

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

CLARICE DE AMORIM

# ANÁLISE DA CHEGADA DE ÁGUA EM POÇOS HORIZONTAIS DEVIDO À INCLUSÃO DA PERDA DE CARGA NO POÇO

CAMPINAS 2018

### CLARICE DE AMORIM

## ANÁLISE DA CHEGADA DE ÁGUA EM POÇOS HORIZONTAIS DEVIDO À INCLUSÃO DA PERDA DE CARGA NO POÇO

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 Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Explotação.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pela aluna Clarice de Amorim e orientada pelo Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro.

Assinatura do Orientador

CAMPINAS 2018 Ficha catalográfica Universidade Estadual de Campinas Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

Amorim, Clarice de, 1982-Am68a Análise da chegada de água em poços horizontais devido à inclusão da perda de carga no poço / Clarice de Amorim. – Campinas, SP : [s.n.], 2018.

> Orientador: Marcelo Souza de Castro. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Engenharia de petróleo. 2. Poços de petróleo. 3. Reservatórios. I. Castro, Marcelo Souza de, 1986-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

#### Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Analysis of the effects of wellbore hydraulics on water breakthrough in horizontal wells Palavras-chave em inglês: Oil engineering Oil wells Reservoirs Área de concentração: Explotação Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo Banca examinadora: Marcelo Souza de Castro [Orientador] Carlos Eduardo Keutenedjian Mady Francisco Júlio do Nascimento Data de defesa: 20-12-2018 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 DA CHEGADA DE ÁGUA EM POÇOS HORIZONTAIS DEVIDO À INCLUSÃO DA PERDA DE CARGA NO POÇO

Autor: Clarice de Amorim Orientador: Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro, Presidente Departamento de Energia / Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP

Prof. Dr. Carlos Eduardo Keutenedjian Mady Departamento de Energia / Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP

Dr. Francisco Júlio do Nascimento Departamento de Engenharia Mecânica / Escola de Engenharia de São Carlos / USP

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

Campinas, 20 de Dezembro de 2018.

#### AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida.

Aos meus pais, Paulo e Isabel, e ao meu irmão, Ricardo, pelo carinho, dedicação e apoio ao longo da vida.

Ao meu orientador e professor, Marcelo Souza de Castro, pela atenção, paciência e disposição ao longo de todo o meu mestrado.

A um amigo especial, Juan Carlos, por sempre acreditar em mim.

Aos meus amigos do DEP por todo o carinho, pelo apoio incondicional e pelos bons momentos que compartilhamos juntos.

Aos meus amigos, que mesmo distantes, sempre se fizeram presentes.

À Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM), ao Departamento de Petróleo (DEP) e à UNICAMP pela utilização das instalações e pelo apoio ao desenvolvimento do trabalho.

A todos os colegas, professores e funcionários do DEP que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

E por fim, à CAPES pelo apoio financeiro.

#### RESUMO

Com o advento da tecnologia de poços horizontais na década de 1980, a análise do acoplamento reservatório-poço e, consequentemente, o escoamento do reservatório para o interior do poço vem despertando grande interesse na indústria de produção de petróleo. Apesar dos trabalhos iniciais utilizarem o modelo de condutividade infinita, no qual a queda de pressão no poço não é considerada, há uma quantidade cada vez maior de estudos que calculam os efeitos da perda de carga em poços horizontais e inclinados. Nos casos em que a queda de pressão no poço é considerada, o efeito da componente aceleracional, que decorre da mudança de velocidade do escoamento devido ao incremento de massa no poço, tem sido ignorado, assim como o efeito direcional do influxo, que tem a capacidade de acelerar ou frear o escoamento, dependendo do seu ângulo de incidência na parede do poço. Assim como as componentes friccional e gravitacional do gradiente de pressão, a componente aceleracional também deve ser incluída no cálculo da queda de pressão no poço. O objetivo deste trabalho é analisar o efeito da perda de carga em poços horizontais e inclinados e o seu impacto no tempo de irrupção da água. Para isso, foi desenvolvido um modelo de poço monofásico que incorpora as três componentes do gradiente de pressão: aceleracional, friccional e gravitacional. O algoritmo pode ser incorporado a outros simuladores de reservatório ou aplicado a modelos analíticos. O algoritmo foi desenvolvido em MATLAB® e acoplado explicitamente ao simulador de reservatório STARS® (Computer Modelling Group). O modelo foi usado para analisar o efeito da vazão de produção, da viscosidade do fluido e da permeabilidade do reservatório na queda de pressão no poço. O impacto de diferentes valores de densidade de canhoneio e inclinação do poço também foi analisado e discutido. Os resultados mostraram que a queda de pressão em reservatórios de alta permeabilidade e em poços de alta vazão é significativa e não deve ser ignorada. A componente aceleracional depende da geometria do duto, das propriedades do fluido e das condições de produção e é mais crítica em completações canhoneadas. No entanto, a sua contribuição nos casos analisados neste trabalho não foi significativa. Ademais, foi demonstrado que a produção de um poço horizontal não é proporcional ao seu comprimento, como é assumido em modelos de condutividade infinita. A vazão de produção depende da queda de pressão no poço.

