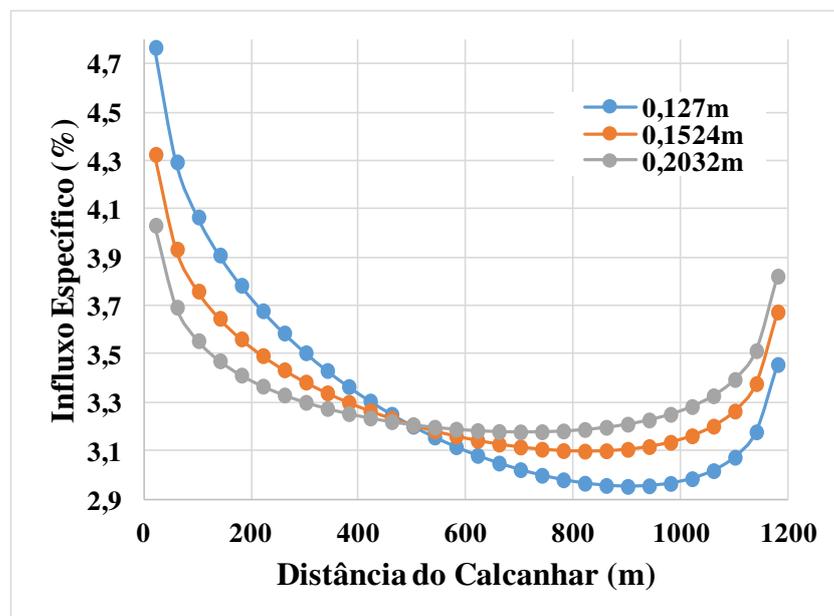


Figura 6.13: Curvas IFE para diferentes valores de diâmetro

A análise da Figura 6.13 corrobora o que foi analisado no parágrafo anterior, ou seja, para o valor diâmetro mais restritivo (0,127m) tem-se a curva IFE mais distorcida e afetada pelo EQP, já o caso de maior diâmetro (0,2032m) apresentada a curva menos influenciada pelo EQP e o valor intermediário de diâmetro (0,1524m) tem a curva situada entre as duas outras curvas. Assim como no caso de óleo leve, o efeito de borda também é significativo para estes poços analisados.

Ao se comparar os resultados obtidos para diferentes valores de diâmetro no reservatório de óleo pesado com o de óleo leve percebe-se que, devido à viscosidade deste fluido, os valores de queda de pressão e *drawdown* aumentaram para o mesmo valor de viscosidade, mas a porcentagem que a queda de pressão representa do *drawdown* foi parecida com aquela observada no caso de óleo leve. Para o diâmetro de 0,127m esta porcentagem foi de 64% no caso de óleos pesados e 68% para óleo leve, já para o diâmetro de 0,1524m esta porcentagem foi de 30% para óleo pesado e 35% para óleo leve, para o maior diâmetro estudado (0,2032m) a porcentagem foi de 9% em ambos os casos.

Para terminar a série de análises dos efeitos da queda de pressão na produção de poços horizontais, foi feito, assim como para o caso de óleo leve, um estudo do efeito da permeabilidade do reservatório na produção de óleo pesado. Os resultados são apresentados nas Figuras 6.14, 6.15 e na Tabela 6.6.

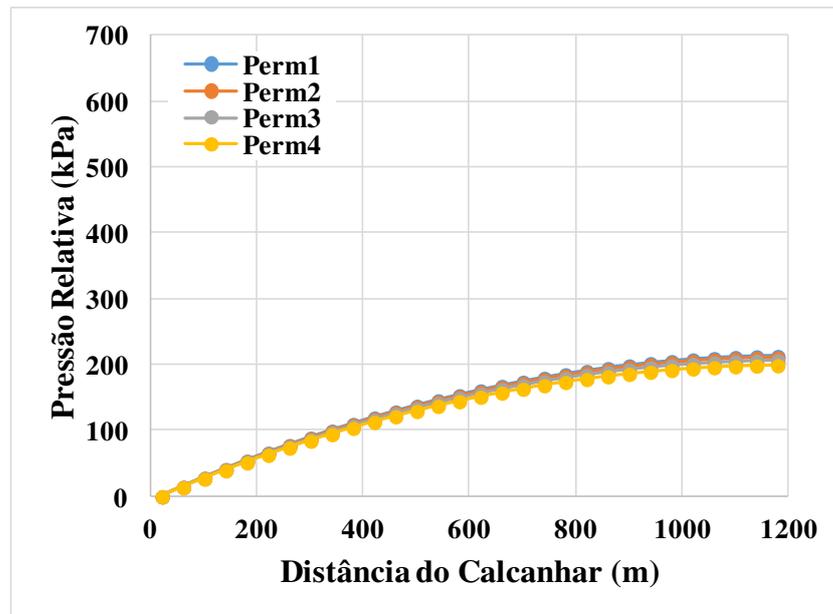


Figura 6.14: Pressão Relativa do Poço

Assim como no caso de óleo leve apresentado na seção anterior o gráfico de pressão relativa do poço, apresentado na Figura 6.14, tem as curvas bem próximas umas das outras. Isto se deve ao fato de que como os poços estão produzindo a mesma quantidade de fluido e têm as mesmas propriedades (diâmetro, comprimento etc.) eles possuem perfis de pressão similares. Ao analisar a queda de pressão para cada um dos casos na Tabela 6.6, pode-se perceber que elas são semelhantes, variando de 213 kPa a 199 kPa.

Já ao analisar a Figura 6.15 percebe-se que o caso mais afetado pelo EQP é o “Perm 4” que apresenta maiores valores de permeabilidade enquanto que o caso menos afetado pelo EQP é o “Perm 1” que apresenta menores valores de permeabilidade. Este comportamento se deve

ao fato de que maiores valores de permeabilidade fazem com que seja necessário um menor gradiente de pressão para que se produza a mesma quantidade de fluido, como a queda de pressão é praticamente constante ao longo do poço e o *drawdown* diminui com o aumento da permeabilidade, tem-se que para o caso de maior permeabilidade (“Perm 4”) a queda de pressão chega mais próxima ao valor do *drawdown*, neste caso a queda de pressão é igual a 46% do *drawdown*. Os valores intermediários de permeabilidade (“Perm 2” e “Perm 3”) tem suas curvas localizadas entre as curvas da extremidade dos valores (“Perm 4” e “Perm 1”).

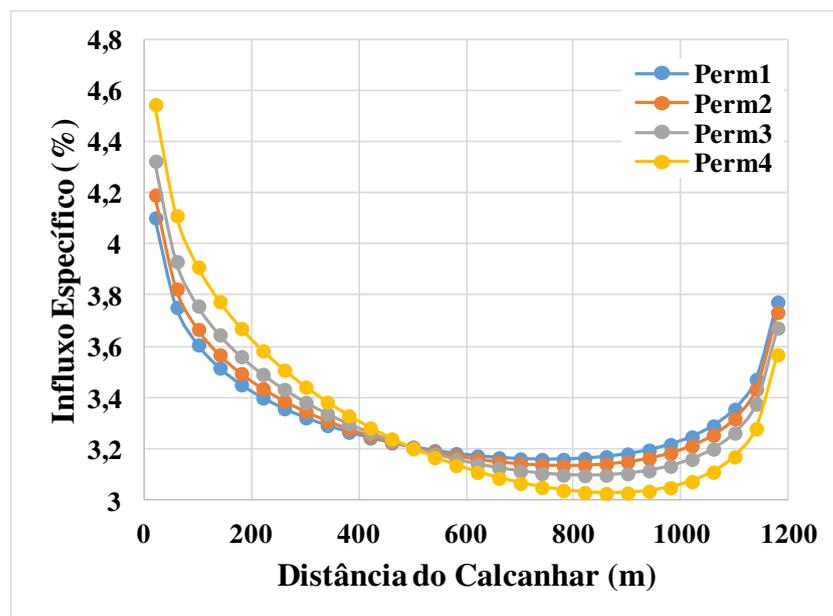


Figura 6.15: Curvas IFE para diferentes valores de permeabilidade

Tabela 6.6: Quadro comparativo entre a queda de pressão e a *drawdown*

Permeabilidade	Queda de Pressão (kPa)	<i>Drawdown</i> (kPa)	Queda de Pressão/ <i>Drawdown</i> (%)
Perm 1	213	1459	15
Perm 2	210	1022	21
Perm 3	206	690	30
Perm 4	199	431	46

Ao comparar estes resultados com aqueles obtidos para o caso de óleo leve nota-se que, assim como nos casos anteriores, os valores são similares. Apesar de haver um aumento nos valores de queda de pressão e *drawdown*, a proporção entre estes dois valores cresceu de maneira similar. Para o caso de “Perm 1” tem-se que a queda de pressão representa 15% do *drawdown* no caso de óleo pesado e 20% no caso de óleo leve, para a situação “Perm 2” a queda de pressão representa 21% do *drawdown* no caso de óleo pesado e 27% no caso de óleo leve, para a situação “Perm 3” este valor é de 30% no caso de óleo pesado e 35% no caso de óleo

leve e, por fim, na situação de “Perm 4” o valor é de 46% para óleo pesado e 47% para óleo leve.

Assim como em todas as situações analisadas previamente o efeito de borda exerce papel importante no traçado da curva IFE.

6.3 Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção de Água

Conforme descrito no capítulo de metodologia, esta seção de resultados visa estudar quais os efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção do poço. Considerando o par de poços injetor/produtor e o modelo geológico de óleo leve, foram gerados resultados para três cenários distintos: poços com calcanhares alinhados, poços com calcanhares invertidos e poços modelados segundo o modelo do conduto infinito.

6.3.1 Calcanhares Alinhados

Espera-se que a configuração dos poços com calcanhares alinhados seja a mais crítica de todas, pois, com esta configuração, tem-se o ponto de maior produção de óleo alinhado com o ponto de maior injeção de água, logo a irrupção deve ocorrer mais rapidamente neste tipo de configuração. Primeiramente serão analisados os resultados relativos ao poço injetor deste tipo de configuração. As Figuras 6.16, 6.17, 6.18 e 6.19 ilustram graficamente os resultados obtidos para este tipo de poço nesta configuração.

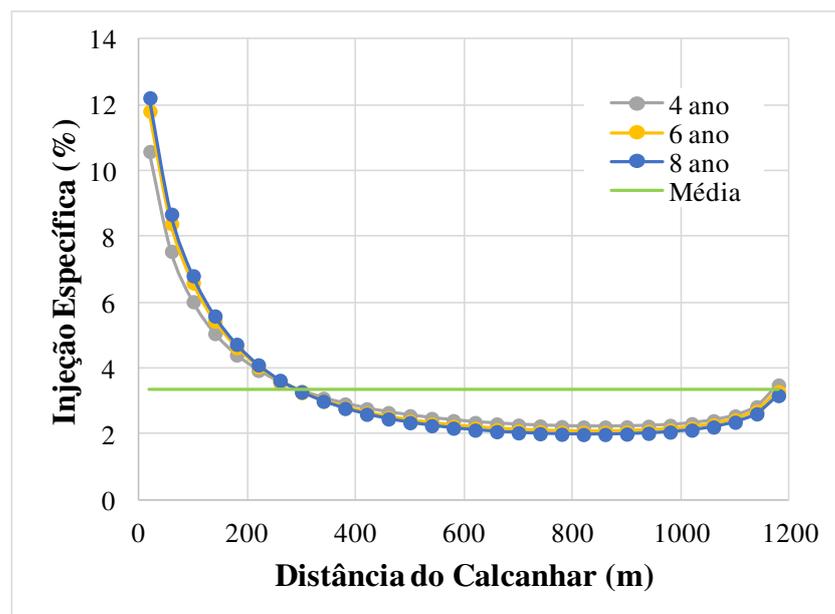


Figura 6.16: Curvas IFE para poço injetor com calcanhar alinhado

Analisando a Figura 6.16 pode-se notar que o perfil de influxo do poço injetor é bastante heterogêneo, sofrendo bastante influência de dois efeitos: o EQP e o efeito de borda. A linha "Média" mostra quais seriam os valores caso todas as seções do poço injetassem a mesma quantidade de fluido; nota-se que a maior parte do fluido é injetada nos primeiros metros do poço, enquanto que, a partir de cerca de 300m, os blocos injetam valores inferiores a média. Também é interessante reparar que o perfil de influxo do poço não varia muito com o passar dos anos.

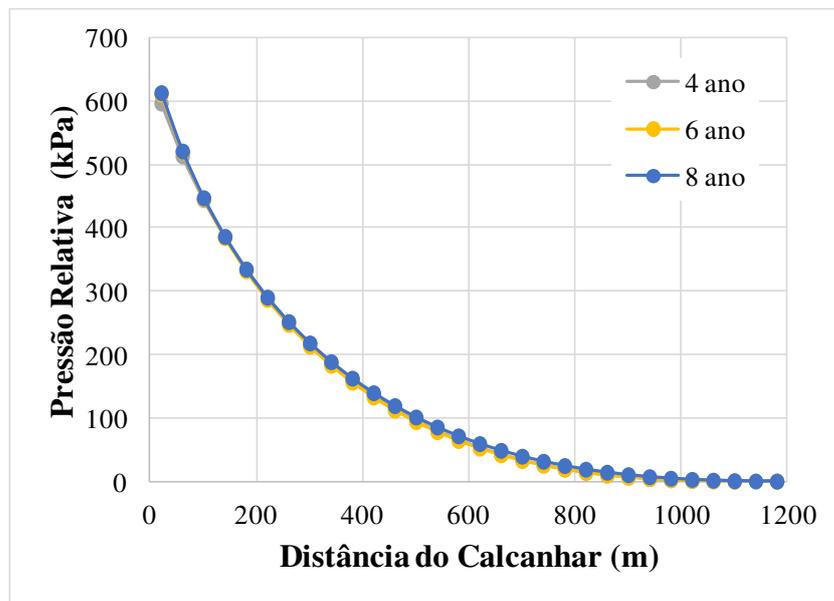


Figura 6.17: Pressão relativa para poço injetor com calcanhar alinhado

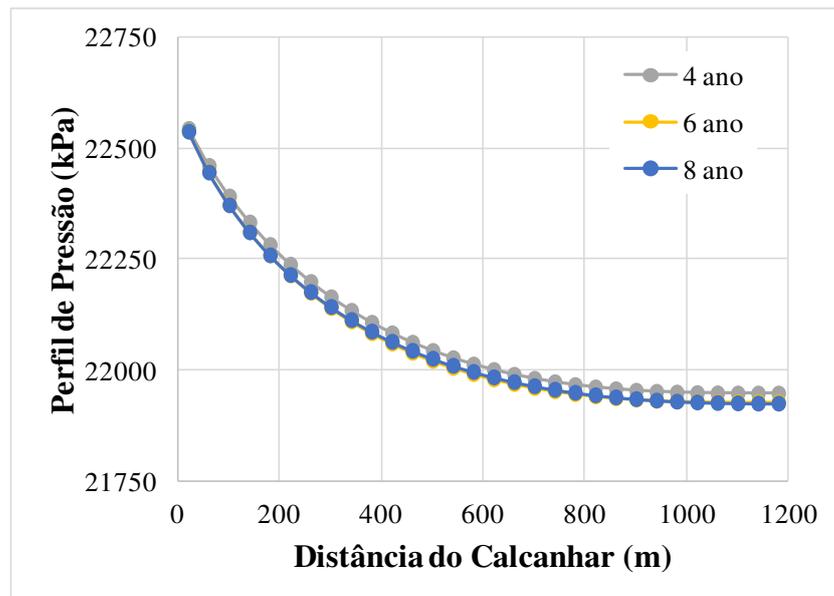


Figura 6.18: Perfil de pressão para poço injetor com calcanhar alinhado

Já as Figuras 6.17 e 6.18 ilustram, respectivamente, a pressão relativa e o perfil de pressão do poço. Para este caso a queda de pressão total do poço foi de 596 kPa e não se alterou muito com o passar do tempo. O perfil de pressão comprova os resultados obtidos para a pressão relativa e mostra que realmente o perfil não se alterou com o passar do tempo.

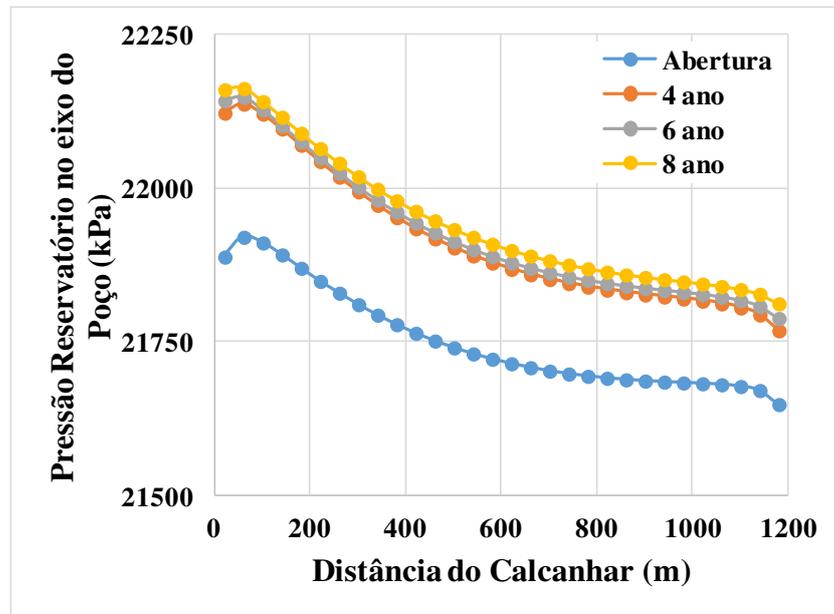


Figura 6.19: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço injetor

Já a Figura 6.19 mostra que as regiões mais próximas ao calcanhar do poço injetor apresentam maiores valores de pressão. Além disto, é possível notar que a partir da abertura do poço no segundo ano houve um grande aumento no valor da pressão e a partir do quarto ano a pressão continuou a aumentar, mas de uma maneira menos acentuada.

Os resultados obtidos para poços produtores são exibidos nas Figuras 6.20, 6.21, 6.22 e 6.23.