Palavras-Chave: Poço Horizontal; Reservatório; Queda de Pressão; Acoplamento Poço-Reservatório; Influxo Radial.

#### ABSTRACT

Since the horizontal-well technology was introduced in the 1980s, the analysis of the reservoirwell coupling and, consequently, the flow from the reservoir to the well had a great increase of interest of the oil production industry. Despite most of the initial work assuming an infiniteconductivity model, there has been an increasing number of studies on the effects of pressure drop on horizontal and slanted wells. However, in cases in which the pressure drop is considered, the accelerational effect due to reservoir mass influx along the wellbore as well as the effect of the inflow direction on the main flow have been ignored. Therefore, the accelerational effect on the wellbore pressure gradients must not be neglected and should be included in reservoir simulators to offer a proper description of horizontal well flow and oil production. The aim of this study is to investigate the effect of wellbore pressure drop on horizontal and slanted perforated wells and its influence on water breakthrough. Hence, a single-phase wellbore-flow model through a perforated pipe was developed and coupled to a reservoir simulation model to achieve more accurate predictions of pressure drop and inflow distribution along the wellbore. The model incorporates accelerational, frictional and gravitational pressure drops and can be coupled with reservoirs simulators or applied to analytical models. In this work, the code was written in MATLAB® and coupled explicitly to the reservoir simulation software STARS® (Computer Modelling Group). The model was used to investigate the effect of production rate, fluid viscosity and reservoir permeability on the pressure drop along the well. Different perforation densities and well inclinations were also simulated and their effects on pressure drop were discussed. The results show that the pressure drop due to high production rates and high-permeability reservoirs are significant and should not be neglected. The accelerational pressure drop becomes more critical on perforated pipes, as it depends on pipe geometry, fluid properties and flow conditions. However, its contribution in this work was not remarkable. Furthermore, it was shown that the well production rate is not proportional to the wellbore length as it depends on the pressure drop.

**Key-Words:** Horizontal Well; Reservoir; Pressure Drop; Well-Reservoir Coupling; Radial Influx.

#### LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1.1 Histórico de poços perfurados no Brasil (ANP, 2018).
- Figura 1.2 Tipos de óleo produzidos no Brasil ao longo dos anos (ANP, 2018).
- Figura 1.3 Evolução da produção de petróleo do pré-sal e do pós-sal (ANP, 2018).
- Figura 3.1 Padrão de drenagem de um poço horizontal (adaptado de Economides et al., 1990).
- Figura 3.2 Área de drenagem do poço horizontal no modelo de simulação de reservatório.
- Figura 3.3 Desenho esquemático de um poço produtor horizontal.
- Figura 4.1 Modelo de poço bidimensional com influxo radial na parede.
- Figura 4.2 Desenho esquemático de um escoamento na região de entrada de um duto (adaptado de Bejan, 2013).
- Figura 4.3 Sistema de coordenadas cilíndricas (adaptado de White, 1999).

Figura 4.4 – Fluxo de massa em um volume de controle infinitesimal em coordenadas cartesianas.

Figura 4.5 – Balanço de forças em um volume de controle infinitesimal (adaptado de Bejan, 2013).

- Figura 5.1 Modelo de simulação do reservatório.
- Figura 5.2 Representação do poço no modelo de simulação.
- Figura 5.3 Desenho esquemático do procedimento de cálculo da queda de pressão no poço.
- Figura 5.4 Fluxograma do algoritmo do modelo de poço.
- Figura 6.1 Curva de drawdown do poço (Ozkan et al., 1993).
- Figura 6.2 Curva de influxo radial do poço (Ozkan et al., 1993).
- Figura 6.3 Curva de pressão relativa do poço (Rosa, 2017).
- Figura 6.4 Curva de influxo específico do poço (Rosa, 2017).
- Figura 7.1 Curva de pressão relativa dos quatro casos-base.
- Figura 7.2 Perfil de pressão do poço dos quatro casos-base.
- Figura 7.3 Curva de *drawdown* dos quatro casos-base.
- Figura 7.4 Curvas de pressão do reservatório e do poço do caso-base 4.
- Figura 7.5 Curva de influxo específico dos quatro casos-base.
- Figura 7.6 Curva do influxo relativo dos quatro casos-base e do modelo de condutividade infinita.
- Figura 7.7 Curva do gradiente de pressão acumulado dos quatro casos-base.
- Figura 7.8 Curva do gradiente de pressão acumulado e de suas componentes.

Figura 7.9 - Curva do número de Reynolds dos quatro casos-base.

Figura 7.10 – Curva da componente aceleracional do gradiente de pressão dos quatro casosbase.

Figura 7.11 – Curva de pressão relativa dos casos-base 2 e 3 e suas variações.

Figura 7.12 – Curva das componentes friccional e gravitacional do gradiente de pressão dos casos-base 2 e 3 e suas variações.

Figura 7.13 – Curva da componente aceleracional do gradiente de pressão das variações dos casos-base 2 e 3.

Figura 7.14 – Curva de influxo radial do caso-base 4 e das variações do caso-base 2.

Figura 7.15 – Frente de avanço de água no poço produtor no modelo de condutividade infinita.

Figura 7.16 – Frente de avanço de água no poço produtor do caso-base 4.

Figura 7.17 – Frente de avanço de água no poço produtor do caso 2.1.

Figura 7.18 – Frente de avanço de água no poço produtor do caso 2.2.

Figura 7.19 – Perfil de pressão do reservatório ao longo do tempo.

Figura 7.20 – Curva de vazão de óleo ao longo do tempo.

Figura 7.21 – Curva de vazão de água ao longo do tempo.

#### LISTA DE TABELAS

- Tabela 6.1 Dados do modelo do campo de Troll (Ozkan et al., 1993).
- Tabela 6.2 Dados do modelo do campo de Peregrino (Rosa, 2017).
- Tabela 6.3 Dados do modelo de simulação.
- Tabela 6.4 Resumo dos quatro casos-base de simulação.

Tabela 6.5 – Resumo dos casos-base com a variação da inclinação do poço e da densidade de canhoneio.

- Tabela 7.1 Propriedades do fluido nos casos de óleo leve e óleo pesado.
- Tabela 7.2 Valores da razão entre a queda de pressão e o drawdown dos quatro casos-base.
- Tabela 7.3 Resumo dos casos-base 2 e 3 e suas variações.

### LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AICD	Autonomous Inflow Control Device
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
CMG	Computer Modelling Group
EDO	Equação Diferencial Ordinária
EOR	Enhanced Oil Recovery
ICD	Inflow Control Device
IFE	Influxo Específico
IFR	Influxo Relativo
IPR	Inflow Performance Relationship
OHGP	Open Hole Gravel Pack
IP	Índice de Produtividade
PE	Productivity Error
PR	Pressão Relativa
PROCAP	Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas
PROPES	Programa Tecnológico de Óleos Pesados
SC	Superficie de Controle
VC	Volume de Controle

## LISTA DE SÍMBOLOS

Α	Área da seção transversal	$m^2$
d	Diâmetro do poço	m
Ε	Tensor de cisalhamento	Pa
f	Fator de atrito de Fanning	-
F	Força	Ν
g	Aceleração da gravidade	$m/s^2$
IP	Índice de produtividade do poço	m <sup>3</sup> /s.Pa
L	Comprimento do poço	m
m	Potência determinada a partir de dados experimentais	-
ñ	Vetor unitário	-
n	Densidade de canhoneio	$m^{-1}$
p	Pressão	kPa
q	Vazão	m <sup>3</sup> /dia
r	Raio	m
R	Resíduo	-
Re	Número de Reynolds	-
S	Perímetro molhado do poço	m
t	Tempo	dia
Т	Tensor de tensões	Pa
$\bar{v}$	Velocidade média	m/s
ν	Velocidade	m/s
V	Volume	m <sup>3</sup>
У	Altura da camada-limite	m

## LETRAS GREGAS

β	Fator de correção de momento	-
γ	Ângulo de incidência do influxo radial na parede do poço	grau
$\Delta p$	Drawdown	kPa
$\Delta z$	Comprimento da seção do poço	m

$\delta^*$	Espessura de deslocamento	m
e	Rugosidade relativa da parede do poço	-
θ	Ângulo de inclinação do poço	grau
μ	Viscosidade do fluido	Pa.s
ρ	Massa específica do fluido	kg/m <sup>3</sup>
τ	Tensão de cisalhamento	kPa

### **SUBSCRITOS**

1	Região de entrada
2	Região de saída
В	Corpo
esp	Estipulada
i	Canhoneio
r	Radial
R	Reservatório
S	Superfície
W	Poço
Ζ	Axial

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	MOTIVAÇÃO	22
1.2	OBJETIVOS	22
1.3	PREMISSAS DO MODELO	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	24
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	28
3.1	SATURAÇÃO DE FLUIDOS NO MEIO POROSO	
3.2	FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO	29
3.3	PERMEABILIDADE ABSOLUTA DO MEIO POROSO	29
3.4	PERMEABILIDADE EFETIVA E RELATIVA	31
3.5	MOBILIDADE DOS FLUIDOS	31
3.6	IRRUPÇÃO DE ÁGUA E/OU GÁS	
3.7	APLICAÇÃO DE POÇOS HORIZONTAIS	
3.8	ÁREA DE DRENAGEM DE POÇOS HORIZONTAIS	34
3.9	REGIMES DE FLUXO E O EFEITO DE BORDA	
3.1	0 DEFINIÇÕES DO MODELO DE POÇO	
4	MODELO MATEMÁTICO	40
4.1	MODELO DE POÇO	40
4.	1.1 LEIS DE CONSERVAÇÃO	42
	4.1.1.1 CONSERVAÇÃO DE MASSA	43
	4.1.1.2 CONSERVAÇÃO DA QUANTIDADE DE MOVIMENTO	44
5	MODELO NUMÉRICO	49
5.1	REPRESENTAÇÃO NUMÉRICA DO RESERVATÓRIO	49
5.2	REPRESENTAÇÃO NUMÉRICA DO POÇO	
5.	2.1 CONDIÇÃO INICIAL E DE CONTORNO	51
5.3	SOLUÇÃO	
5.	3.1 ACOPLAMENTO RESERVATÓRIO-POÇO	53
5.	3.2 GRADIENTE DE PRESSÃO	55
5.	3.3 CONDIÇÃO DE CONTORNO	55
6	APLICAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO	56