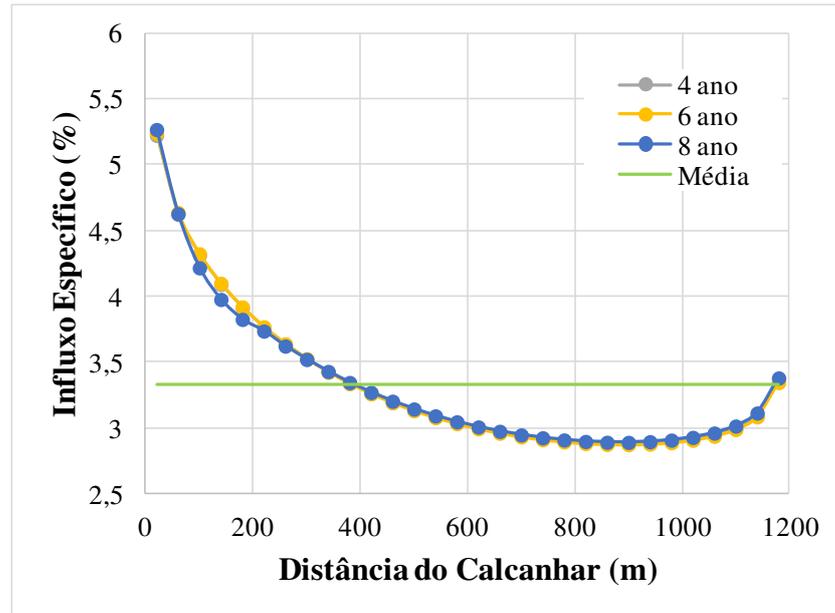


Figura 6.20: Curvas IFE para poços produtores com calcanhar alinhado

Analisando a Figura 6.20 nota-se que o perfil de influxo do poço produtor também é altamente afetado pelo EQP e pelo efeito de borda, como a vazão ($5000 \text{ m}^3/\text{d}$ ou $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$) é relativamente alta, o poço sofre uma grande queda de pressão e, conseqüentemente, tem um perfil de influxo bem alterado pelo EQP. Como as curvas estão sobrepostas, é possível aferir que o perfil de influxo de óleo não se altera muito ao longo do tempo. A maior alteração ocorre devido à irrupção de água e pode ser notada nos metros iniciais da curva representativa do ano 8. A linha "Média" mostra quais seriam os influxos caso todos os blocos produzissem a mesma quantidade de óleo. Analisando esta curva nota-se que a maior parte do fluido é produzida nos primeiros metros do poço enquanto que, a partir de cerca de 400m, estes valores de produção são inferiores à média.

Já a Figura 6.21 indica que a queda de pressão é 566 kPa e se mantém constante ao longo do tempo. Por fim, o perfil de pressão ilustrado na Figura 6.22 indica que, diferentemente da queda de pressão, este não se mantém constante com o tempo e aumenta ao longo do tempo. Tal comportamento pode ser explicado pelo fato de que o volume injetado de água é superior ao produzido de óleo, fazendo com que a pressão do reservatório aumente ao longo do tempo e, conseqüentemente, deslocando a curva de perfil de pressão do poço.

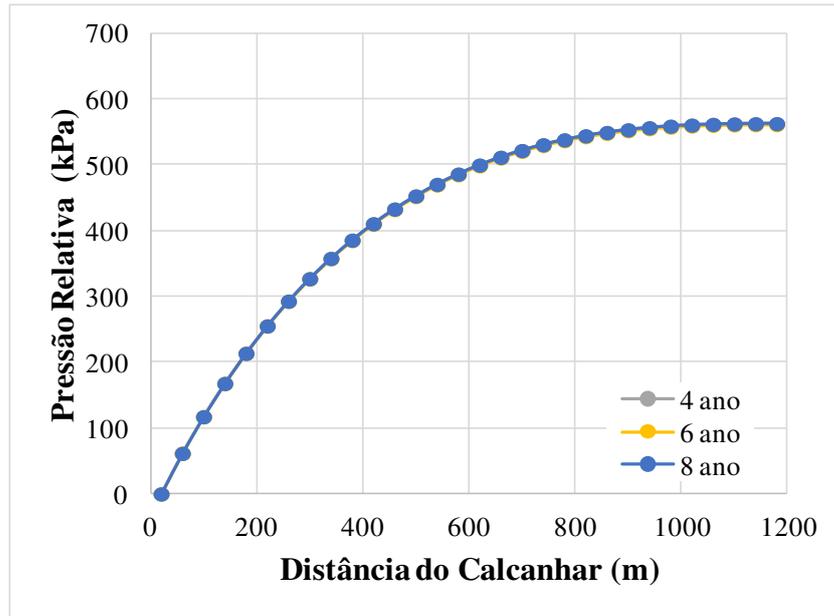


Figura 6.21: Pressão relativa para poços produtores com calcânhares alinhados

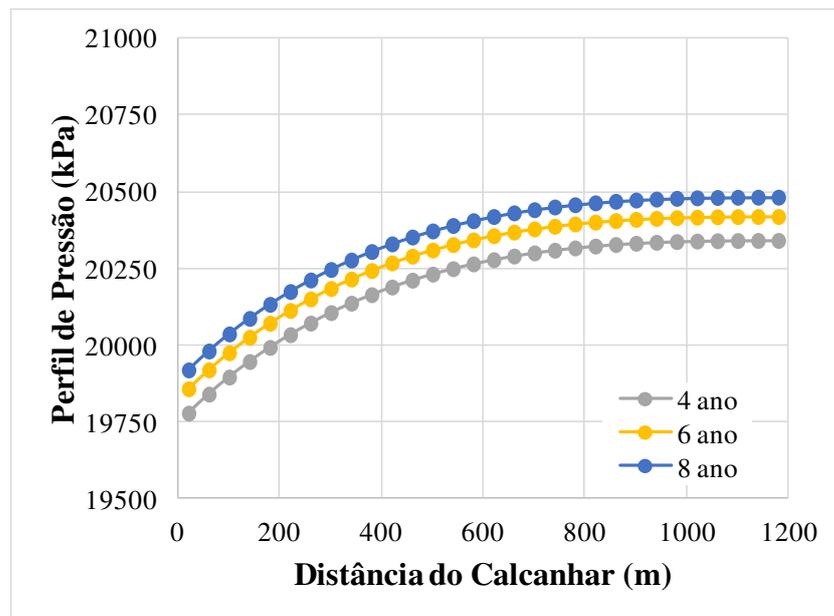


Figura 6.22: Perfil de pressão poço produtor com calcânhar alinhado

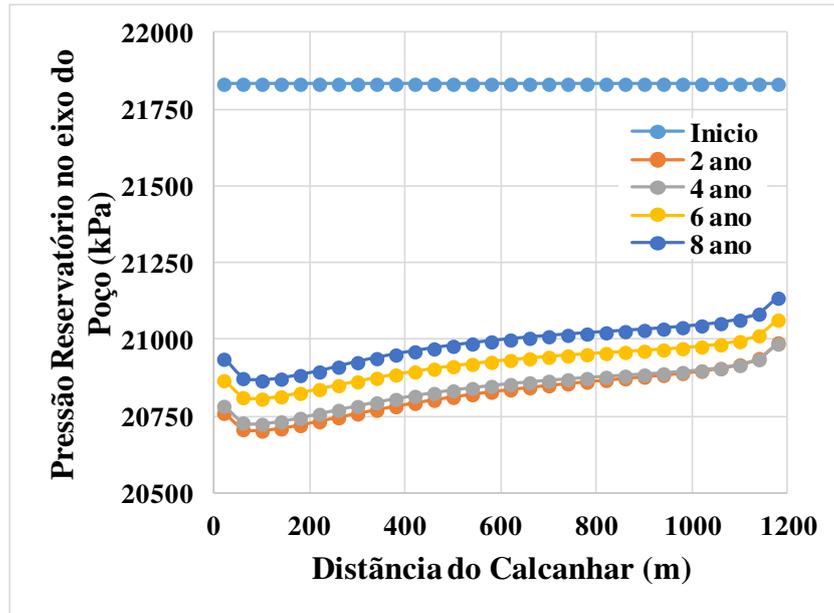


Figura 6.23: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço produtor

Já a da Figura 6.23 mostra que no início, antes de qualquer poço ter sido aberto, a pressão no reservatório era constante, a pressão atinge seu menor valor no segundo ano, instantes antes da abertura do poço injetor e, a partir de então, passa a aumentar. Além disto, é possível notar que as regiões próximas ao calcanhar do poço são aquelas que apresentam o menor valor de pressão, já que também são aquelas que mais foram drenadas pelo poço.

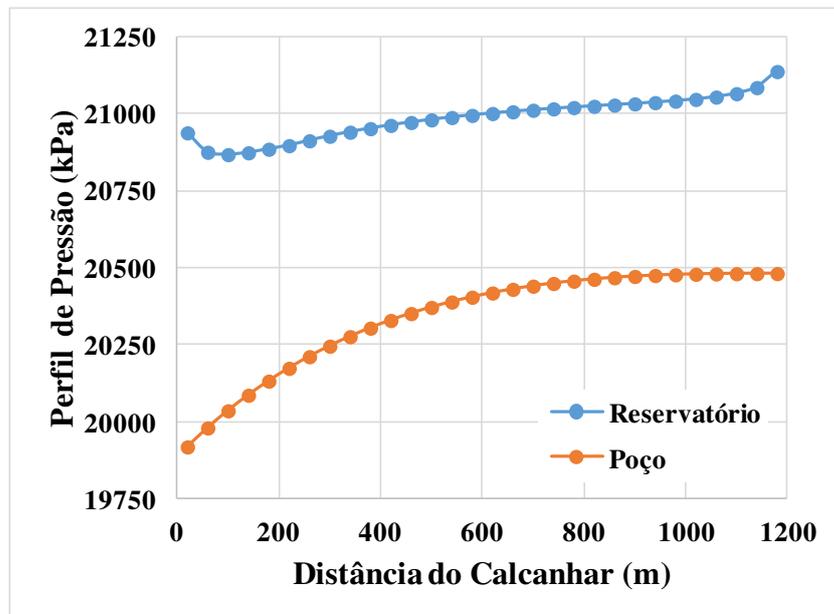


Figura 6.24: Comparação entre perfil de pressão do reservatório e do poço produtor

A Figura 6.24 compara os perfis de pressão do poço e do reservatório, analisando a imagem pode-se perceber que a maior diferença de pressão está na região próxima ao calcanhar

do poço, explicando assim a diferença de influxo do poço e o EQP apresentado no gráfico da Figura 6.20.

Por fim, é apresentada a Figura 6.25 que mostra a frente de avanço de água no instante da irrupção de água no poço produtor.

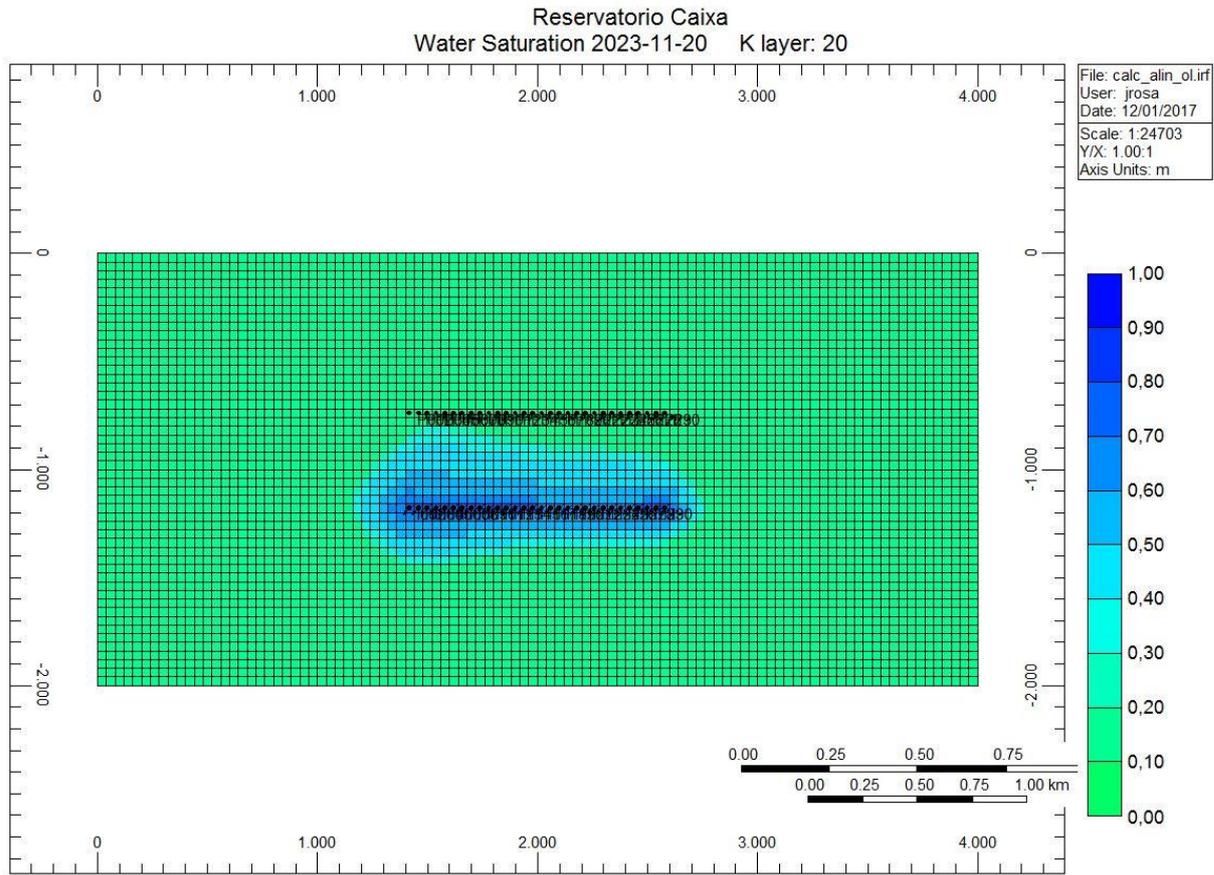


Figura 6.25: Frente de avanço de água para calcanhares alinhados

Analisando a Figura 6.25 pode-se notar que a frente de avanço não é homogênea, tendo a água se deslocado muito mais na região próxima aos calcanhares dos poços, efeito este que era esperado. A irrupção ocorreu no terceiro bloco, próximo ao calcanhar do poço produtor. A irrupção no poço se deu no dia 2970, considerando o fato de que o poço injetor foi aberto apenas a partir do segundo ano (dia 720) foi necessário pouco mais que 6 anos para que ocorresse a irrupção de água no poço produtor.

6.3.2 Calcanhares Invertidos

Ao contrário do observado no caso dos calcanhares alinhados, espera-se que com a disposição do par de poços com seus calcanhares de maneira invertida gere uma frente de avanço mais homogênea e retarde o tempo de irrupção de água no poço. Tal comportamento é

esperado pois, ao se inverter os calcanhares do poço, a parte que injeta maior quantidade de água fica alinhada com a parte do poço que produz a menor quantidade de óleo, trazendo assim um maior equilíbrio ao sistema.

Os resultados para o poço injetor são mostrados nas Figuras 6.26, 6.27, 6.28 e 6.29.

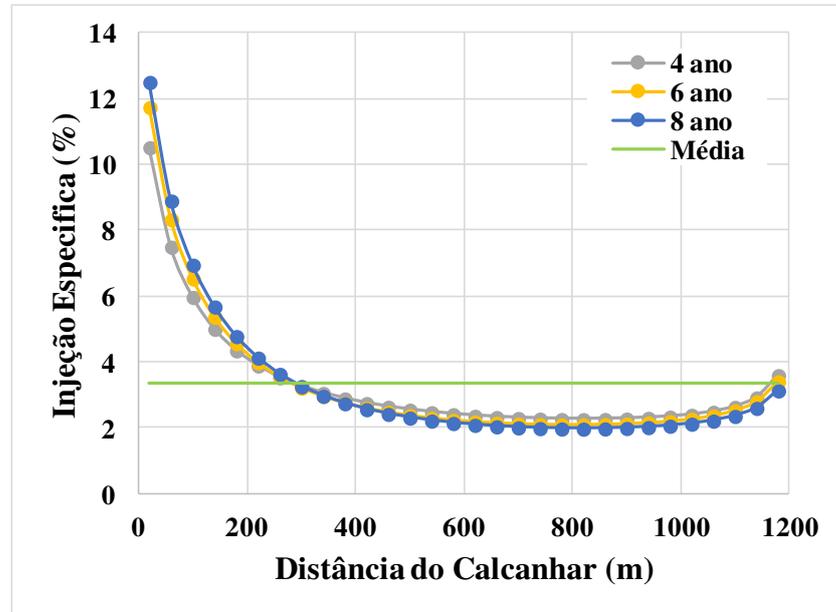


Figura 6.26: Curva IFE para poço injetor com calcanhar invertido

Primeiramente, ao analisar a Figura 6.26 percebe-se que o poço injetor é altamente influenciado pelo EQP e pelo efeito de borda. Analisando a curva "Média", que mostra quais seriam os valores de injeção caso todos blocos injetassem a mesma quantidade de fluido, constata-se que os primeiros metros do poço são responsáveis pela maior parte da injeção de água. Além disto, como a vazão do poço é relativamente alta ($5500 \text{ m}^3/\text{d}$ ou $6,36 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$), a queda de pressão é alta e distorce ainda mais a curva IFE. Visto que as curvas estão sobrepostas pode-se concluir que, no início da vida do poço, o perfil de injeção do poço não se altera muito com o tempo.

Já ao se analisar as Figuras 6.27 e 6.28 nota-se que, assim como a curva IFE, o perfil de pressão do poço e a pressão relativa não se alterou muito com o tempo. A queda de pressão total observada no quarto ano foi de 610 kPa e nos outros anos os valores são similares a este.