6.1	VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO	56
6.2	APLICAÇÃO	59
7	RESULTADOS E DISCUSSÕES	62
8	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	80
8.1	CONCLUSÕES	80
8.2	TRABALHOS FUTUROS	
REF	ERÊNCIAS	83
ANE	XO A – PERFIL DE VELOCIDADE COM INFLUXO RADIAL	90
ANE	XXO B – AS COMPONENTES DO GRADIENTE DE PRESSÃO	94
ANE	XO C – CORRELAÇÃO DO FATOR DE ATRITO EM ESCOAMEN	NTOS COM
TRA	NSFERÊNCIA DE MASSA	96

#### 1 INTRODUÇÃO

Os poços horizontais ganharam destaque na indústria de óleo e gás na década de 1980 e, desde então, as técnicas de perfuração e completação tem se aprimorado e tornado esta tecnologia cada vez mais comum. Nos anos 1990, os poços horizontais foram impulsionados pelo crescente número de casos de sucesso na formação carbonática ao sul dos EUA, conhecida como *Austin Chalk Formation*. Shelkholeslami *et al.*, (1991) reportam que os reservatórios carbonáticos desta formação apresentam sistemas de fraturas verticais ideais para serem interceptados por poços horizontais. Desde então, os poços horizontais conquistaram uma parcela significativa do total de poços perfurados no mundo. Em 2001, havia um total de 34.777 poços horizontais perfurados em 72 países, com base no banco de dados do *IHS Energy Group* (STARK, 2003).

Nos EUA, os poços horizontais fraturados representam o principal método de produção de óleo e gás desde o final de 2011. Em 2016, representavam 69% do total de poços perfurados no país. Além de mais numerosos, os poços horizontais também aparecem entre os mais rentáveis. Em 2015, correspondiam a 77% dos poços com produção acima de 400 boe/dia (*US Energy Information Administration*).

No Brasil, o primeiro poço horizontal foi perfurado em 1985 na bacia Potiguar, no campo de Fazenda Belém. O campo é produtor de óleo pesado e o poço foi perfurado para atender ao primeiro projeto de injeção cíclica de vapor implementado pela Petrobras no país (JOSHI, 1991). No entanto, os poços horizontais só ganharam importância após as descobertas dos campos de águas profundas nas bacias de Campos e Santos. O início da exploração de petróleo nestas bacias remonta de 1968 e 1970, respectivamente, e coincide com o período em que as atividades de perfuração se intensificaram no país, como mostra a Figura 1.1. Morais (2013) reporta que a primeira descoberta de petróleo na bacia de Campos aconteceu em 1974, no campo de Garoupa, a 124 metros de profundidade. Três anos mais tarde, em 1977, Campos dava início à sua produção comercial no campo de Enchova. Em 1984, o campo de Albacora marca a primeira grande descoberta da Petrobras em águas profundas no Brasil. Mais tarde, os campos gigantes de Marlim, Albacora Leste, Marlim Sul, Barracuda, Caratinga, Roncador, Jubarte e Cachalote são descobertos (BRUHN, *et al.*, 2003). Desde então, a bacia de Campos lidera o ranking dos campos com o maior número de poços horizontais perfurados, com destaque para Marlim Sul, Marlim, Roncador e Peregrino (ANP).



Figura 1.1 – Histórico de poços perfurados no Brasil (ANP, 2018).

Desde a descoberta das bacias de Campos e Santos, Bruhn *et al.* (2017) reportam que a Petrobras foi responsável pela descoberta de, aproximadamente, 100 acumulações de petróleo em lâminas d'agua entre 800 e 2400 metros. Os autores dividem este período em quatro grandes fases:

- Campos em águas rasas: desenvolvidos com um grande número de poços verticais e direcionais, e completação seca (por exemplo: Namorado e Pampo na bacia de Campos);
- Campos em águas profundas: desenvolvidos com um grande número de poços verticais, direcionais e horizontais, e completação molhada (por exemplo: Marlim e Albacora na bacia de Campos);
- iii. Campos em águas profundas e ultraprofundas, no pós-sal, com óleo variando entre leve e pesado (13 a 31º API<sup>1</sup>), em turbiditos siliciclásticos e carbonatos: desenvolvidos com um pequeno número de poços, a maioria horizontal, e completação molhada (por exemplo: Marlim Sul e Barracuda na bacia de Campos);

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> O grau API é uma medida baseada na densidade relativa (ou gravidade específica) do fluido. Estabelecido pelo *American Petroleum Institute* (API), o grau API relaciona a massa específica do óleo com a massa específica da água. No Brasil, a ANP classifica o petróleo com base nestes dois conceitos, como mostra a tabela:

Classificação	Densidade relativa	Grau API
Leve	$d \le 0,87$	$API \ge 31^{\circ}$
Médio	$0,87 < d \le 0,92$	$31^\circ > API \ge 22^\circ$
Pesado	$0,92 < d \le 1,00$	$22^{\circ} > API \ge 10^{\circ}$
Extra-pesado	<i>d</i> > 1,00	$API < 10^{\circ}$

iv. Campos em águas ultraprofundas, no pré-sal, com intervalos produtores de grande espessura, entre 400 e 500 metros, com óleo leve (27 a 30° API), em reservatórios carbonáticos: desenvolvidos com poços verticais e direcionais bem espaçados, e completação molhada (por exemplo: Lula e Búzios na bacia de Santos).

A trajetória da Petrobras nos últimos 40 anos a levou ao reconhecimento internacional como líder na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas (MORAIS, 2013). A ampliação dos investimentos da companhia em projetos de P&D e a sua articulação com empresas privadas, universidades e centros de pesquisa possibilitaram a criação do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), o qual marcou a expansão tecnológica da Petrobras.

Inicialmente, os resultados do PROCAP culminaram na descoberta de petróleo em águas profundas na bacia de Campos, e mais tarde, na descoberta do Pré-Sal. O programa se estendeu de 1986 a 2006 e é considerado um dos mais importantes projetos de investimento em pesquisa e desenvolvimento da Petrobras (MORAIS, 2013).

As principais tecnologias desenvolvidas e implementadas na bacia de Campos pela Petrobras na área de perfuração e completação de poços horizontais são descritas a seguir em ordem cronológica.

- Em 1990, foi perfurado o primeiro poço horizontal *offshore* em lâmina d'água de 120 metros, no campo de Bonito. O poço tem 464 metros de comprimento e foi colocado em produção em março de 1991 (BRUHN, *et al.*, 2003; MORAIS, 2013).
- ii. Em 1994, foi perfurado o primeiro poço horizontal em águas profundas no Brasil. O poço foi perfurado no campo de Marlim, em lâmina d'água de 903 metros. Foi a primeira vez que um poço horizontal foi completado em uma formação inconsolidada. A seção horizontal foi equipada com 226 metros de *standalone screens*<sup>2</sup> de 3 1/2" (MORAIS, 2013; COUTINHO, 2003 apud ROBERTO *et al.*, 2018).
- iii. Em 1998, o primeiro poço horizontal a utilizar a tecnologia conhecida como Open Hole Gravel Pack (OHGP) foi completado no campo de Marlim. A zona produtora foi equipada com telas premium de 5 1/2" (COUTINHO, 2003 apud ROBERTO et al., 2018). A tecnologia de OHGP associa a técnica de gravel packing<sup>3</sup> à completação a

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Standalone screen é uma técnica de contenção de areia por meio da instalação de telas (FERNÁNDEZ et al., 2009). As desvantagens desta tecnologia são a pequena área aberta ao fluxo, a possibilidade de plugueamento ou erosão da tela e o dano mecânico causado pela eventual produção de areia (GARCIA, 1997).

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Em operações de *gravel packing*, um pacote de areia de granulometria selecionada é confinado no anular entre o revestimento canhoneado e os tubos telados. A tela permite e entrada de fluido ao mesmo tempo em que previne a passagem de sedimentos (SANCHEZ *et al.*, 2007).

poço aberto. A tecnologia elimina a perda de carga associada ao fluxo através dos canhoneios e garante a alta produtividade dos poços.

- iv. Em 2000, foi completado o primeiro poço com as tecnologias de OHGP e Selective Frac Pack, no campo de Marlim Sul. O poço foi completado com OHGP na seção horizontal e frac-pack na seção inclinada (COUTINHO, 2003 apud ROBERTO et al., 2018). A técnica de frac-packing combina o incremento da produtividade proporcionada pelo fraturamento hidráulico com a contenção de areia promovida pelo gravel packing (SANCHEZ et al., 2007).
- v. Ainda em 2000, devido à alta produtividade dos poços horizontais obtida com a tecnologia OHGP, foi adotado pela primeira vez o uso de coluna de produção de 7" em um poço horizontal no campo de Marlim. Até então, o diâmetro padrão era de 5 1/2" (COUTINHO, 2003 apud ROBERTO *et al.*, 2018).
- vi. Em 2001 foi perfurado o primeiro poço de longo alcance (conhecido como *extended-reach well<sup>4</sup>*) no campo de Marlim Sul. A seção horizontal do poço alcança a distância de 3250 metros. A finalidade do poço era alcançar as regiões extremas do reservatório e incrementar as reservas de petróleo. O poço representou o marco na completação de poços em águas ultraprofundas na bacia de Campos e foi completado com coluna de produção de 7" (COUTINHO, 2003 apud ROBERTO *et al.*, 2018).
- vii. Em 2002, foi perfurado o primeiro poço com seção horizontal de 9 1/2" no campo de Marlim. O poço foi completado com a tecnologia OHGP e equipado com telas de 6 5/8".
  Ficou conhecido como *Horizontal Open Hole Gravel Packing Large Bore* (COUTINHO, 2003 apud ROBERTO *et al.*, 2018).
- viii. Em 2003, o primeiro poço horizontal a empregar o sistema de completação inteligente foi perfurado no campo de Marlim Sul. Foi considerado o primeiro sistema de completação inteligente, totalmente elétrico, a ser instalado no mundo. O aprimoramento desta tecnologia permitiu a sua aplicação nos campos do pré-sal da bacia de Santos (COUTINHO, 2003 apud ROBERTO *et al.*, 2018).
  - ix. Em 2006, foi perfurado o primeiro poço horizontal fraturado em reservatório carbonático no campo de Enchova. A seção horizontal foi completada com 1423 metros de *liner* de 7" e o poço foi canhoneado em 7 intervalos produtores de 2 metros cada um (ROBERTO *et al.*, 2018).