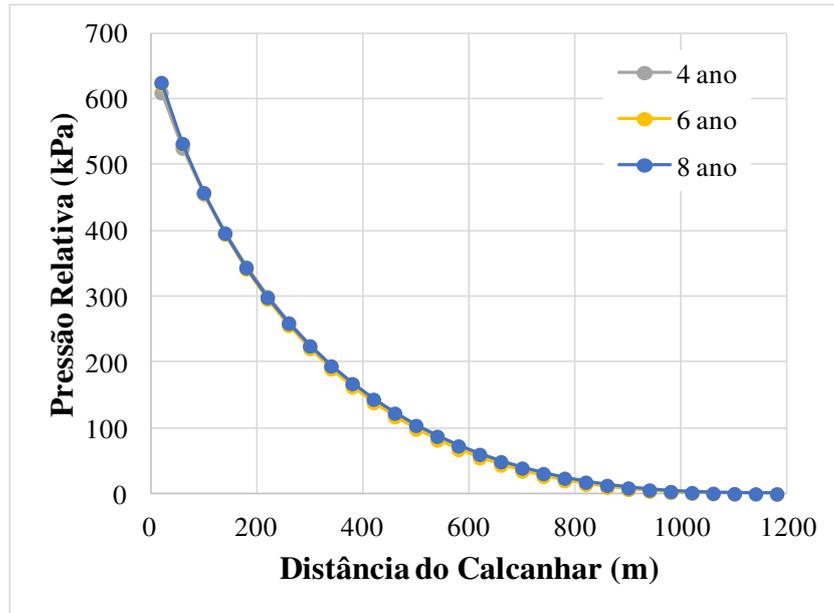


Figura 6.27: Pressão relativa para poço injetor com calcanhar invertido

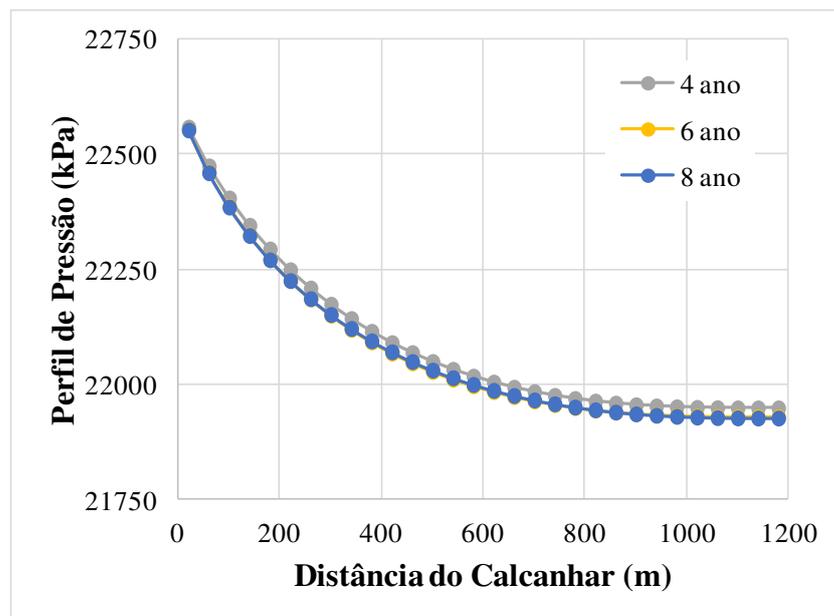


Figura 6.28: Perfil de pressão para poço injetor com calcanhar invertido

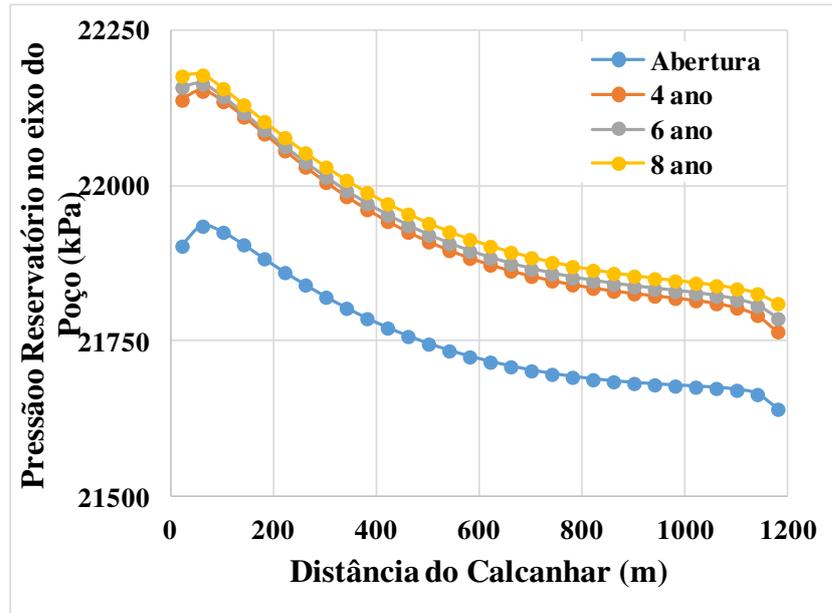


Figura 6.29: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço injetor

Por fim, a Figura 6.29 mostra que, assim como no caso dos poços com calcanhares alinhados, a pressão no reservatório aumentou bastante do segundo para o quarto ano e, a partir de então, continuou a subir, mas não na mesma proporção. Nota-se também que os blocos próximos ao calcanhar são aqueles que apresentam maior valor de pressão, já que esta região foi a que teve maior quantidade de água injetada, destaca-se também que pelo fato de o primeiro e o último bloco estarem expostos a uma maior área, eles apresentam uma queda na linha de tendência do valor da pressão (efeito de borda).

As Figuras 6.30, 6.31, 6.32 e 6.33 mostram os resultados obtidos para poços produtores com poços injetores com calcanhar invertido.

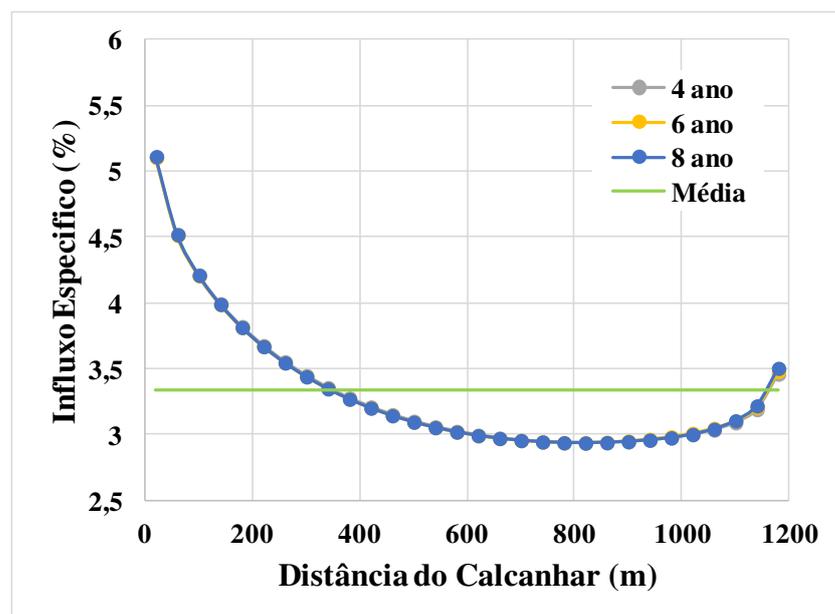


Figura 6.30: Curva IFE para poço produtor com calcanhar invertido

A Figura 6.30 mostra a curva IFE do poço produtor em três momentos distintos da vida de produção do poço. Pelo fato de as curvas estarem sobrepostas percebe-se que o perfil de produção do poço não se altera significativamente ao longo destes anos de produção do poço, apesar disto, nota-se que todas as curvas são fortemente influenciadas pelos efeitos EQP e pelo efeito de borda. Comparando as curvas obtidas com a curva "Média", que mostra quais seriam os valores de influxo caso todos os blocos produzissem a mesma quantidade de fluido, é possível notar que boa parte da produção do poço ocorre na região próxima ao calcanhar do poço. Isto se deve primeiramente ao efeito de borda que, devido a maior área de drenagem próxima a esta região, torna o índice de produtividade maior que os de blocos na região central do poço, e também ao EQP que faz com que o *drawdown* nestes pontos sejam maiores que os demais, produzindo assim uma maior quantidade de fluido.

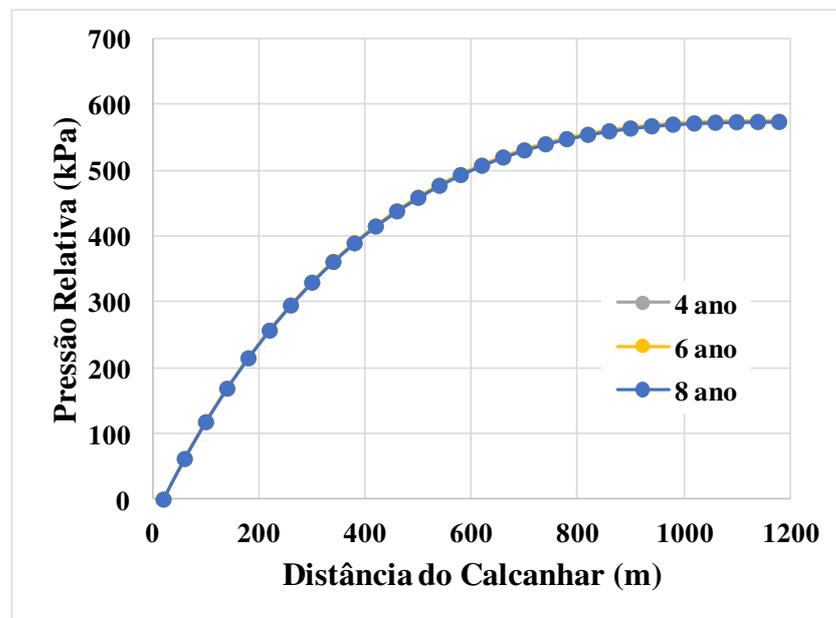


Figura 6.31: Pressão relativa do poço produtor com calcanhar invertido

A Figura 6.31 mostra a pressão relativa no interior do poço, assim como para o gráfico IFE nota-se que estes valores não se alteram significativamente ao longo do período de produção analisado, a queda de pressão para este poço no quarto ano foi de cerca de 575 kPa e os valores para os outros anos analisados são semelhantes a este.

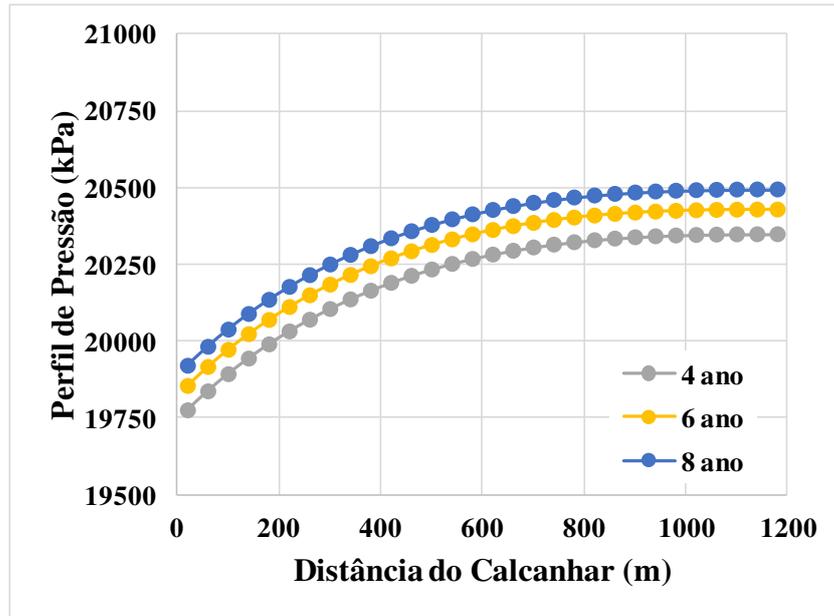


Figura 6.32: Perfil de pressão do poço produtor com calcanhar invertido

A Figura 6.32 mostra o perfil de pressão do poço ao longo dos anos analisados. Nota-se que com o passar do tempo a curva de perfil de pressão do poço se deslocou para cima indicando que a pressão média do poço aumentou ao passar do tempo. Tal comportamento se deve ao fato de que como a vazão de injeção ($5500 \text{ m}^3/\text{d}$ ou $6,36 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$) é superior que a de produção ($5000 \text{ m}^3/\text{d}$ ou $5,79 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$) a pressão do reservatório cresce a partir do momento de abertura do poço injetor (segundo ano), para manter a mesma vazão de produção o poço produtor precisa aumentar sua pressão média.

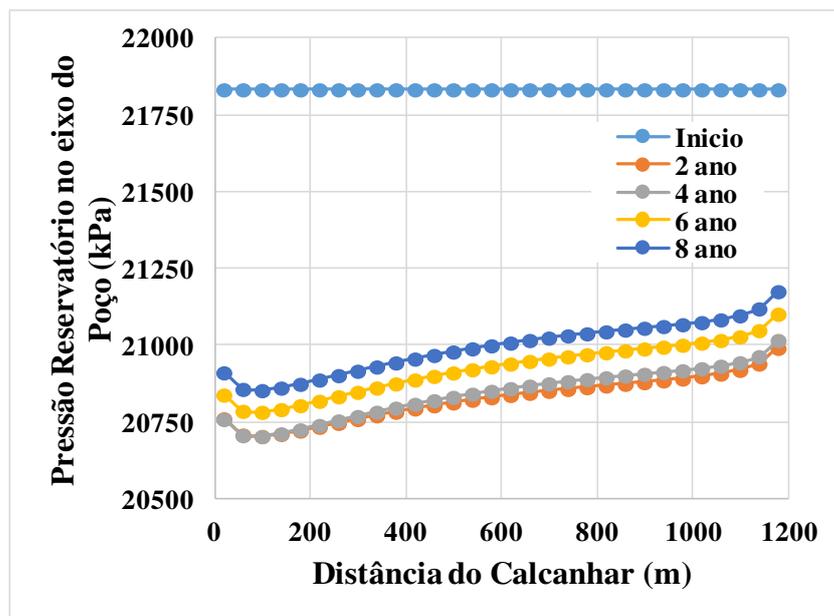


Figura 6.33: Perfil de pressão do reservatório ao longo do eixo do poço produtor

A Figura 6.33 mostra o perfil de pressão do reservatório nas regiões próximas ao poço produtor, percebe-se que, assim como no caso dos poços com calcanhares alinhados, a pressão no reservatório era constante antes da abertura do poço, até o segundo ano ela sofre uma queda e, a partir de então, devido à abertura do poço injetor, ela começa a subir. Outro fato importante é que os pontos de maior pressão estão próximos ao dedão do poço, pois esta é a região que menos produz óleo.

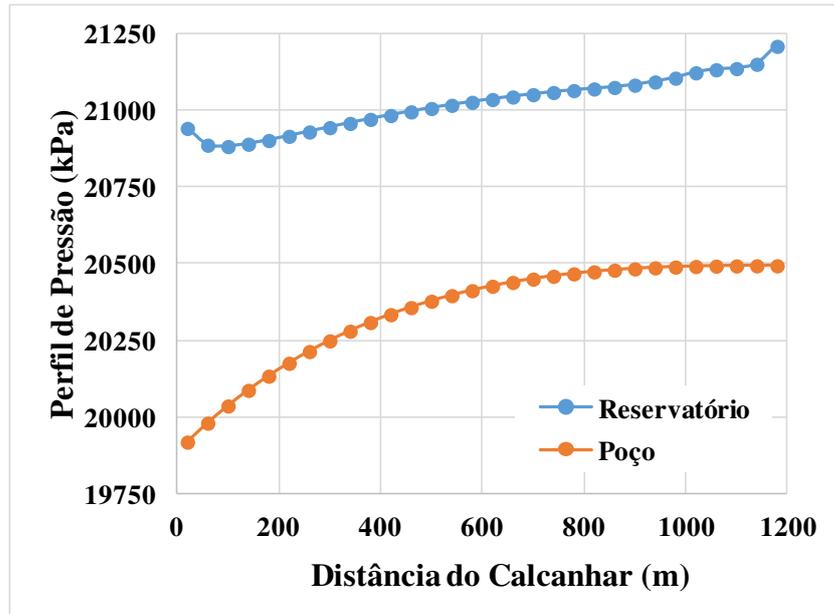


Figura 6.34: Comparação entre os perfis de pressão do reservatório e do poço produtor

A Figura 6.34 compara os perfis de pressão do poço e do reservatório, analisando a imagem pode-se perceber que a maior diferença de pressão se encontra na região próxima ao calcanhar do poço, explicando assim a diferença de influxo do poço e o EQP.

A Figura 6.35 ilustra a frente de avanço de água no instante de irrupção de água no poço produtor.

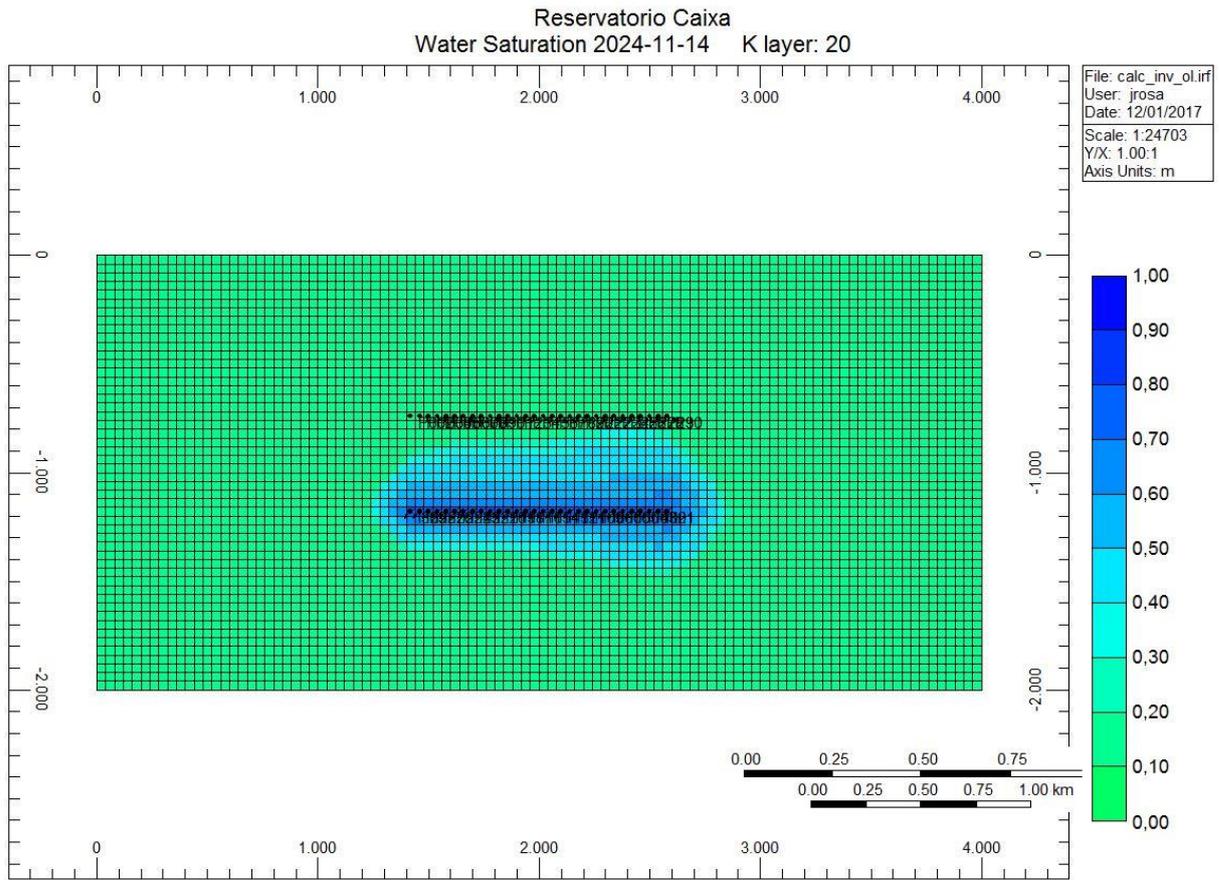


Figura 6.35: Frente de avanço de água para poços com calcanhares invertidos

Ao se analisar a Figura 6.35 percebe-se que, comparativamente com o caso dos calcanhares alinhados (Figura 6.25), a frente de avanço é mais homogênea, tendo se distribuído de maneira mais uniforme ao longo da extensão do poço, mas avançando um pouco mais na região a direita da Figura 6.35. A irrupção se deu no dia 3240 nos blocos 26, 27 e 28 do poço produtor, próximo ao calcanhar do mesmo, considerando o fato de que o poço injetor passou a funcionar a partir do dia 720 (2 anos), foram necessários cerca de 7 anos para ocorrer a irrupção no poço produtor. Comparando estes resultados com os obtidos para o caso de calcanhares alinhados nota-se que nesta nova configuração a irrupção de água foi retardada em 270 dias e, além disto, neste novo caso a irrupção se deu em blocos próximos ao dedão do poço produtor enquanto que no caso de calcanhares alinhados a irrupção ocorreu em blocos próximos ao calcanhar do poço produtor.