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> *Extended-reach well* é um poço de longo alcance em que a relação entre o afastamento horizontal e a profundidade vertical do objetivo deve ser igual ou maior que 2,5 (FERNÁNDEZ *et al.*, 2009).

Ao mesmo tempo em que a profundidade dos poços foi aumentando ao longo dos anos, o tipo de óleo produzido também mudou suas características em termos da massa específica. Trindade *et al.* (2005) reportaram que, em água rasas, o óleo produzido variava entre 20 e 26° API, enquanto que em águas profundas, o óleo produzido era mais pesado, em torno de 15 a 20° API.

Bruhn *et al.* (2017) citam a descoberta de grandes volumes de óleo pesado (13 a 17º API) e de alta viscosidade (20 a 400 cP, em condição de reservatório) em águas rasas, profundas e ultraprofundas no pós-sal da bacia de Campos. Diversos autores (TRINDADE *et al.*, 2005; BRUHN *et al.*, 2017; ROBERTO *et al.*, 2018) contam que a produção destes campos demandou o desenvolvimento de novas tecnologias nas áreas de poço, elevação artificial, garantia de escoamento, sistemas marítimos e unidades de produção. Além do desenvolvimento de novas tecnologias na área de exploração e produção, foi necessário ajustar o complexo brasileiro de refino para atender à produção de óleos mais pesados. Para enfrentar o desafio da produção de óleo pesado, a Petrobras criou o Programa Tecnológico de Óleos Pesados (PROPES) em 2002 com o intuito de desenvolver tecnologias capazes de incrementar as reservas de petróleo e produzir óleo pesado em campos marítimos.

A Figura 1.2 mostra um panorama recente da evolução da produção brasileira em relação ao tipo de óleo. Em 2012, o óleo leve representava menos de 10% do total da produção brasileira, enquanto que a produção de óleo pesado era de quase 40%. Desde então, a produção de óleo leve disparou atingindo quase 40% da produção nacional em janeiro de 2018, enquanto que a produção de óleo pesado caiu abaixo de 20% do total. A linha em preto mostra a evolução do grau API do óleo nacional. A média passou de 23,7 para 27,6 entre 2012 e 2018. O aumento da produção de óleo leve começou a apresentar contribuições significativas a partir de 2017 por conta da produção do Pré-Sal.



Figura 1.2 – Tipos de óleo produzidos no Brasil ao longo dos anos (ANP, 2018).

Segundo os dados do Boletim Mensal de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, em junho de 2017, a produção de petróleo no pré-sal foi de 1,352 milhões de barris por dia, ultrapassando pela primeira vez a produção no pós-sal. O marco ocorreu em dezembro de 2017, quando o pré-sal respondeu por mais da metade da produção de petróleo e gás natural do país, com 1,685 milhões de barris de óleo equivalente por dia. A Figura 1.3 apresenta a evolução da produção de petróleo do pré-sal e do pós-sal no Brasil ao longo do último ano.



Figura 1.3 - Evolução da produção de petróleo do pré-sal e do pós-sal (ANP, 2018).

#### 1.1 MOTIVAÇÃO

Em poços horizontais, diversos fenômenos podem provocar gradientes de pressão significativos capazes de alterar o perfil de produção do poço e promover um influxo menos uniforme ao longo de sua extensão. Este trabalho vai estudar a influência do influxo radial proveniente da produção/injeção do reservatório, a fricção gerada entre a parede e o fluido devido ao escoamento no interior do poço e pequenas ondulações que podem ocorrer durante a perfuração do poço.

Muitos estudos têm sido conduzidos a fim de se compreender melhor os fenômenos envolvidos no escoamento em poços horizontais. Os trabalhos podem ser divididos em dois tipos:

- Modelos que desprezam o gradiente de pressão no poço e assumem que a pressão é constante ao longo de toda a sua extensão;
- ii. Modelos que consideram o efeito da queda de pressão no poço.

O primeiro caso é conhecido como modelo de condutividade infinita. Quando o escoamento é regido por um gradiente de pressão muito pequeno comparado ao diferencial de pressão entre o poço e o reservatório, a queda de pressão pode ser negligenciada e a produção assumida como uniforme ao longo de sua extensão. A aplicação indiscriminada desta abordagem pode levar a modelos de simulação menos confiáveis, curvas de produção superestimadas e produção prematura de água.

Diante da necessidade de se trabalhar com modelos mais realistas, que levam em consideração a queda de pressão, este trabalho propõe estudar o impacto do gradiente de pressão no poço e avaliar as consequências da adoção de modelos simplificados como o de condutividade infinita.