6.3.3 Conduto Infinito

Nesta última etapa foi simulado o par de poços injetor/produtor segundo a teoria do conduto infinito, onde a queda de pressão ao longo da extensão dos poços é desconsiderada. Nesta nova configuração é esperado que a frente de avanço de água seja ainda mais homogênea que nas situações anteriores, já que estes tipos de poços não estão submetidos ao EQP. Nesta seção de resultados não será construído o gráfico de queda de pressão visto que, segundo o modelo do conduto infinito, esta seria igual à zero para todos os tempos analisados. As Figuras 6.36, 6.37 e 6.38 mostram os resultados obtidos.

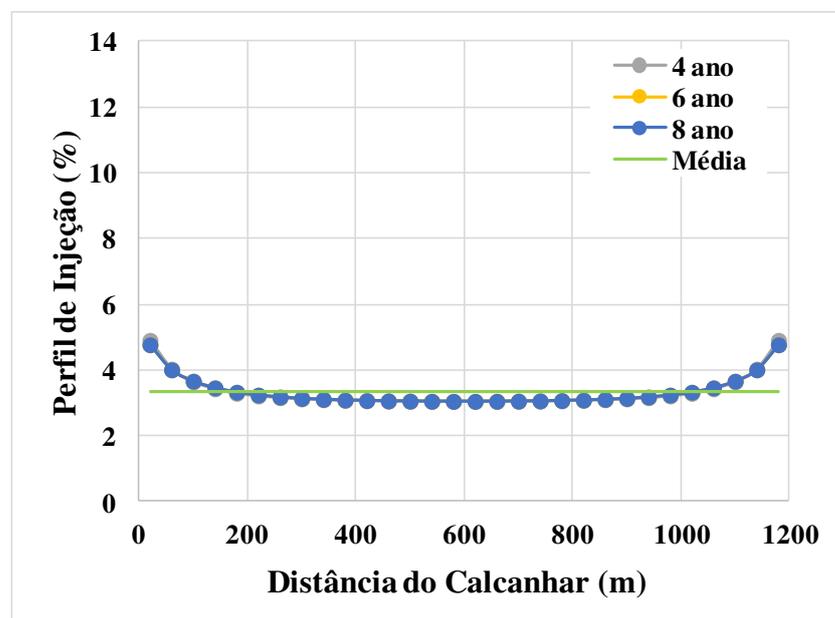


Figura 6.36: Curva IFE para poço injetor modelado segundo o modelo de conduto infinito

A Figura 6.36 mostra o perfil de injeção do poço injetor. Pelo fato de estas curvas estarem sobrepostas percebe-se que o perfil de injeção não se alterou muito ao longo do período analisado, além disto, é interessante notar que o efeito de borda exerce bastante influência sobre o perfil, mas neste caso, o EQP não é atuante já que a pressão é constante ao longo de toda extensão do poço, o fato de o perfil de injeção ser simétrico comprova que o EQP não é atuante. Além disto, percebe-se que os perfis de injeção estão bem próximos da curva "Média", indicando que os blocos injetam valores similares de fluido ao longo da extensão do poço.

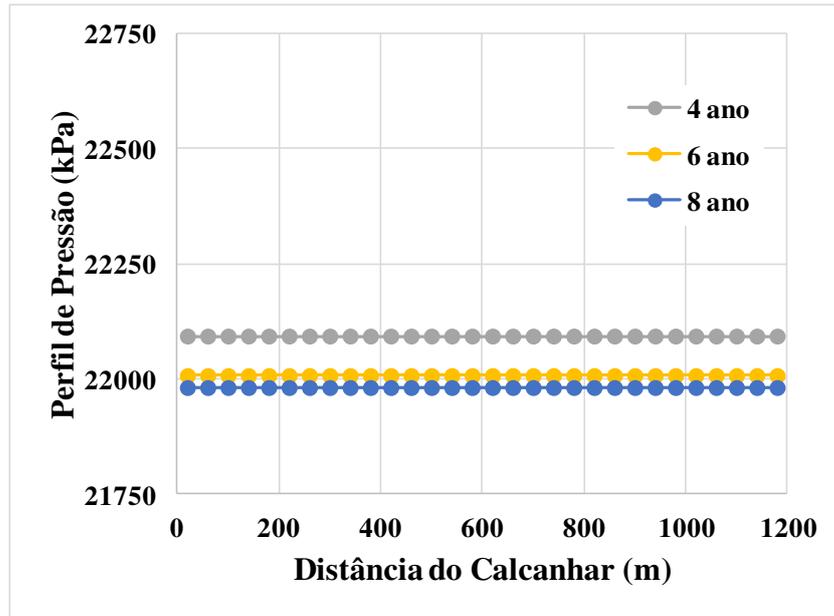


Figura 6.37: Perfil de pressão de poço injetor modelado segundo o modelo de conduto infinito

Ao se analisar a Figura 6.37, fica evidente que o modelo do conduto infinito está sendo aplicado, uma vez que a pressão é constante ao longo de toda extensão do poço; além disto, percebe-se que a pressão média do poço aumentou com o tempo pois, como a vazão de injeção é superior à de produção, a pressão do reservatório está aumentando e, para manter a mesma vazão de injeção, se faz necessário aumentar a pressão no poço.

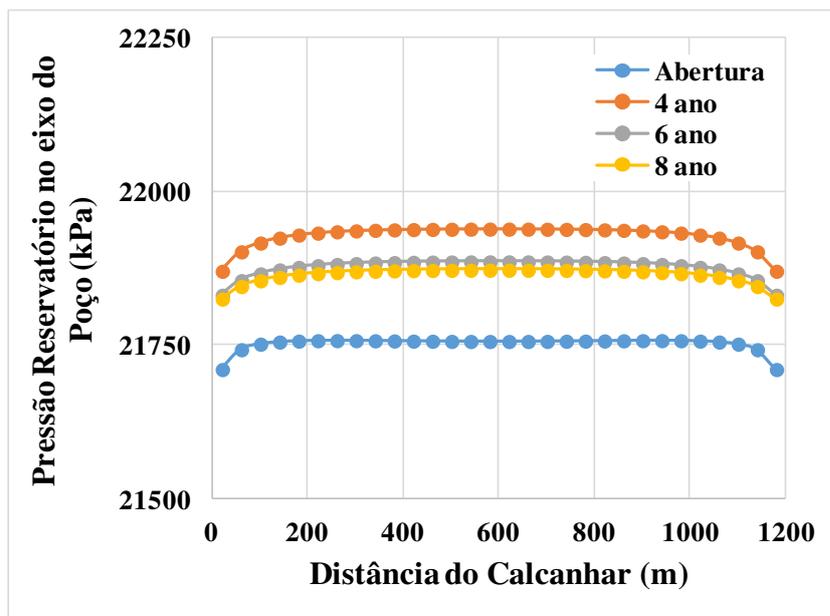


Figura 6.38: Pressão do reservatório ao longo do eixo do poço injetor

A Figura 6.38 mostra o perfil de pressão do reservatório nas regiões próximas ao poço injetor, pode-se notar que, conforme esperado, os menores valores de pressão de reservatório

são encontrados no momento de abertura do poço, mas que, diferentemente do que foi analisado anteriormente, o reservatório atinge seu maior valor de pressão no quarto ano e, a partir de então, sua pressão passa a cair, mas se mantendo sempre superior do que a do momento de abertura. Tal comportamento se deve ao fato de que, exclusivamente para o caso do conduto infinito, o poço injetor possui uma condição de operar sob vazão constante.

As Figuras 6.39, 6.40 e 6.41 mostram os resultados para poços produtores.

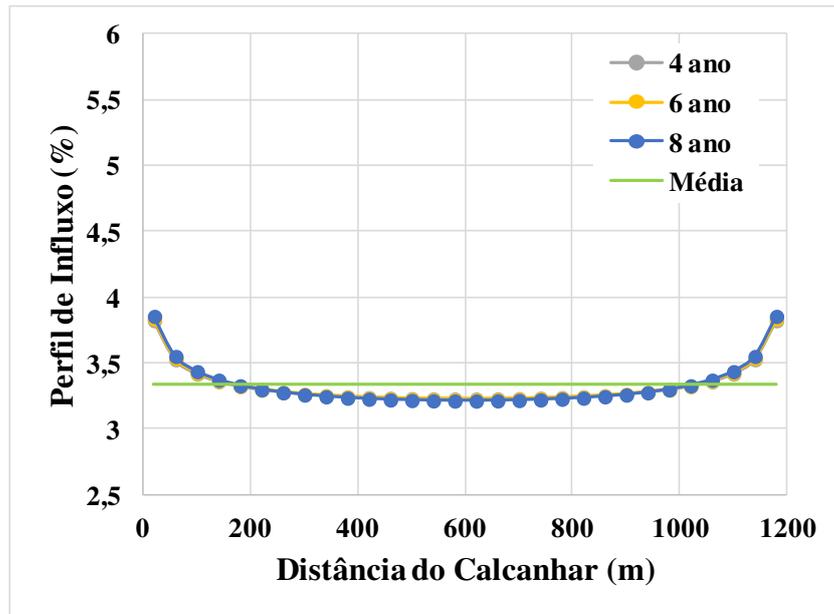


Figura 6.39: Curva IFE para poço produtor segundo o modelo do conduto infinito

Ao se analisar a Figura 6.39 percebe-se que, assim como no caso dos poços injetores, este perfil não se altera ao longo de período observado e, além disto, sofre apenas do efeito de borda e não do EQP, já que seu perfil é simétrico e, assim como no caso dos injetores, os perfis de influxo estão próximos a curva média, indicando que todos blocos produzem quantidades semelhantes de fluido.

Já a Figura 6.40 mostra que o modelo do conduto infinito está realmente sendo adotado e que a pressão média do poço produtor aumenta conforme a pressão do reservatório aumenta para manter a vazão de produção estipulada.

A Figura 6.41 ilustra a pressão do reservatório em regiões próximas ao poço produtor. Pode-se perceber que antes da abertura do poço todos os pontos têm uma pressão constante e que, assim como nos outros casos, a pressão decai até o segundo ano, quando o poço injetor é aberto, e partir de então passa a subir. Diferentemente do observado anteriormente, os pontos do dedão e do calcanhar agora apresentam valores similares e são os pontos de maior pressão dessa região do reservatório.

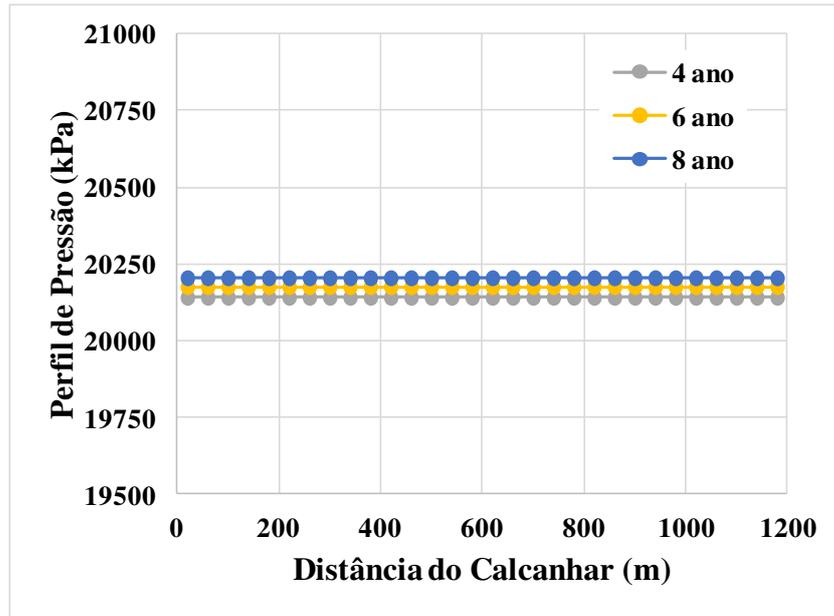


Figura 6.40: Perfil de pressão do poço produtor segundo o modelo do conduto infinito

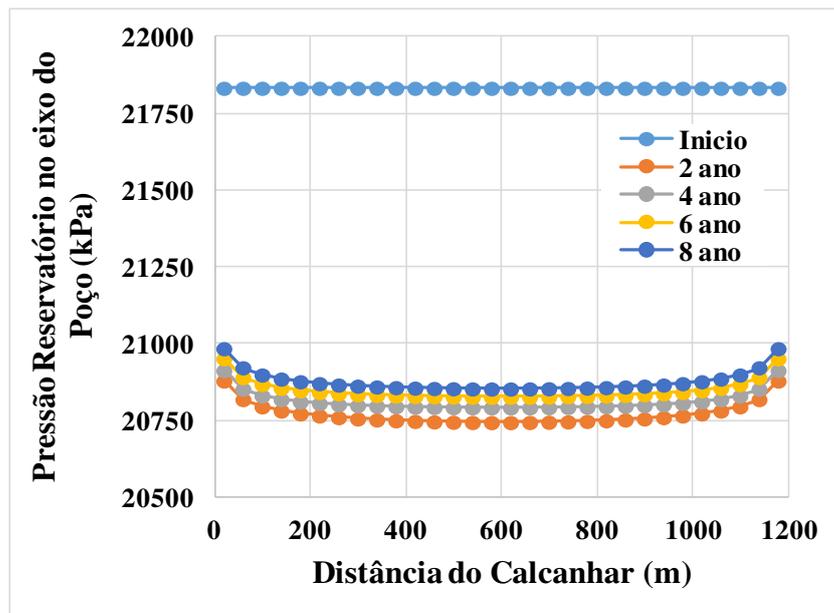


Figura 6.41: Perfil de pressão do reservatório em regiões próximas ao poço produtor

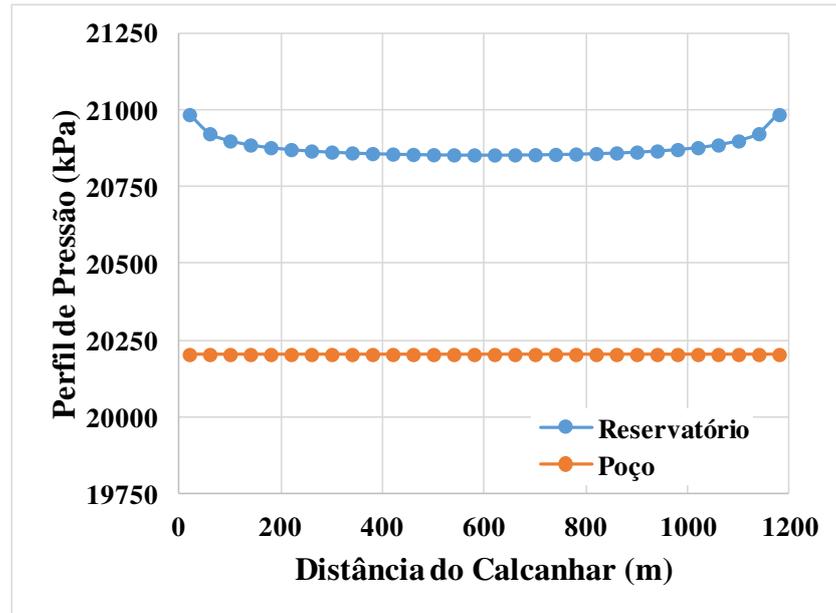


Figura 6.42: Comparação entre os perfis de pressão do reservatório e do poço produtor

A Figura 6.42 compara o perfil do poço com o do reservatório, nota-se que como o perfil de pressão do poço é constante e o perfil do reservatório apresenta maiores valores na sua extremidade, a maior diferença de pressão está nas extremidades do poço, explicando assim o perfil de produção do mesmo.

Por fim, a Figura 6.43 ilustra a frente de avanço de água segundo o modelo do conduto infinito.

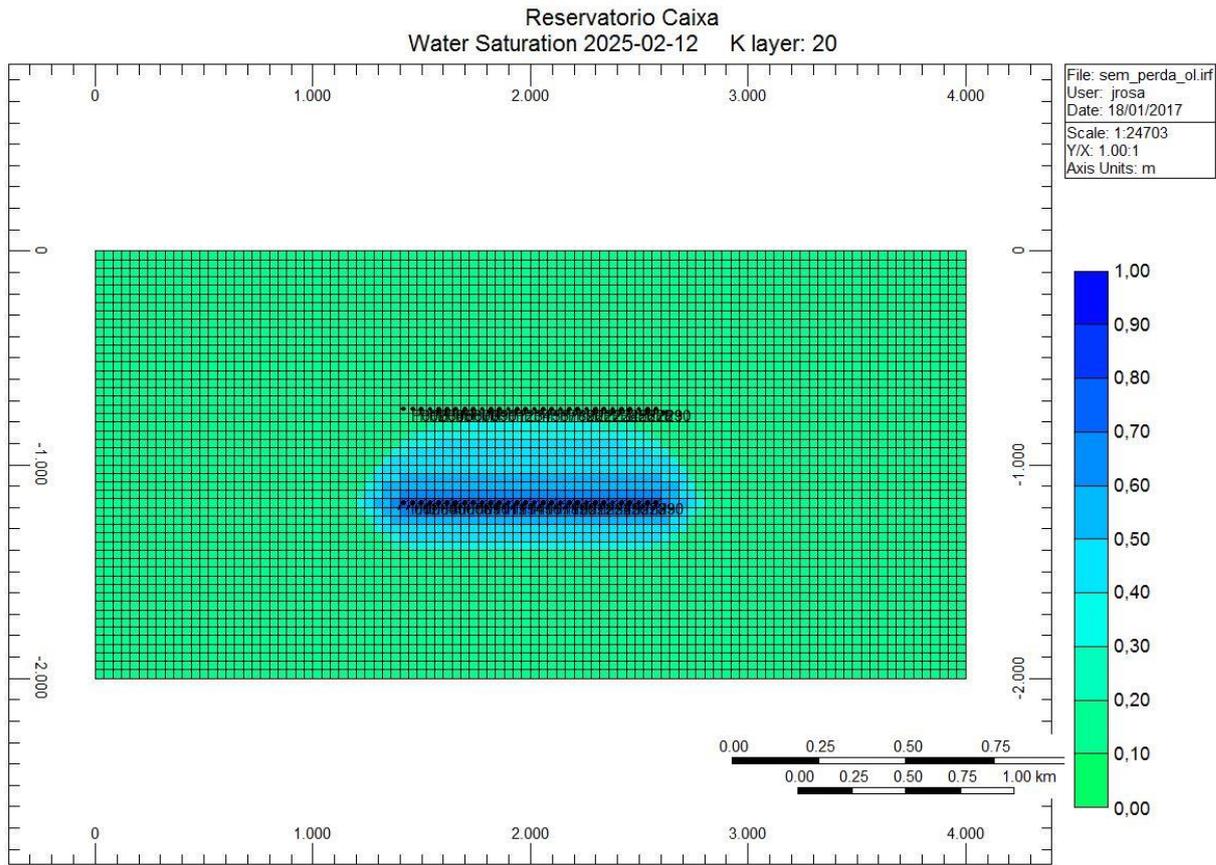


Figura 6.43: Frente de avanço segundo o modelo de conduto infinito

Analisando a frente de avanço da Figura 6.43 percebe-se que esta é a mais homogênea dos três casos. O avanço de água acontece de maneira uniforme até atingir o poço produtor, de tal modo que no instante da irrupção a frente de avanço de água está bem próxima a todos os blocos do poço produtor. Apesar de ter uma frente de avanço mais uniforme, o instante de irrupção deste caso foi próximo ao caso dos calcanhares invertidos, acontecendo no dia 3420. Outro fato relevante é que, diferentemente dos outros casos, a irrupção de água no poço produtor neste caso se deu em uma região central do poço, mais precisamente nos blocos 14, 15, 16 e 17.

6.3.4 Comparação entre os Cenários Avaliados

Após analisar separadamente o EQP para os poços configurados com os calcanhares alinhados, invertidos e segundo a modelagem de conduto infinito, esta seção traz um quadro comparativo dos resultados obtidos.

A Figura 6.44 compara as curvas IFE geradas para poços injetores segundo os três cenários descritos anteriormente, todas as curvas foram retiradas do oitavo ano de produção do campo. Analisando a figura, nota-se que as curvas de calcanhar invertido e calcanhar alinhado

estão praticamente sobrepostas uma a outra, indicando que o perfil de injeção dos poços é bem similar, e injeta a maior parte de fluidos na região do calcanhar do poço. Já o perfil de injeção do poço modelado segundo a teoria do conduto infinito é bem distinto dos outros dois, tendo seus valores situados bem próximos ao da média de produção, tal comportamento mostra, ainda mais, a grande influência do EQP no perfil de injeção dos poços.

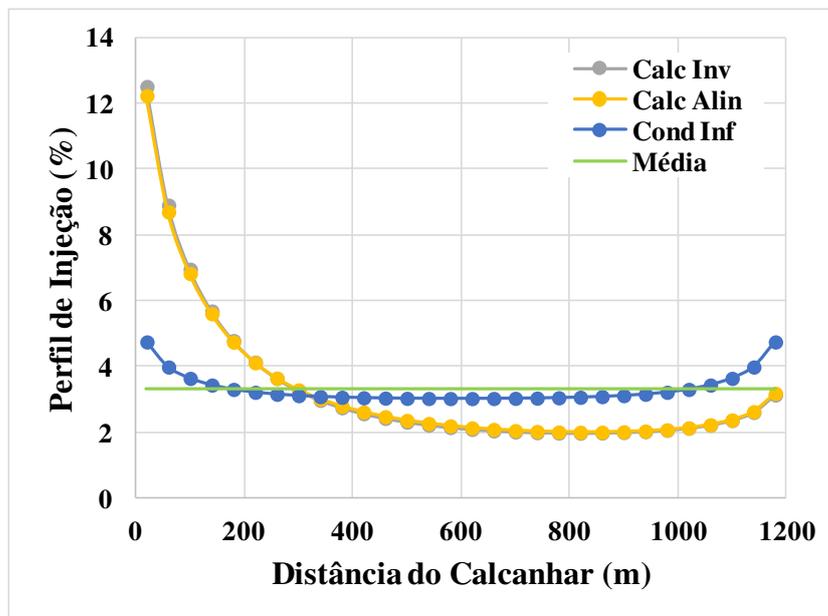


Figura 6.44: Comparação entre os perfis de injeção dos poços

A Figura 6.45 compara as diferentes curvas IFE obtidas para os poços produtores com as 3 configurações analisadas. Assim como no caso dos poços injetores, as curvas dos poços com calcanhares invertidos e alinhados foram bem semelhantes, estando quase sobrepostas, mostrando o perfil de produção similar destes poços. Já o perfil de produção do poço modelado segundo a teoria do conduto infinito, assim como no caso dos poços injetores, é bem mais homogêneo, com cada bloco produzindo valores de óleo próximos à média, fazendo assim com que o perfil de produção deste poço seja diferente dos demais analisados.

Pelo fato de os poços injetores estarem submetidos a uma condição de pressão fixa, para o caso de calcanhares alinhados e calcanhares invertidos, e submetido a uma condição de vazão fixa para o caso do conduto infinito, a quantidade injetada de água varia com o passar do tempo. Para verificar se este fator foi preponderante no tempo de irrupção de água, foi construído um gráfico comparando a vazão injetada de água em cada um dos períodos analisados. A Figura 6.46 apresenta o gráfico comparativo entre as vazões injetadas pelos poços nas diferentes datas da análise.

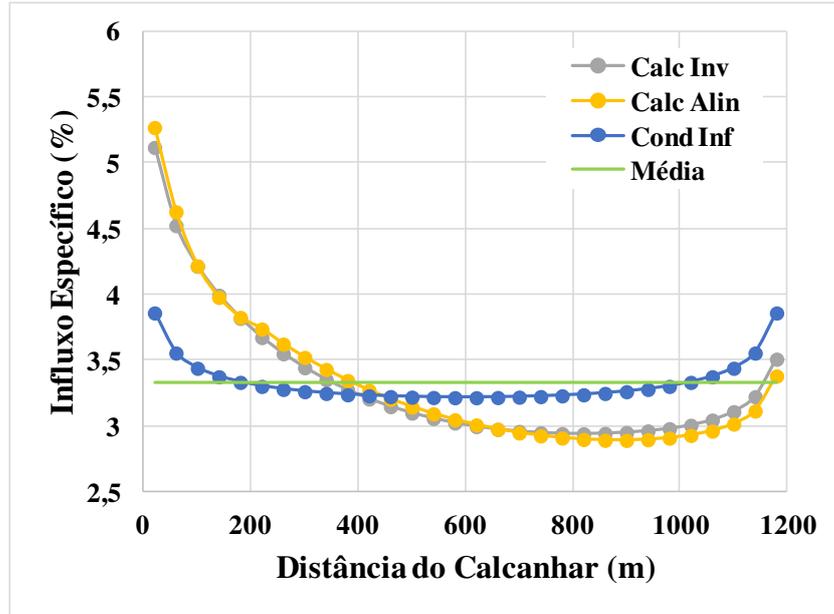


Figura 6.45: Comparação entre as curvas IFE dos poços produtores

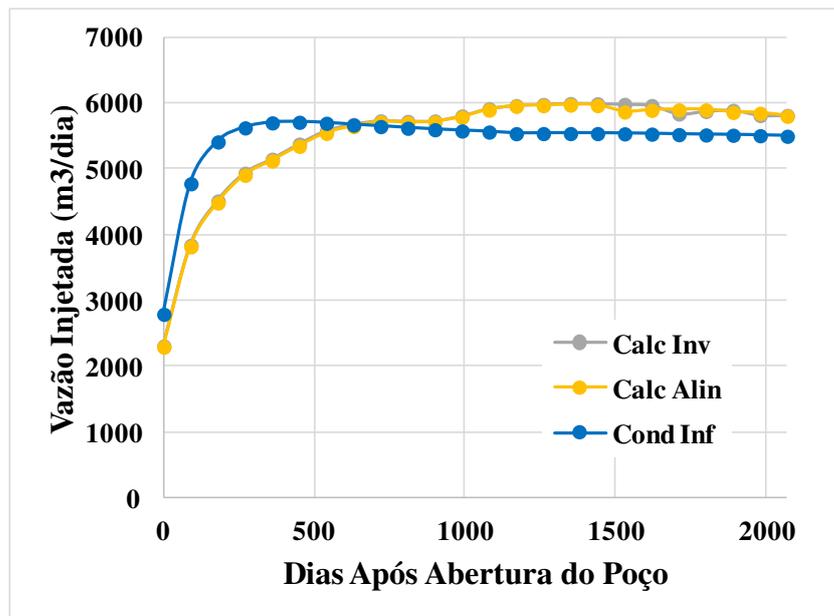


Figura 6.46: Vazão de injeção para cada um dos períodos do estudo

Primeiramente, nota-se que as vazões de injeção para os casos de calcânhares alinhados e invertidos são bem semelhantes, já o caso de conduto infinito inicia com a injeção de uma maior quantidade de água, mas com o passar do tempo ele é superado pela vazão de injeção dos outros casos, de maneira que a quantidade total de água injetada nos três casos é semelhante, não sendo este o fator principal para o tempo de irrupção de água. Tal afirmação pode ser constatada pela soma das vazões no período, que no caso do conduto infinito é de 130 143 m³/d, já para a situação de calcânhares alinhados este valor é de 130 867 m³/d e para o caso de

calcanhares invertidos este valor é de 131 384 m³/d, tais resultados mostram que os valores injetados são bem próximos, com uma diferença inferior a 1%.

Percebe-se então, pelas imagens acima, que os perfis de injeção e de produção dos poços dispostos com os calcanhares alinhados e invertidos são bem semelhantes, indicando que a diferença no tempo de irrupção e nas respectivas frentes de avanço (Figuras 6.25, 6.35 e 6.43) se dá exclusivamente pelo fato de que, no caso da disposição com calcanhares alinhados, a seção que mais injeta fluido está alinhada com a seção que mais produz fluido, resultando em uma frente de avanço menos uniforme e um menor tempo de irrupção. Já no caso dos calcanhares invertidos, a seção do poço injetor que mais injeta fluido está alinhada com a seção do poço produtor que menos produz fluido, resultando em uma frente de avanço mais uniforme e um maior tempo de irrupção. Já ao se adotar a premissa do conduto infinito, ambos os poços passam a injetar/produzir quantidades próximas à média ao longo de toda sua extensão, logo a frente de avanço é bem regular e tem-se o maior tempo de irrupção analisado, indicando que a adoção desta premissa pode levar a previsões de tempo de irrupção menos confiáveis.

7 CONCLUSÕES

Este estudo foi conduzido utilizando alguns indicadores para avaliar quais os efeitos da queda de pressão no perfil de produção dos poços. Os indicadores utilizados foram, primeiramente, uma curva de perfil de produção que indica, percentualmente, quanto cada região do poço contribuiu para a produção total. Também foram utilizados os valores de queda de pressão total e o *drawdown* e, por fim, a razão entre estes dois últimos valores (queda de pressão/*drawdown*), que quanto mais próximo de 100% indica que o perfil de produção é mais afetado pelos efeitos da queda de pressão. A primeira parte dos resultados apresentados no Capítulo 6 visou estudar quais os efeitos da queda de pressão no perfil de produção de poços horizontais, gerando resultados para os casos de óleo leve e pesado.

Analisando os resultados obtidos para óleo leve, notou-se que o aumento da vazão de produção do poço gera um aumento na queda de pressão e no valor de *drawdown*. Apesar de haver um aumento nos dois índices, o crescimento do valor da queda de pressão é maior do que o do *drawdown*, indicando assim que o aumento da vazão de produção contribui para um perfil de produção menos equilibrado, existindo regiões do poço que produzem uma maior quantidade de fluido que outras.

O estudo prosseguiu analisando como alterações no diâmetro do poço produtor podem afetar o perfil de produção do poço. Constatou-se que a diminuição do diâmetro dos poços produtores aumentam consideravelmente o valor da queda de pressão do poço e pouco afetam os valores de *drawdown*, fazendo assim com que pequenos valores de diâmetro tenham os perfis de produção mais afetados pelo efeito da queda de pressão.

O estudo dos efeitos da queda de pressão no perfil de produção de poços horizontais termina analisando a sensibilidade da permeabilidade. Os resultados evidenciam que o aumento da permeabilidade faz com que seja necessário um menor valor de *drawdown* para produzir a mesma quantidade de óleo. Esta diminuição no valor do *drawdown* faz com que o poço apresente um perfil de produção menos equilibrado, portanto altos valores de permeabilidade resultam em perfis de produção mais distorcidos.

Os resultados obtidos para o caso de óleo pesado seguem a mesma linha dos obtidos para o caso de óleo leve, ou seja, aumento no valor da vazão de produção dos poços contribui para uma maior queda de pressão e, conseqüentemente, um perfil de produção menos equilibrado. A diminuição do diâmetro também aumenta os valores da queda de pressão e acarreta em um perfil de produção menos equilibrado e, por fim, o aumento nos valores de

permeabilidade do reservatório gera uma diminuição no valor do *drawdown* necessário e, conseqüentemente, gera um perfil de produção menos equilibrado.

Ao iniciar os estudos dos efeitos da queda de pressão no perfil de produção de óleos pesados esperava-se que, devido ao alto valor da sua viscosidade, estes fossem mais afetados pelos efeitos da queda de pressão, mas notou-se que o aumento da viscosidade do fluido acarreta em um aumento tanto da queda de pressão quanto do *drawdown*, fazendo com que a razão entre estes dois valores sejam próximas tanto para o caso de óleo leve quanto para o de óleo pesado, e, desta maneira, os efeitos da queda de pressão são similares para os dois tipos de óleo.

Os resultados desta primeira parte mostraram que as condições sob as quais o poço está operando (vazão de produção, diâmetro, permeabilidade do reservatório) são determinantes ao se analisar o efeito da queda de pressão no perfil de produção. De maneira geral, pode-se concluir que poços submetidos a altos valores de vazão, pequenos valores de diâmetro e em reservatórios com altas permeabilidades são os mais suscetíveis a terem um perfil de produção afetado pelos efeitos da queda de pressão. Além disto, vale ressaltar que o efeito pode ser significativo tanto para poços produzindo óleo pesado quanto óleo leve, e que o efeito pode ser ainda mais crítico para poços de pequeno diâmetro, em reservatórios de alta permeabilidade, produzindo altas vazões de óleo leve, pois, neste caso, a alta permeabilidade do reservatório faria com que o *drawdown* fosse baixo e a alta vazão de produção aliada com o pequeno diâmetro do poço contribuiria para um alto valor de queda de pressão, tornando a razão entre queda de pressão e *drawdown* próxima a 100% e gerando um perfil de produção altamente afetado pelos efeitos de queda de pressão.

Outro fator que também contribuiu para a formação do perfil de produção do poço foi o efeito de borda. Este efeito faz com que as regiões nas extremidades do poço, por apresentarem uma maior área de drenagem, tenham maior índice de produtividade e, conseqüentemente, produzam uma maior quantidade de fluido. Este efeito é o responsável pelo formato de “U” das curvas e está presente em todos os poços horizontais.

Analisando os resultados desta primeira parte, conclui-se que a queda de pressão em poços horizontais aliada com o efeito de borda pode gerar perfis de produção distorcidos, e que a simplificação gerada ao adotar a premissa do conduto infinito pode fazer com que a simulação drene de maneira diferente as regiões dos reservatórios, gerando assim previsões menos confiáveis.

A segunda parte de resultados visou estudar os efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção de água nos poços. Desta vez, foram analisados os efeitos da queda de pressão tanto em poços produtores quanto em poços injetores para o caso de óleo leve, considerando três

disposições distintas dos poços no reservatório: poços com calcanhares alinhados, invertidos e modelados segundo a teoria do conduto infinito.

A primeira situação estudada foi a configuração onde os poços apresentavam seus calcanhares alinhados. Nesta configuração, têm-se as regiões que mais produzem/injetam fluido alinhadas. Esta configuração foi a que apresentou o menor tempo de irrupção de água, com uma frente de avanço bastante irregular atingindo regiões próximas ao calcanhar do poço produtor.

A segunda configuração estudada foi a de posicionar o par de poços injetor/produtor com seus calcanhares invertidos, esta configuração faz com que a região do poço que mais injeta fluido (calcanhar) esteja alinhada com a região do poço produtor que menos produz fluido (dedão). Os resultados mostraram que a simples mudança de posicionamento dos poços já pode ajudar a retardar o tempo de irrupção de água no poço, a frente de avanço de água foi menos irregular do que a do caso com calcanhares alinhados, o tempo de irrupção também foi retardado em cerca de 270 dias e a irrupção ocorreu em regiões próximas ao dedão do poço produtor, diferente do observado para o caso com calcanhares alinhados.

Vale também ressaltar que os resultados mostraram que, tanto para a disposição com calcanhares alinhados, quanto para disposição com calcanhares invertidos, o efeito da queda de pressão exerceu grande influência nos poços injetores, fazendo com que as regiões próximas ao calcanhar destes sejam responsáveis pela maior quantidade de fluido injetado pelo poço.

A última configuração testada modelou os poços segundo a premissa do conduto infinito, onde a queda de pressão é desprezada. Os perfis de produção/injeção dos poços, conforme esperado, apresentaram influência apenas do efeito de borda, a frente de avanço de água foi bastante uniforme, o tempo de irrupção foi o mais tardio observado e a irrupção se deu em uma região próxima ao centro do poço.

Com base nos resultados apresentados, verificou-se que apenas a mudança do posicionamento dos poços nos reservatórios já pode ser útil para retardar o tempo de irrupção dos poços. Além disto, verificou-se que, ao utilizar a premissa do conduto infinito, os perfis de injeção/produção são alterados significativamente, levando a uma frente de avanço bem mais regular e a um tempo de irrupção de água mais tardio.

É possível concluir que a utilização da premissa do conduto infinito nas simulações de reservatórios pode levar a previsões mais tardias do tempo de irrupção de água nos poços. Por fim, destaca-se que para obter previsões mais confiáveis, as empresas deveriam realizar suas simulações considerando a queda de pressão existente nestes poços.

Vale ressaltar também que apesar da simplicidade e das limitações existentes no modelo proposto para estimar os valores da queda de pressão, este conseguiu fornecer boas estimativas

do valor da queda de pressão e foi possível avaliar os impactos da queda de pressão nos diferentes cenários propostos.

7.1 Propostas para Trabalhos Futuros

Ao longo da dissertação constatou-se que a queda de pressão existente em poços horizontais pode alterar o perfil de produção e o tempo de irrupção de água nestes poços. Novas vertentes de estudo poderiam focar no estudo de como se mitigar estes efeitos causados pela queda de pressão e também em criar modelos mais sofisticados para previsão da queda de pressão nestes poços.

Atualmente os principais dispositivos existentes para uniformizar o perfil de produção/injeção dos poços são as válvulas *ICD* e *ICV* já mencionadas no Capítulo 2 desta dissertação. Através de um mecanismo que gera quedas de pressão adicionais estas válvulas procuram uniformizar os perfis de produção/injeção. Também seria interessante verificar se esta solução seria interessante do ponto de vista financeiro, uma vez que esta queda de pressão adicional também diminui a produção do poço.

Outro fenômeno que demonstrou ter importância foi o efeito de borda. Este efeito faz com que as regiões dos poços que estão expostas a uma maior área de drenagem tenham um maior índice de produtividade e, conseqüentemente, produzam uma maior quantidade de fluido. Novos estudos poderiam verificar a maneira como este efeito de borda varia conforme a área em que ele está exposto.

Por fim, seria necessário criar um modelo mais robusto para prever a queda de pressão nestes poços. Conforme escrito nas premissas do trabalho, o modelo criado não considerava a perda de carga por aceleração, nem inclinações, e, acredita-se, que essas simplificações foram um dos motivos para as falhas encontradas. O modelo criado por Issa (1986) poderia ser utilizado ao fazer esta modelagem.

REFERÊNCIAS

BERG, E. A.; REKSTEN, K.; STEPHEN, A.; SCOTT, J.; IBATULLIN, T.; MOLLERSTAD, H.; AASUM, Y.; JULSETH, L. **Heavy Oil Offshore UK: Recommended Mariner Reservoir Development Strategy**. SPE 145618. In: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, Escócia, 2011.

BERG, E. A.; SILCOCK, S.; OSTBO-BJASTAD, B. **Next Step in Heavy oil - Mariner Reservoir Development**. SPE 166575. In: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, Escócia, 2013.