#### 1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é avaliar o impacto da inclusão dos termos do gradiente de pressão no tempo de irrupção de água em poços horizontais e levemente inclinados. A metodologia foi baseada no desenvolvimento de um algoritmo capaz de calcular a queda de pressão ao longo do poço e fazer a comunicação entre o simulador de reservatórios e o programa para calcular o gradiente de pressão no poço. O algoritmo foi desenvolvido em MATLAB® e

acoplado explicitamente ao simulador térmico de reservatórios STARS®, desenvolvido pelo *Computer Modelling Group* (CMG).

Para atingir o objetivo principal foram estabelecidos quatro objetivos específicos:

- Desenvolver um modelo de poço capaz de calcular as componentes aceleracional, friccional e gravitacional do gradiente de pressão;
- ii. Implementar o algoritmo e acoplar o modelo ao simulador de reservatórios STARS®;
- iii. Analisar o impacto das três componentes do gradiente de pressão no perfil de produção de óleo;
- iv. Analisar o efeito da queda de pressão no tempo de irrupção da água no poço produtor.

É importante ressaltar que este trabalho é uma continuação da dissertação de mestrado de Rosa (2017), que analisou o efeito da perda de carga por fricção na produção de poços horizontais. Este trabalho busca aumentar a abrangência do modelo com a análise dos demais termos do gradiente de pressão.

#### 1.3 PREMISSAS DO MODELO

Para atingir os objetivos propostos no trabalho, algumas premissas foram assumidas:

- i. As simulações serão conduzidas até a chegada de água no poço produtor;
- ii. O escoamento no poço é monofásico, incompressível e isotérmico;
- iii. O modelo de reservatório é retangular, homogêneo e isotrópico;
- iv. O modelo de fluido é black-oil;
- v. A água produzida vem da saturação inicial de água no reservatório;
- vi. Ausência de aquífero;
- vii. Sem poço injetor;
- viii. O efeito local da perda de carga nos canhoneios não será considerado;
- ix. A correlação do fator de atrito não levará em conta o influxo radial;
- x. Acoplamento explícito do modelo de poço e reservatório.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O trabalho está dividido em oito capítulos. O Capítulo 1 apresentou a introdução do tema, as motivações do trabalho e os objetivos propostos. O Capítulo 2 traz a revisão bibliográfica consultada para o desenvolvimento deste trabalho. O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica básica para a descrição dos fenômenos. O Capítulo 4 traz a formulação dos modelos de reservatório e poço utilizados. O Capítulo 5 descreve a construção do modelo numérico. O Capítulo 6 apresenta a validação do modelo com base nos trabalhos de Ozkan *et al.* (1993) e Rosa (2017), e a aplicação dos casos. O Capítulo 7 traz os resultados e as discussões dos objetivos estabelecidos na primeira parte do trabalho. O Capítulo 8 lista as conclusões e propõe trabalhos futuros.

#### 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os primeiros estudos na área de escoamento em dutos com transferência de massa foram desenvolvidos por Yuan *et al.* (1956). Com o advento dos poços horizontais em 1980, o conceito foi ampliado para o escoamento em poços de petróleo. Até o início da década de 1990, a maioria dos trabalhos assumia o poço como um conduto infinito. Dikken (1990) foi o primeiro autor a apresentar um modelo que mensurava o efeito da queda de pressão por fricção ao longo do poço. Desde então, uma série de trabalhos foi conduzida a fim de estudar os efeitos da queda de pressão na produtividade de poços horizontais. Além do efeito da fricção, foi demonstrado que, em alguns casos, o influxo radial pode afetar, significativamente, o gradiente de pressão ao longo do poço.

Yuan *et al.* (1956) investigaram o efeito da injeção e da sucção de fluido através de um duto de parede porosa. A solução para o problema bidimensional, assumindo escoamento laminar em regime permanente, com a injeção/sucção uniforme de fluido através da parede porosa foi obtida analiticamente usando as equações de Navier-Stokes em coordenadas cilíndricas. A perturbação no modelo foi definida pelos autores como sendo a entrada ou a saída de fluido através da parede porosa. Quando não há passagem de fluido, o caso atende ao escoamento de Hagen-Poiseuille. Os autores demonstraram que durante a injeção de fluido, a velocidade axial aumenta e, consequentemente, o fluido é acelerado devido ao incremento de massa. De forma contrária, durante a retirada de fluido no processo de sucção, a velocidade axial diminui e o escoamento é desacelerado devido à retirada de massa do interior do duto.

Dikken (1990) propôs um modelo analítico que acopla as equações de poço e reservatório a fim de prever o gradiente de pressão friccional em poços horizontais. O modelo assume escoamento monofásico, isotérmico e em regime turbulento ao longo do poço.