BIRCHENKO, V. M. **Analytical Modelling of Wells with Inflow Control Devices**. Edimburgo: Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt, 2010, 156pp. Tese de Doutorado.

BIRCHENKO, V. M.; AL-KHELAIWI, F. T.; KONOPCZYNSKI, M. R.; DAVIES, D. R. **Advanced Wells: How to Make a Choice Between Passive and Active Inflow-Control Completions**. SPE 115742. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, E.U.A, 2008.

BOLETIM DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. Rio de Janeiro: Agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis, fevereiro - 2016.

BROOKS, A. D.; ZWART, A. H.; BYCHOV, A.; AL-AZRI, N.; AL-AJMI, W.; MUKMIN, M. **Evaluation of EOR Techniques for Medium-Heavy Oil Reservoirs with a Strong Bottom Aquifer in South Oman**. SPE 129149. In: SPE EOR Conference, Muscat, Oman, 2010.

BUTLER, R. M. **The Potential for Horizontal Wells for Petroleum Production**. Journal of Petroleum Technology, Canadá, v. 28, 1989.

BLUNT, M. J. **Multiphase Flow in Permeable Media**. Cambridge University Press, Reino Unido, 2017.

CAPELEIRO PINTO, A. C.; BRANCO C. C. M.; DE MATOS, J. S.; VIEIRA, P. M.; GUEDES, S. S.; PEDROSO JR, C.; COELHO, A. C. D.; CECILIANO, M. M. **Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience**. OTC 15283 In: Offshore Technology Conference, Houston, E.U.A, 2003.

DIKKEN, B. J. **Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effect on Their Production Performance.** SPE 19824. In: Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, San Antonio, E.U.A, 1990.

ECONOMIDES, C. A.; FERNANDEZ, B. G.; GONGORA, C. A. **Global Experiences and Practice for Cold Production of Moderate and Heavy Oil.** SPE 58773. In: SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, E.U.A, 2000.

FRAGA, C.T. C.; PINTO, A. C. C.; BRANCO, C. C. M.; PIZZARRO, J. O. S.; PAULO, C. A. **Brazilian Pre-Salt: An Impressive Journey from Plans and Challenges to Concrete Results.** OTC-25710-MS. In: Offshore Technology Conference, Houston, E.U.A, 2015.

ISSA, R. I.; **Solution of the Implicit Discretised Fluid Flow Equations by Operator-Splitting.** Journal of Computational Physics, Inglaterra, v. 62, 1986.

GAO, C.; RAJESWARAN, T.; NAKAGAWA, E. **A Literatures Review on Smart-Well Technology.** SPE 106011. In: SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, E.U.A, 2007.

GUALDRÓN, M. G.; ANAYA, A. F.; ARAUJO, Y. E.; PARRA, W.; BOLAÑOS, V.; LANDAETA, L. **Passive Inflow Control Device (ICDs) Application in Horizontal Wells Completions in Rubiales Area, Heavy Oil Reservoir.** SPE 171040. In: SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference - Latin America, Medellín, Colômbia, 2014.

HAUGEN, E.; OSTBYE, N. O.; GRONVOLD, T.; STRAITH, K.; THETING, T. G. **Lessons Learned from Further Development of the Peregrino Heavy Oil Field Offshore Brazil.** SPE 174341. In: EUROPEC, Madri, Espanha, 2015.

HALL, N. A.; **Thermodynamics of Fluid Flow.** Longmans Green, E.U.A, 1957.

HILL, A. D.; ZHU, D. **The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells.** SPE 100207. In: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Viena, Austria, 2006.

JOSHI, S. D. **Cost/Benefits of Horizontal Wells.** SPE 83621. In: SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, Long Beach, E.U.A, 2003.

JOSHI, S. D. **Horizontal Well Technology.** PennWell Books, E.U.A, 1991.

LI, C.; FAN, H.; WANG, Z.; SHEN, W.; FENG, X.; SONG, D. **Numerical Simulation of Mud Discharge after Drilling Riser Emergency Disconnection.** In: International Ocean and Polar Engineering Conference, Kona, E.U.A, 2015.

LI, Z.; DELSHAD, M.; LOTFOLLAHI, M.; KOH, H.; LUO, H.; CHANG, H. L.; ZHANG, J.; DEMPSEY, P.; CLEMENTS, C. L.; BRENNAN, B. **Polymer Flooding of a Heavy Oil Reservoir with an Active Aquifer.** SPE 169149. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, E.U.A, 2014.

LIVINGSTON, E.; LEE, D.; WERNER, M.; TEJO, B.; WIBISONO, K.; REDMAN, S.; CALLIS, D.; BOSTICK, C. **Quad-Lateral Success Story in a Heavy Oil Reservoir.** SPE 180433. In: SPE Western Regional Meeting, Anchorage, E.U.A, 2016.

LYONS, W. C. **Air and Gas Drilling Manual.** Gulf Professional Publishing, 3^a Edição, E.U.A, 2009.

NOVY, R. A. **Pressure Drops in Horizontal Wells: When Can They be Ignored?** SPE 24941. SPE Reservoir Engineering, E.U.A, v.10, 1995.

OLORO, O. J.; OKOH, E. **Computation of Dimensionless Pressure in a Vertical Well Using Gauss-Chebyshev Quadrature, Gauss-Kronrod Quadrature and Runge-Kutta Fourth Order.** SPE 178274. In: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, 2015.

OZKAN, E.; SARICA, C.; HACI, M. **Influence of Pressure Drop Along the Wellbore on Horizontal Well Productivity.** SPE 57687. In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, E.U.A, 1993.

PENMATCHA, V. R.; AZIZ, K. **A Comprehensive Reservoir/Wellbore Model for Horizontal Wells.** SPE 39521. In: SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition, Nova Delhi, India, 1998.

PENMATCHA, V. R.; ARBABI, S.; AZIZ, K. **Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length.** SPE 37494. In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, E.U.A, 1997.

PLAZA, R.; URDANETA, L.; VALERA, N.; BASSANO, F.; SMITH, B.; SHANNON, C.; IZGEC, O.; BENSON, I.; SUMAN, B.; MATHEUS, L.; MOLINA, A. **Boscan Field Highly Deviated Wells to Avoid Water Production in a Heavy-Oil Reservoir Influenced by an Active Aquifer.** SPE 169396. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, 2014.

PINHEIRO, R. S.; SANTOS, A. R.; MARQUES, M.; SCHNITZLER, E.; SIGNORINI, R. A.; TOMITA, R. A. **Well Construction Challenges in the Pre-Salt Development Projects**. OTC-25888. In: Offshore Technology Conference, Houston, E.U.A, 2015.

PRESS, W. H.; TEUKOLSKY, S. A.; VETTERLING, W. T.; FLANNERY, B. P. **Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing**. Cambridge University Press, E.U.A, 2007.

QIN, W.; LUO, P.; WOJTANOWICZ, K. **Improving Oil Recovery in Offshore Heavy Oil Underlain by Large Aquifer**. SPE 179643, In: SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, E.U.A, 2016.

RATTERMAN, E. E.; VOLL, B. A.; AUGUSTINE, J. R. **New Technology Applications to Extend Field Economic Life by Creating Uniform Flow Profiles in Horizontal Wells: Case Study and Technology Overview**. OTC 17548. In: Offshore Technology Conference, Houston, E.U.A, 2005.

SAYD, A. D.; MOÇO, A. L. B.; BRANCO, C. C. M.; KATO, E. T.; CARVALHO JR., I. P.; ROSSETO, J. A.; NETO, J. A. S.; DINIZ, J. L.; BRENNAND, M.; GUARDA, M.; FRANCO, M. P.; BRASIL, T. E. **Siri Pilot Project - First Offshore Extra Heavy and Viscous Oil (12.3 API) Ever Produced**. OTC 20134. In: Offshore Technology Conference, Houston, E.U.A, 2009.

SEFAT, M. H.; MURADOV, K. M.; DAVIES, D. R. **Optimal Field Development and Control Yields Accelerated, More Reliable, Production: A North Sea Case Study**. SPE 181110. In: SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, Aberdeen, Escócia, 2016.

SEINES, K.; LIEN, S. C.; RUSHWORTH, P. **Considering Wellbore Friction Effects in Planning Horizontal Wells**. SPE 21124. Journal of Petroleum Technology, E.U.A, v. 45, 1993.

SHOHAM, O. **Mechanistic Modelling Of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**. Society of Petroleum Engineers, 2006.

THAKUR, G. C. **Heavy Oil Reservoir Management**. SPE 39233. In: SPE Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

TREVISAN, O. V.; FRANÇA, F. A.; OKABE, C. A.; LISBOA, A. C. **Elements of a heavy oil technology development program**. *Revista Terrae*, Campinas, v. 6, 2009.

TRINDADE, W. L.; BRANCO, C. C. M. **The Offshore Heavy Oil Development Challenges in Brazil.** SPE 97381. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

WU, Zhan. **A Newton-Raphson Iterative Scheme for Integrating Multiphase Production Data into Reservoir Models.** SPE 62846. In: SPE;AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, E.U.A, 2000.

WALLIS, G. B. **One-Dimensional Two-Phase Flow.** McGraw-Hill, E.U.A, 1969.

ZAITOUN, A.; KOHLER, N. **Polymer Treatment for Water Control in High-Temperature Production Wells.** SPE 21000. In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Anaheim, E.U.A, 1991.

APÊNDICE A – RESTRIÇÕES DO MODELO CRIADO

A modelagem do problema estudado nesta dissertação, apresentado no capítulo 3, funcionou corretamente para o caso dos poços produtores mas apresentou uma série de restrições para o caso dos poços injetores. Tais restrições, que serão apresentadas neste apêndice, fizeram com que não fosse possível gerar mais resultados para a situação onde se estuda o par de poços injetor e produtor atuando simultaneamente no reservatório. Fazendo com que os resultados da seção 5.3 “Efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção de água” fossem uma das únicas situações em que os resultados criados são coerentes com o esperado.

Segundo as equações apresentadas no capítulo 3 a modelagem do poço injetor foi feita com base nas equações geradas através do balanço de momento linear e do balanço de massa de uma seção infinitesimal do poço, as figuras A.1, A.2, A.3 mostram, respectivamente, o modelo de poço criado, o balanço de momento linear e o balanço de massa gerado.

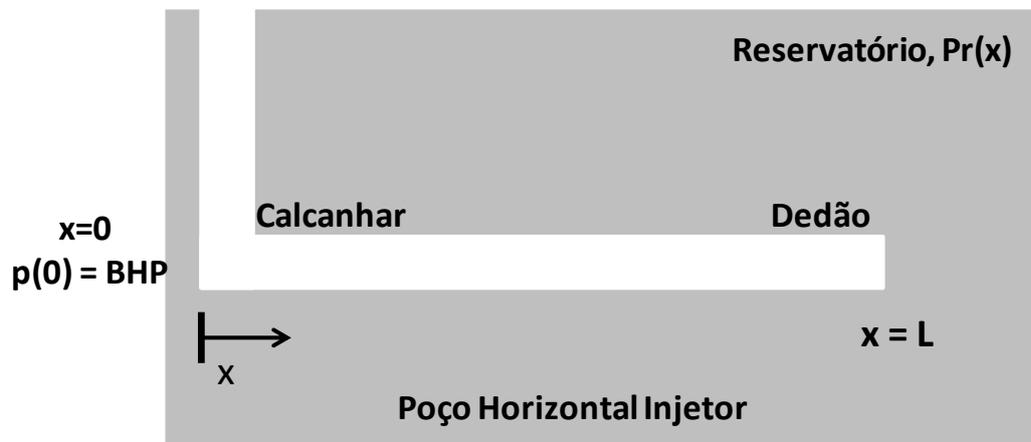


Figura A.1 – Modelo de Poço Injetor Estudado

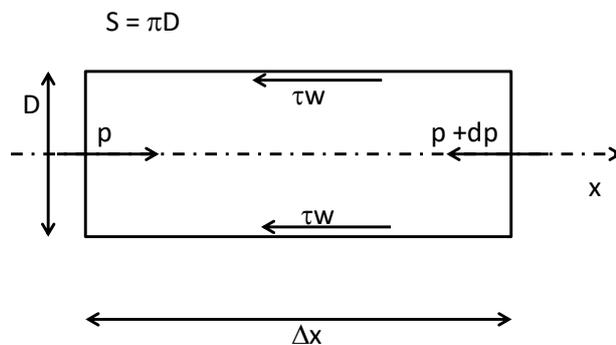


Figura A.2 – Balanço de momento linear do poço injetor

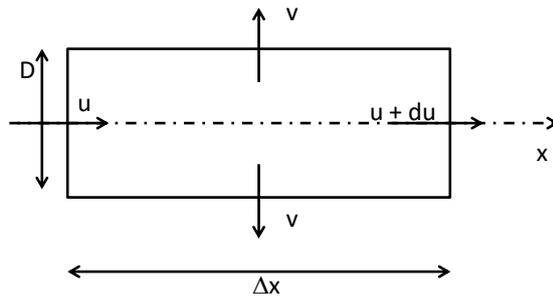


Figura A.3 – Balanço de massa do poço injetor

Os balanços descritos acima resultaram no seguinte sistema de equações diferenciais ordinárias que descrevem o escoamento neste tipo de poço:

$$\begin{cases} \frac{du}{dx} = -v \cdot \frac{4}{D} \\ \frac{dp}{dx} = -2 \cdot C_f \cdot \frac{\rho \cdot u \cdot |u|}{D} \end{cases}$$

Onde u representa a velocidade média de escoamento no interior do poço, v representa a velocidade de influxo de fluido no reservatório, p é a pressão média em uma seção do poço, C_f o fator de atrito de Fanning, ρ a massa específica do fluido e D o diâmetro do poço.

Ao realizar esta modelagem desprezou-se o termo inercial do balanço de momento linear, fazendo com que, conforme descrito na seção de premissas do capítulo 1, as perdas de carga por aceleração fossem desprezadas. Acredita-se que esta simplificação foi o principal fator para que o modelo apresentasse as falhas. A equação do balanço de momento linear incorporando o termo inercial ficaria da seguinte maneira:

$$-\frac{\pi \cdot D^2}{4} \frac{d^2 u}{dx^2} - \pi \cdot D \cdot dx \cdot \tau_w = -\dot{m}_e \cdot u_e + \dot{m}_s \cdot u_s$$

onde m representa a vazão mássica na entrada e na saída da seção e u é a velocidade média de escoamento.

Ao utilizar esta modelagem para gerar os resultados, esperava-se encontrar duas situações distintas de resultados:

- O poço injeta toda a quantidade de fluido antes de atingir seu comprimento total. Neste caso, o ponto onde a velocidade média de escoamento fosse igual a zero ($u=0$) teria a pressão igual a pressão do reservatório, seu gradiente de pressão e sua velocidade permanecessem igual a zero até o fim do seu comprimento ($dp/dx = 0$ e $u = 0$).

- O poço termina de injetar toda a quantidade de fluido quando no seu calcanhar ($x=L$), desta maneira o poço teria gradiente de pressão e velocidade igual a zero apenas neste ponto ($dp/dx = 0$ e $u = 0$ em $x=L$).

A segunda situação apresentada foi obtida em algumas poucas simulações, resultados como estes podem ser verificados na seção 5.3 “Efeitos da queda de pressão no tempo de irrupção de água”, e estão coerentes com aquilo que era esperado do modelo.

Já a primeira situação descrita nunca foi obtida, em seu lugar foram obtidas três situações distintas que serão apresentadas aqui.

A primeira situação obtida, intitulada de “Velocidade Positiva” é apresentada nas figuras A.4, A.5, A.6, A.7 e A.8. Para este caso foram tomadas como condição de contorno uma velocidade no calcanhar que corresponde a uma vazão de injeção de $18660 \text{ m}^3/\text{d}$ e uma pressão que é aproximadamente 5,5% superior a pressão do reservatório.

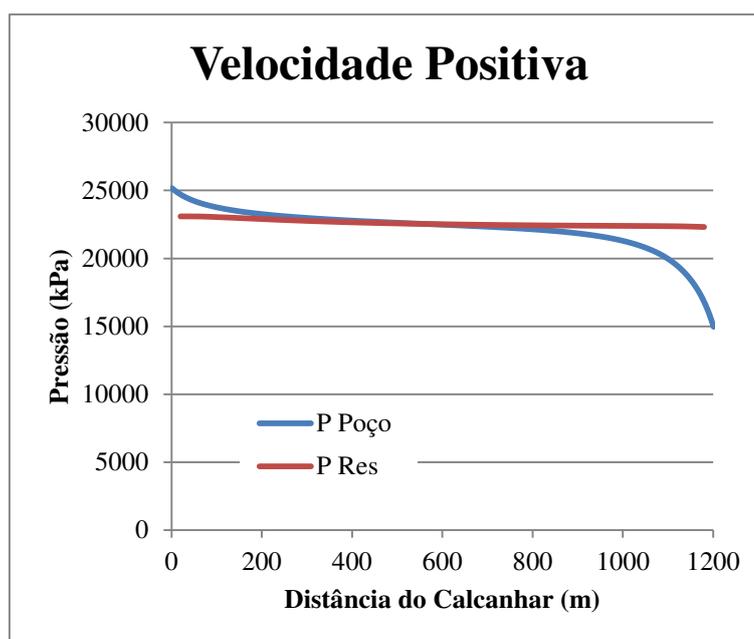


Figura A.4 – Perfil de pressão do poço e do reservatório

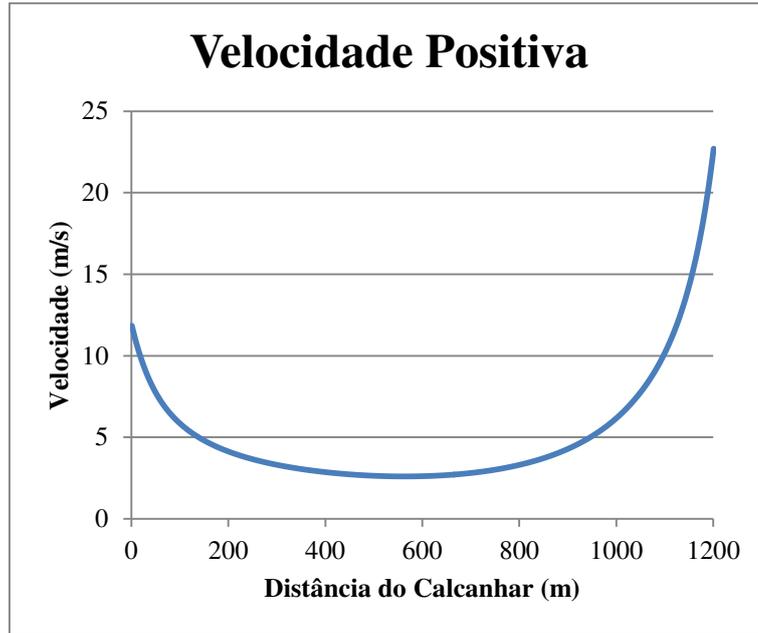


Figura A.5 – Perfil de velocidade média de escoamento do poço

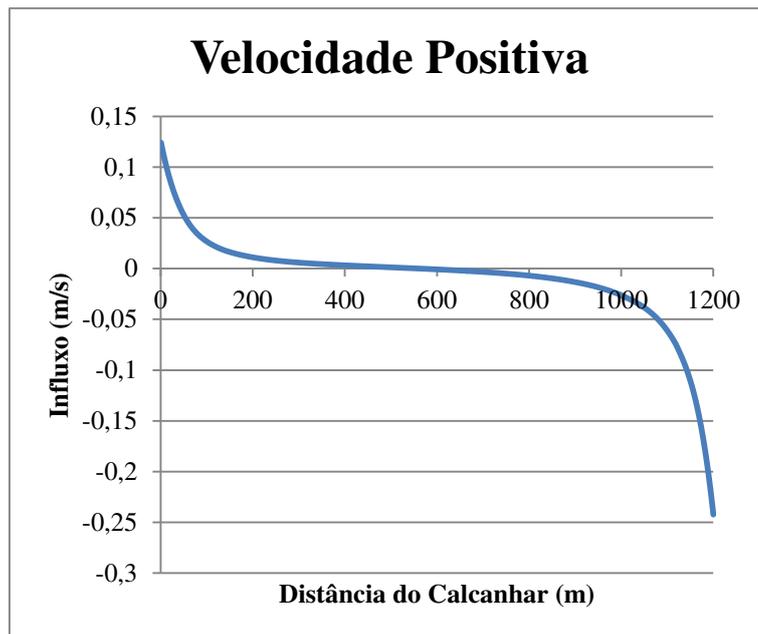


Figura A.6 – Perfil de influxo de água no reservatório

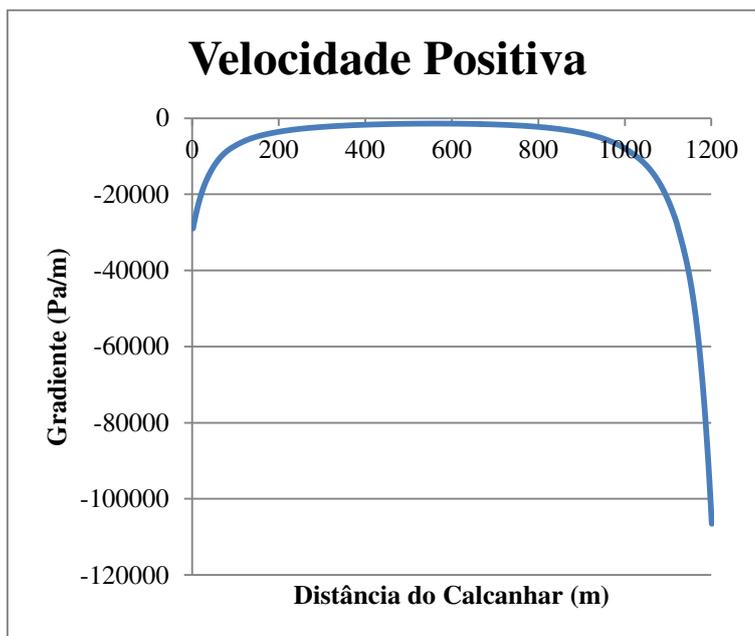


Figura A.7 – Gradiente de pressão no poço

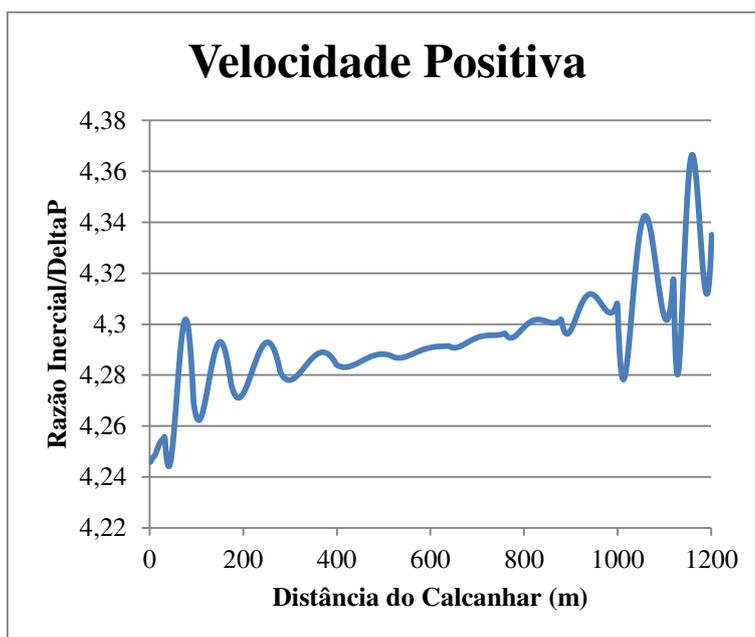


Figura A.8 – Razão entre o termo inercial desprezado e a queda de pressão

Para este caso intitulado “Velocidade Positiva”, analisando a Fig. A.4 percebe-se que a pressão média no poço vai caindo até atingir o valor da pressão do reservatório, a partir de então ela passa a cair com uma taxa de variação alta. A Fig. A.5 mostra que, no local onde a pressão do poço se iguala com a pressão do reservatório, a velocidade média de escoamento no interior do poço passa a crescer, a Fig. A.6 indica que neste mesmo ponto o influxo passa a ser negativo, indicando que neste ponto o poço deixa de injetar fluido e passa a produzir, a produção de fluido

faz com que a velocidade média no interior do poço cresça cada vez mais e vai tornando o gradiente de pressão cada vez mais negativo, conforme visto na Fig. A.7, explicando o comportamento quase exponencial de variação das curvas. O último gráfico apresentado, Fig. A.8, compara o valor da razão inercial com a queda de pressão, pode-se perceber que, apesar de haver uma variação nesta razão, o valor se mantém sempre entre 4,2 e 4,4, indicando que, neste caso, o termo inercial não é fundamental na modelagem.

Esta é uma situação artificial criada pelo programa para satisfazer as condições geradas pelo balanço de massa e de momento linear. Apesar de respeitadas as condições impostas pelos balanços, esta solução existe no campo matemático, mas não no campo físico, de modo que não pode ser observada na realidade.

O segundo caso obtido intitulado de “Velocidade Negativa” é apresentado nas figuras A.9, A.10, A.11, A.12 e A.13. Para este caso foram adotados como condição de contorno uma velocidade no calcanhar correspondentes a vazão de injeção de $18660 \text{ m}^3/\text{d}$ e a mesma pressão do caso anterior, 5,5% superior a pressão do reservatório.

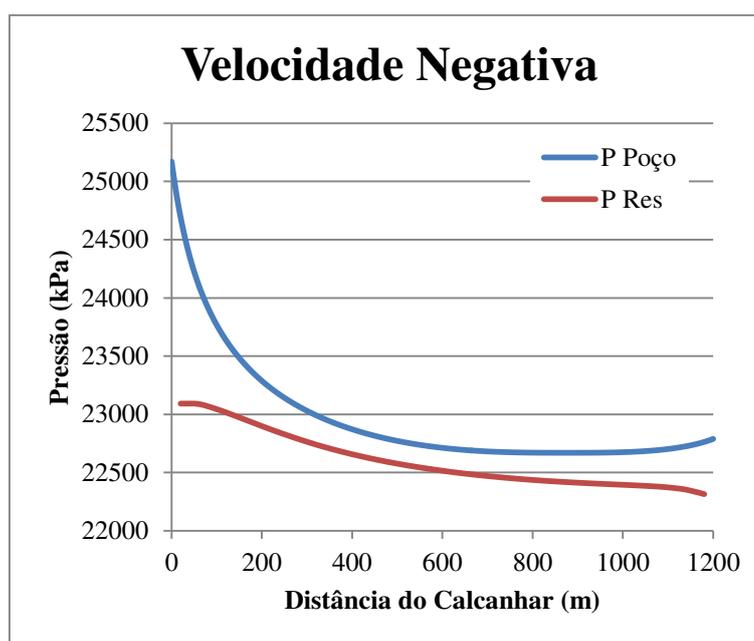


Figura A.9 – Perfil de pressão do poço e do reservatório

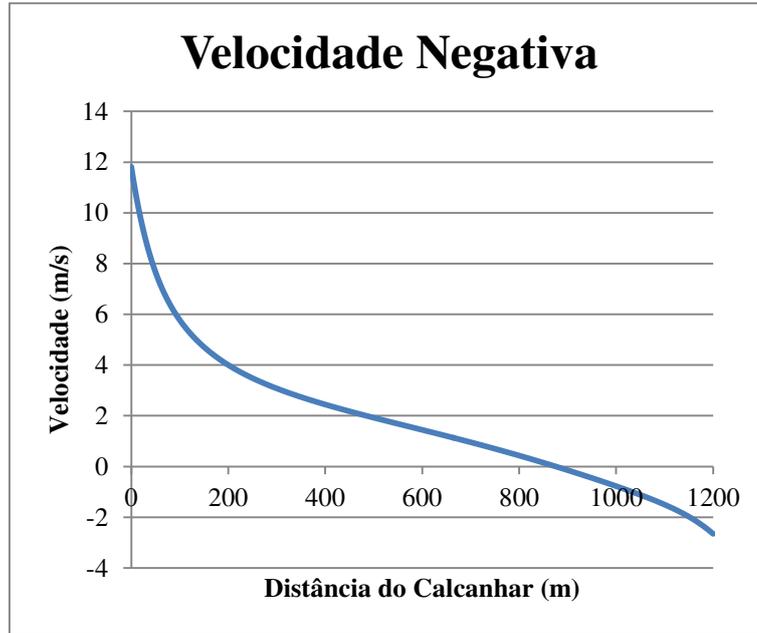


Figura A.10 – Perfil de velocidade média no interior do poço

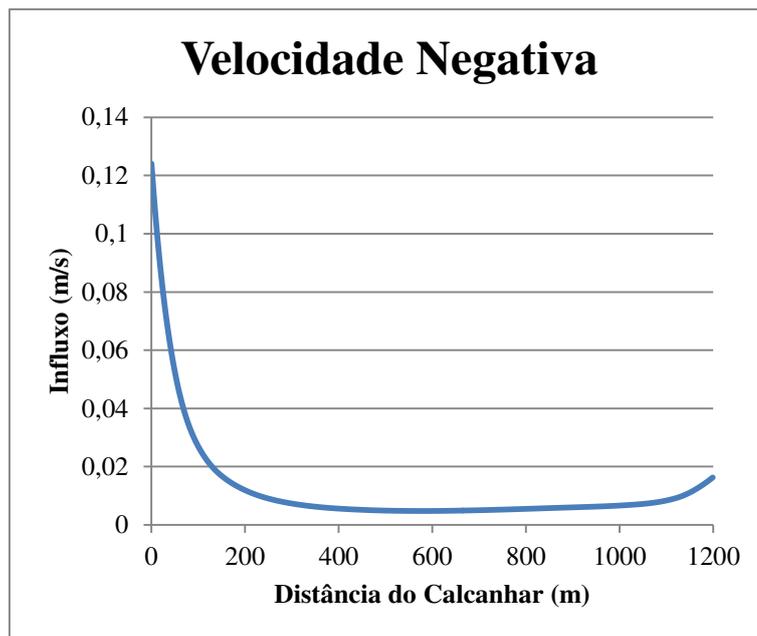


Figura A.11 – Perfil de influxo de fluido no reservatório

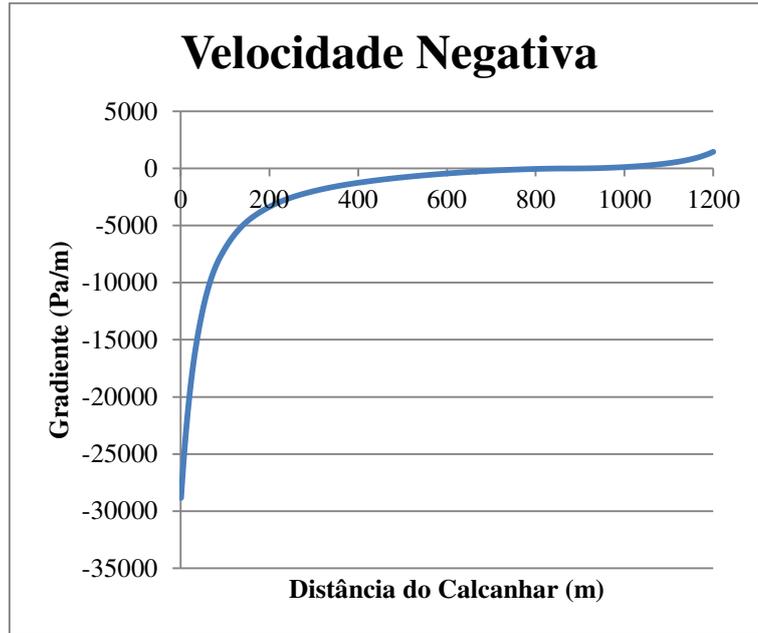


Figura A.12 – Gradiente de pressão no interior do poço

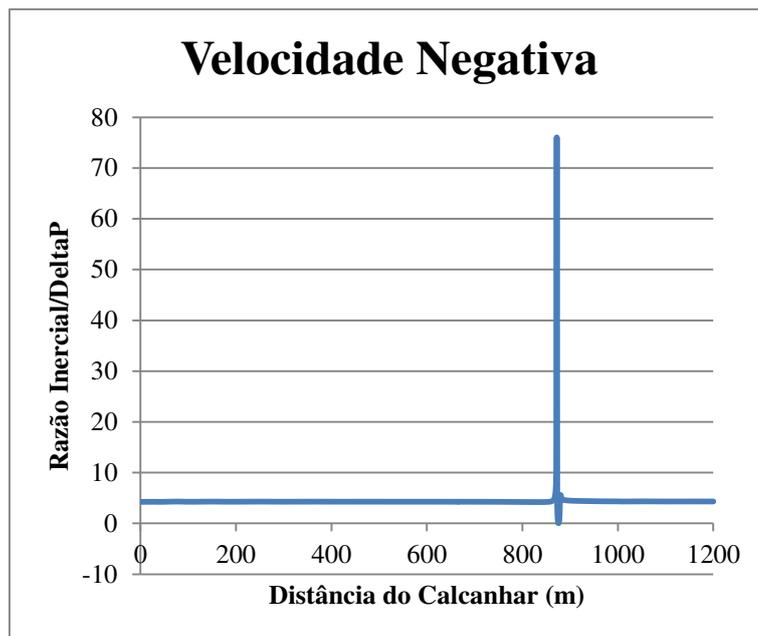


Figura A.13 – Razão entre o termo inercial e a queda de pressão

Para este segundo caso, intitulado “Velocidade Negativa”, a Fig. A.9 indica que a pressão no interior do poço se mantém sempre superior do reservatório, mas conforme pode ser visto na Fig. A.12 o gradiente de pressão deixa de ser negativo e passa a ser positivo em um ponto próximo a 900m. Ao se analisar a Fig. A.10 percebe-se que a partir de um ponto, próximo a 900m, a velocidade média do escoamento torna-se zero e passa a ser negativa, indicando uma inversão no sentido de escoamento, ou seja, passa a existir um escoamento no sentido do dedão

para o calcanhar (sentido negativo do eixo x), desta forma a velocidade de influxo de fluido no reservatório volta a crescer e o gradiente de pressão passa a ser positivo. Por fim, ao analisar a Fig. A.13 nota-se que no instante em que a velocidade média de escoamento no interior do poço chega próxima de zero o valor da razão entre o termo inercial e a queda de pressão aumenta muito, subindo de um valor próximo a 4 para algo em torno de 76.

O comportamento da Fig. A.13 indica a falha existente na modelagem, o termo inercial realmente pode ser desprezado quando se tem altos valores de velocidade pois, nestas situações, a queda de pressão relacionada a este termo é pequena quando comparada com a queda de pressão gerada por fricção, mas quando a velocidade média do escoamento se aproxima de zero a queda de pressão inercial corresponde a maior parte queda de pressão total. A simplificação adotada, desprezar o termo inercial, fez com que o programa criasse uma velocidade negativa para poder satisfazer as equações de balanço de massa e balanço de momento linear, a criação desta velocidade negativa faz com que seja necessária uma velocidade ainda maior para satisfazer às equações de balanço do bloco subsequente e, desta maneira, a partir do ponto de velocidade média igual a zero, a velocidade passa a crescer rapidamente.

No terceiro caso observado o programa encontra soluções matemáticas utilizando números imaginários para satisfazer as equações de balanço de massa e de momento linear. Assim como nos casos anteriores, esta é uma solução existente apenas no campo matemático, não sendo aceita no campo físico e, portanto, não observada na realidade.

A Fig. A.14 ilustra os resultados obtidos pelo programa.

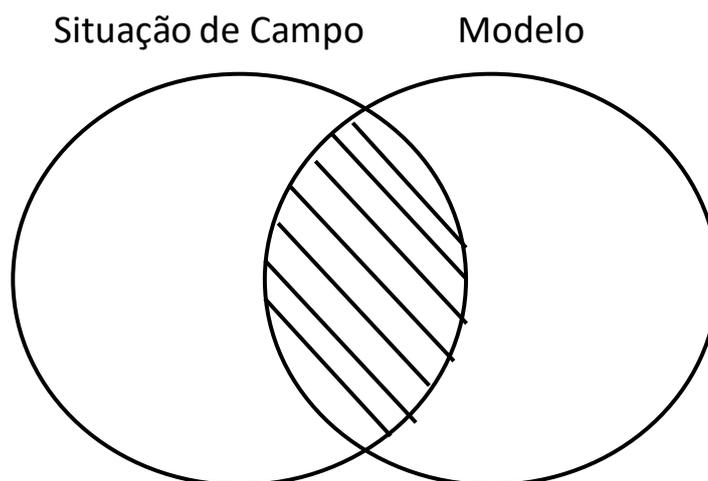


Figura A.14 – Razão entre o termo inercial e a queda de pressão

O círculo a direita representa todas as situações dos poços injetores observadas em campo, já o círculo a esquerda ilustra as soluções encontradas pelo modelo criado. Como pode

ser notado, existe uma intersecção entre os círculos que mostra que existem situações que ocorrem no campo e que são previstas pelo modelo criado, mas também existem situações que ocorrem no campo e que não são previstas pelo modelo e, além disto, existem situações previstas pelo modelo que não existem no campo.

Apesar de estar constatada que a negligência do termo inercial é responsável pelos erros de previsibilidade do modelo, a incorporação deste termo ao modelo não é tarefa simples. Ao adicionar este termo ao balanço de momento linear, a equação diferencial passa a ser não linear, portanto não seria possível resolver o problema utilizando o mesmo Runge Kutta de 4a ordem, sendo necessário um método numérico mais robusto para a sua solução.

APÊNDICE B - NÚMERO DE REYNOLDS DAS SIMULAÇÕES

Este apêndice apresenta os valores do número adimensional de Reynolds calculado para cada uma das simulações realizadas ao longo da dissertação. Assim como nos resultados, os números adimensionais de Reynolds serão apresentados em duas tabelas distintas, a primeira tabela contém os valores para a primeira parte dos resultados intitulada "Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Horizontais Produtores" e a segunda parte apresenta os valores para a seção de resultados intitulada "Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção de Água".

Além disto, cada uma das simulações realizadas foi numerada, as tabelas B.1 e B.4 indicam o número correspondente a cada uma das simulações.

Tabela B.1: Simulações realizadas na primeira parte de resultados

Efeitos da Queda de Pressão no Perfil de Influxo de Poços Produtores						
Efeitos da Vazão na Produção						
Nº Simulação	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro (pol)	Vazão de Produção (m3/d)	Permeabilidade	Tipo de Óleo
1	1200	30	6	1000	1x	Leve
2	1200	30	6	5000	1x	Leve
Efeitos do Diâmetro na Produção						
	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro (pol)	Vazão de Produção (m3/d)	Permeabilidade	Tipo de Óleo
3	1200	30	5	2500	1x	Leve
4	1200	30	6	2500	1x	Leve
5	1200	30	8	2500	1x	Leve
Efeitos da Permeabilidade na Produção						
	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro (pol)	Vazão de Produção (m3/d)	Permeabilidade	Tipo de Óleo
6	1200	30	6	2500	0,5x	Leve
7	1200	30	6	2500	0,7x	Leve
8	1200	30	6	2500	1x	Leve
9	1200	30	6	2500	1,5x	Leve
Efeitos da Vazão na Produção						
Nº Simulação	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro (pol)	Vazão de Produção (m3/d)	Permeabilidade	Tipo de Óleo
10	1200	30	6	1000	1x	Pesado
11	1200	30	6	5000	1x	Pesado
Efeitos do Diâmetro na Produção						
	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro (pol)	Vazão de Produção (m3/d)	Permeabilidade	Tipo de Óleo
12	1200	30	5	2500	1x	Pesado
13	1200	30	6	2500	1x	Pesado
14	1200	30	8	2500	1x	Pesado
Efeitos da Permeabilidade na Produção						
	Comprimento (m)	Nº Blocos	Diâmetro (pol)	Vazão de Produção (m3/d)	Permeabilidade	Tipo de Óleo
15	1200	30	6	2500	0,5x	Pesado
16	1200	30	6	2500	0,7x	Pesado
17	1200	30	6	2500	1x	Pesado
18	1200	30	6	2500	1,5x	Pesado

Tabela B.2: Valores de Reynolds para as simulações da primeira parte dos resultados

	B01	B02	B03	B04	B05	B06	B07	B08	B09	B10	B11	B12	B13	B14	B15
SIMULAÇÃO	Reynolds														
1	6601,17	6325,03	6073,82	5833,46	5599,95	5371,51	5147,07	4925,93	4707,54	4491,45	4277,35	4064,90	3853,84	3643,93	3434,96
2	38111,14	36073,40	34279,57	32615,23	31044,44	29548,76	28116,03	26737,19	25404,98	24113,33	22857,03	21631,54	20432,78	19257,08	18101,13
3	21373,65	20169,06	19116,32	18145,93	17235,69	16374,00	15553,08	14767,10	14011,37	13281,97	12575,52	11889,07	11220,01	10565,95	9924,78
4	18403,50	17548,84	16782,37	16058,62	15364,18	14692,58	14039,80	13402,92	12779,70	12168,28	11567,07	10974,69	10389,92	9811,62	9238,79
5	14012,83	13441,00	12919,04	12418,06	11930,02	11451,33	10979,91	10514,35	10053,63	9596,94	9143,62	8693,08	8244,85	7798,47	7353,52
6	19986,69	19129,79	18352,70	17611,44	16893,47	16192,99	15506,55	14831,74	14166,74	13510,10	12860,59	12217,17	11578,88	10944,90	10314,46
7	19361,65	18503,13	17728,27	16992,30	16282,28	15592,12	14918,09	14257,58	13608,57	12969,45	12338,82	11715,48	11098,37	10486,54	9879,10
8	18403,50	17548,84	16782,37	16058,62	15364,18	14692,58	14039,80	13402,92	12779,70	12168,28	11567,07	10974,69	10389,92	9811,62	9238,79
9	16813,14	15978,04	15235,83	14540,84	13879,24	13244,13	12631,10	12036,92	11459,04	10895,30	10343,86	9803,12	9271,64	8748,09	8231,31
10	466,11	446,16	427,99	410,60	393,71	377,20	360,99	345,04	329,31	313,77	298,41	283,21	268,14	253,19	238,35
11	2811,56	2698,93	2592,78	2486,15	2380,36	2280,77	2185,53	2093,73	2004,79	1918,30	1833,95	1751,54	1670,45	1590,02	1510,23
12	1474,58	1404,28	1340,97	1281,02	1223,40	1167,62	1113,39	1060,53	1008,87	958,29	908,69	859,97	812,06	764,88	718,37
13	1234,10	1180,73	1132,20	1085,81	1040,82	996,87	953,78	911,42	869,68	828,49	787,79	747,52	707,64	668,10	628,85
14	927,39	890,00	855,76	822,81	790,63	759,00	727,79	696,92	666,33	635,97	605,82	575,83	545,99	516,26	486,63
15	1278,70	1226,23	1178,24	1132,12	1087,16	1043,03	999,56	956,63	914,15	872,06	830,30	788,83	747,60	706,59	665,76
16	1262,89	1209,94	1161,64	1115,32	1070,26	1026,12	982,73	939,95	897,69	855,89	814,48	773,42	732,67	692,18	651,92
17	1234,10	1180,73	1132,20	1085,81	1040,82	996,87	953,78	911,42	869,68	828,49	787,79	747,52	707,64	668,10	628,85
18	1186,95	1133,00	1084,19	1037,77	992,95	949,38	906,85	865,21	824,36	784,21	744,69	705,73	667,28	629,28	591,70

Tabela B.3: Continuação da Tabela B.2

	B16	B17	B18	B19	B20	B21	B22	B23	B24	B25	B26	B27	B28	B29	B30
SIMULAÇÃO	Reynolds														
1	3226,69	3018,96	2811,55	2604,27	2396,94	2189,35	1981,29	1772,54	1562,78	1351,65	1138,75	923,57	705,27	482,36	251,44
2	16961,87	15836,47	14722,30	13616,90	12517,90	11423,05	10330,10	9236,86	8141,04	7040,17	5931,43	4811,33	3674,97	2514,20	1310,94
3	9294,55	8673,45	8059,81	7452,08	6848,77	6248,47	5649,83	5051,47	4452,05	3850,08	3243,93	2631,60	2010,36	1375,65	717,43
4	8670,47	8105,78	7543,88	6983,93	6425,16	5866,78	5307,96	4747,90	4185,67	3620,24	3050,36	2474,40	1890,01	1293,00	674,16
5	6909,61	6466,39	6023,47	5580,50	5137,11	4692,89	4247,44	3800,26	3350,80	2898,39	2442,17	1980,96	1512,94	1034,89	539,51
6	9686,82	9061,29	8437,23	7813,97	7190,88	6567,29	5942,50	5315,76	4686,22	4052,87	3414,45	2769,25	2114,72	1446,34	753,87
7	9275,23	8674,14	8075,10	7477,38	6880,28	6283,06	5685,00	5085,29	4483,05	3877,26	3266,67	2649,59	2023,55	1384,15	721,56
8	8670,47	8105,78	7543,88	6983,93	6425,16	5866,78	5307,96	4747,90	4185,67	3620,24	3050,36	2474,40	1890,01	1293,00	674,16
9	7720,19	7213,67	6710,80	6210,67	5712,36	5215,04	4717,82	4219,84	3720,17	3217,80	2711,53	2199,85	1680,57	1149,89	599,64
10	223,60	208,93	194,33	179,78	165,27	150,78	136,30	121,81	107,29	92,72	78,06	63,27	48,29	33,01	17,20
11	1431,04	1352,40	1274,23	1196,48	1119,07	1041,95	965,05	888,28	811,57	734,83	657,94	580,79	503,21	424,98	345,79
12	672,44	627,05	582,12	537,59	493,41	449,50	405,80	362,24	318,73	275,19	231,50	187,53	143,06	97,78	50,95
13	589,87	551,11	512,54	474,12	435,81	397,57	359,36	321,13	282,83	244,38	205,72	166,73	127,24	86,98	45,32
14	457,07	427,57	398,10	368,65	339,19	309,70	280,15	250,52	220,77	190,86	160,73	130,31	99,47	68,00	35,43
15	625,07	584,50	544,02	503,60	463,21	422,80	382,36	341,83	301,16	260,29	219,15	177,63	135,56	92,65	48,26
16	611,85	571,95	532,17	492,49	452,88	413,28	373,68	334,01	294,23	254,28	214,08	173,51	132,42	90,52	47,15
17	589,87	551,11	512,54	474,12	435,81	397,57	359,36	321,13	282,83	244,38	205,72	166,73	127,24	86,98	45,32
18	554,48	517,58	480,96	444,57	408,36	372,31	336,34	300,42	264,49	228,46	192,27	155,80	118,89	81,28	42,35

Tabela B.4: Simulações realizadas na segunda parte de resultados

Efeitos da Queda de Pressão no Tempo de Irrupção de Água						
Calcanhares Alinhados						
Nº Simulação	Tipo de Poço	Ano da Análise	Nº de Blocos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Fluido
1	Injetor	4	30	1200	6	Água
2	Injetor	6	30	1200	6	Água
3	Injetor	8	30	1200	6	Água
4	Produtor	4	30	1200	6	Óleo Leve
5	Produtor	6	30	1200	6	Óleo Leve
6	Produtor	8	30	1200	6	Óleo Leve
Calcanhares Invertidos						
Nº Simulação	Tipo de Poço	Ano da Análise	Nº de Blocos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Fluido
7	Injetor	4	30	1200	6	Água
8	Injetor	6	30	1200	6	Água
9	Injetor	8	30	1200	6	Água
10	Produtor	4	30	1200	6	Óleo Leve
11	Produtor	6	30	1200	6	Óleo Leve
12	Produtor	8	30	1200	6	Óleo Leve
Conduto Infinito						
Nº Simulação	Tipo de Poço	Ano da Análise	Nº de Blocos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Fluido
13	Injetor	4	30	1200	6	Água
14	Injetor	6	30	1200	6	Água
15	Injetor	8	30	1200	6	Água
16	Produtor	4	30	1200	6	Óleo Leve
17	Produtor	6	30	1200	6	Óleo Leve
18	Produtor	8	30	1200	6	Óleo Leve

Tabela B.5: Valores de Reynolds para as simulações da segunda parte dos resultados

	B01	B02	B03	B04	B05	B06	B07	B08	B09	B10	B11	B12	B13	B14	B15
SIMULAÇÃO	Reynolds														
1	545804,28	487901,88	446568,53	413587,00	385890,08	361752,21	340178,43	320586,67	302472,05	285521,18	269507,69	254291,66	239714,66	225655,70	212045,99
2	577383,13	509050,90	460466,10	422284,40	390818,39	364004,79	340571,57	319699,80	300763,37	283328,73	267074,87	251769,00	237224,30	223295,00	209868,35
3	560911,96	490390,20	440086,07	400687,98	368399,46	341143,14	317566,82	296781,29	278123,63	261110,26	245387,41	230705,31	216859,01	203688,36	191066,05
4	41121,74	38973,23	37071,22	35297,10	33614,41	32004,92	30456,92	28961,83	27512,90	26104,52	24731,92	23390,89	22077,69	20788,95	19521,56
5	41133,35	38977,54	37069,75	35290,91	33604,30	31991,51	30440,70	28943,21	27492,28	26082,31	24708,50	23366,68	22053,09	20764,33	19497,31
6	41216,34	39044,68	37136,96	35398,55	33759,08	32182,08	30641,60	29148,26	27696,58	26282,79	24903,50	23555,20	22234,47	20938,15	19663,30
7	548875,28	491054,93	449848,90	417019,51	389500,02	365577,98	344180,45	324754,74	306795,13	289984,23	274089,04	258966,23	244456,58	230436,11	216834,01
8	579615,25	511476,16	463115,65	425179,49	393978,85	367447,07	344280,65	323662,59	304964,30	287747,08	271684,79	256539,39	242121,80	228284,03	214911,53
9	562096,55	491742,35	441661,89	402530,10	370537,67	343596,47	320339,67	299861,76	281500,16	264765,40	249298,03	234844,39	221195,40	208185,50	195687,22
10	41119,68	39015,95	37155,29	35420,81	33776,17	32202,91	30689,00	29225,55	27805,47	26422,87	25072,72	23750,58	22452,55	21175,09	19915,01
11	41137,11	39035,21	37176,52	35444,20	33801,88	32231,11	30719,79	29259,00	27841,58	26461,60	25113,97	23794,22	22498,38	21222,85	19964,39
12	41316,04	39201,60	37332,43	35590,99	33940,67	32362,78	30845,07	29378,41	27955,52	26570,32	25217,64	23892,92	22592,13	21311,65	20048,19
13	548026,68	521242,24	499261,51	479397,00	460703,63	442750,14	425236,11	408012,34	390990,35	374104,04	357312,59	340587,67	323909,01	307261,39	290632,87
14	535526,91	509650,60	488113,99	468551,60	450136,22	432460,71	415264,62	398391,08	381744,27	365254,95	348876,70	332576,88	316332,29	300124,28	283938,62
15	531554,30	506294,00	485085,69	465715,90	447425,31	429837,08	412713,95	395905,71	379320,50	362893,01	346576,91	330339,60	314157,37	298012,02	281889,28
16	43067,97	41419,85	39899,33	38425,72	36977,29	35544,88	34123,56	32710,31	31303,10	29900,49	28501,41	27105,01	25710,61	24317,64	22925,59
17	43127,06	41471,44	39945,00	38466,58	37014,30	35578,88	34155,28	32740,38	31332,06	29928,78	28529,39	27132,98	25738,79	24346,19	22954,61
18	43087,13	41424,01	39892,14	38410,06	36955,80	35519,95	34097,26	32684,39	31279,00	29879,37	28484,17	27092,35	25703,05	24315,54	22929,27

Tabela B.6: Continuação da Tabela B.5

	B16	B17	B18	B19	B20	B21	B22	B23	B24	B25	B26	B27	B28	B29	B30
SIMULAÇÃO	Reynolds	Reynolds	Reynolds	Reynolds	Reynolds										
1	198801,39	185867,07	173171,85	160668,33	148309,66	136054,15	123857,96	111676,26	99458,41	87144,64	74684,47	61942,76	48710,87	34690,20	19146,44
2	196849,77	184161,16	171729,02	159495,24	147406,58	135412,33	123463,26	111506,62	99484,73	87327,58	74956,51	62234,21	48954,44	34804,54	19115,53
3	178893,05	167085,80	155570,89	144284,76	133170,91	122178,89	111259,52	100361,31	89429,47	78398,22	67190,45	55684,97	43702,36	30969,30	16922,77
4	18272,72	17039,77	15820,27	14611,92	13412,52	12219,98	11032,25	9847,30	8663,02	7477,11	6286,93	5089,11	3878,82	2647,83	1377,51
5	18249,17	17017,24	15799,04	14592,22	13394,54	12203,88	11018,12	9835,17	8652,90	7468,94	6280,59	5084,48	3875,71	2646,00	1376,72
6	18407,16	17167,12	15940,71	14725,57	13519,43	12320,11	11125,46	9933,34	8741,50	7547,52	6348,57	5141,14	3920,21	2677,32	1393,51
7	203564,04	190556,03	177767,19	165132,87	152606,14	140143,37	127701,89	115238,58	102706,83	90049,50	77191,98	64020,33	50353,38	35861,56	19787,91
8	201906,55	189182,73	176678,15	164327,15	152076,14	139875,16	127674,11	115421,69	103061,63	90524,96	77724,15	64533,66	50762,56	36081,02	19809,10
9	183597,00	171825,57	160305,28	148966,58	137751,85	126608,15	115485,40	104331,42	93091,96	81701,73	70077,65	58104,56	45614,73	32322,79	17655,94
10	18669,36	17435,48	16210,87	14993,26	13780,47	12570,49	11361,41	10151,37	8938,46	7720,68	6495,71	5260,55	4010,72	2738,28	1424,56
11	18720,02	17487,01	16262,83	15045,14	13831,76	12620,62	11409,79	10197,37	8981,44	7759,99	6530,66	5290,40	4034,69	2755,47	1433,90
12	18798,76	17560,63	16331,32	15108,51	13890,08	12674,09	11458,71	10242,16	9022,61	7798,24	6566,79	5324,74	4066,33	2781,52	1449,69
13	274013,42	257393,98	240765,45	224117,83	207439,16	190714,23	173922,78	157036,46	140014,46	122790,68	105276,64	87323,13	68629,75	48765,22	26784,48
14	267763,57	251588,52	235402,86	219194,84	202950,24	186650,42	170272,16	153782,83	137136,00	120262,45	103066,34	85390,81	66975,41	47412,99	25876,35
15	265777,28	249665,27	233542,52	217397,17	201214,94	184977,62	168661,51	152234,01	135648,78	118840,52	101717,38	84129,13	65838,51	46468,69	25260,34
16	21533,98	20142,38	18750,33	17357,36	15962,96	14566,56	13167,48	11764,87	10357,66	8944,41	7523,09	6090,68	4642,25	3168,64	1648,13
17	21563,53	20172,45	18780,87	17388,27	15994,08	14597,66	13198,28	11795,00	10386,68	8971,78	7548,18	6112,76	4660,48	3182,06	1655,62
18	21543,56	20157,85	18771,58	17384,08	15994,78	14602,96	13207,75	11808,12	10402,73	8989,86	7567,17	6131,32	4677,07	3194,99	1663,12

ANEXO A - RUNGE KUTTA 4a ORDEM

O sistema de equações diferenciais gerado na modelagem do escoamento de fluidos no interior do poço horizontal é resolvido numericamente. O método de resolução numérica utilizado é o Runge-Kutta de quarta ordem. Este método foi criado para se resolver problemas de valor inicial, com base no material de Press *et al.* (2007) o método será brevemente apresentado.

Considere o seguinte problema de valor inicial:

$$y' = f(t, y)$$

$$y(t_0) = y_0$$

onde y é uma função qualquer, dependente do tempo (t), que será aproximada utilizando o método. O problema informa que a taxa de variação da função y (y') depende do tempo (t) e do próprio valor de y . No momento inicial t_0 o valor correspondente de y é y_0 . A função f , assim como os valores de t_0 e y_0 são conhecidos.

Escolhendo um passo $h > 0$ tem-se:

$$y_{n+1} = y_n + \frac{h}{6}(K_1 + 2 \cdot K_2 + 2 \cdot K_3 + K_4)$$

$$t_{n+1} = t_n + h$$

onde os termos da equação são:

$$K_1 = f(t_n, y_n)$$

$$K_2 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{h}{2} \cdot K_1\right)$$

$$K_3 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{h}{2} \cdot K_2\right)$$

$$K_4 = f(t_n + h, y_n + h \cdot K_3)$$

Portanto, o termo y_{n+1} representa a aproximação do valor de $y(t_{n+1})$. O método Runge-Kutta de quarta ordem é conhecido como um método de marcha pois, através de um valor de contorno inicial, ele calcula o valor dos próximos passos de maneira progressiva.

Este método é amplamente difundido no meio acadêmico e já foi utilizado em diversos trabalhos como Oloro *et al.* (2015) e Li *et al.* (2015).