Ozkan *et al.* (1993) estudaram os efeitos da queda de pressão na produtividade de poços horizontais. Os autores propuseram um modelo semi-analítico que acopla o poço e o reservatório. O modelo é capaz de medir a produtividade de poços horizontais e pode ser usado para determinar valores ideais de comprimento, diâmetro e vazão. Os autores demonstraram que o influxo radial não é uniforme ao longo do poço. A maior vazão ocorre no calcanhar, podendo provocar a produção prematura de água e/ou gás nessa região. Além disso, eles mostraram que o impacto da componente aceleracional do gradiente de pressão pode ser significativo em poços de alta vazão, como em reservatórios de gás.

Baseado no trabalho de Dikken (1990), Novy (1995) propôs uma metodologia capaz de mensurar o impacto da perda de carga por fricção na produtividade de poços horizontais. A

solução para a queda de pressão no poço, assumindo meio poroso homogêneo e isotrópico e escoamento monofásico, foi obtida em termos do fator de atrito. A solução foi encontrada para regime laminar, admitindo influxo uniforme do reservatório, ou para regime turbulento, usando a correlação de Kármán. O modelo pode ser aplicado em tubos lisos ou rugosos e na recuperação de óleo ou gás. O autor conclui que o efeito da fricção reduz a produtividade do poço em 10% a partir de determinado comprimento. Essa distância depende de características do fluido, do reservatório e do próprio poço. Um dos critérios adotados para quantificar essa perda de produtividade foi definida pelo autor como a razão entre a queda de pressão no poço e o diferencial de pressão entre o poço e o reservatório, ambos medidos no calcanhar. Uma razão acima de 10% - 15% pode reduzir em 10% ou mais a produtividade do poço. Esta regra é aplicada a poços de óleo com vazão acima de 1500 bbl/dia e de gás com vazão superior a 2 MMft<sup>3</sup>/dia, medidos em condição padrão. Por último, uma avaliação do panorama geral da indústria indica que o efeito da fricção pode ser desprezado em 1/3 dos poços de óleo e 3/4 dos poços de gás.

Penmatcha *et al.* (1997) desenvolveram um modelo semi-analítico para quantificar o efeito da perda de carga por fricção na produtividade de poços horizontais. As equações de conservação de massa e de momento acoplam os modelos de reservatório e poço. Os resultados obtidos no caso de escoamento monofásico indicam que a queda de pressão no poço é significativa em altos valores de vazão e permeabilidade. Combinando os resultados do modelo com uma análise econômica simples, uma metodologia foi desenvolvida para avaliar o comprimento ideal do poço, tanto em regime laminar, quanto em regime turbulento. Os autores reportaram que a razão entre a queda de pressão no poço e o *drawdown* é um bom indicador do efeito da perda de carga. O trabalho conclui que ignorar a queda de pressão no poço pode gerar valores superestimados de produção e adiar o tempo de irrupção de água.

Vicente *et al.* (2004) desenvolveram um modelo implícito capaz de simular o escoamento no poço e no reservatório. O modelo foi desenvolvido tanto para escoamento de gás como para escoamento de líquido levemente compressível. A hipótese de escoamento monofásico se aplica a ambos os fluidos. Os autores aplicaram o modelo para calcular a produtividade do poço, otimizar o seu comprimento em função da queda de pressão, testar diferentes tipos de completação e interpretar testes de poço. O modelo de reservatório foi construído baseado nas equações de conservação de massa e de transporte de Darcy. As equações foram escritas em coordenadas cilíndricas para representar o escoamento nas proximidades do poço, assim como em coordenadas retangulares para representar o escoamento na região mais afastada. O modelo acoplado resultou em um sistema de equações parciais não-linear, que foi resolvido aplicando um método implícito de Diferenças Finitas. A malha foi baseada no trabalho de Pedrosa *et al.* (1985), que usou uma configuração híbrida para refinar a região próxima ao poço. A condição inicial foi definida especificando a pressão no reservatório e a pressão e a velocidade no poço. Os autores aplicaram o modelo para medir o impacto de ferramentas de perfilagem, como o *coil tubing*, na pressão e no perfil de produção do poço. Além disso, o modelo serviu para testar o impacto da permeabilidade em diferentes tipos de completação e avaliar as configurações que geram influxos mais uniformes.

Rosa (2017) desenvolveu um modelo unidimensional capaz de mensurar o efeito da perda de carga por fricção em poços produtores e injetores. O autor analisou a queda de pressão no perfil de produtividade/injetividade dos poços e no tempo de irrupção de água. O modelo de poço foi desenvolvido em MATLAB® e acoplado explicitamente ao simulador de reservatórios STARS®, do CMG. O autor analisou o efeito da queda de pressão no perfil de produção do poço em função do diâmetro, da vazão e da permeabilidade, em reservatórios de óleo leve e pesado. Os resultados obtidos indicam que a queda de pressão é maior em poços de pequeno diâmetro, alta vazão e situados em reservatório de alta permeabilidade. A irrupção de água foi estudada através de um par de poços injetor-produtor. A frente de avanço de água foi analisada com os poços alinhados, invertidos e no modelo de condutividade infinita. Os resultados mostraram que a disposição dos poços com os calcanhares invertidos pode ajudar a retardar o tempo de irrupção de água.

Diversos modelos que levam em conta a queda de pressão em poços horizontais foram desenvolvidos ao longo dos anos. Em alguns casos, o poço foi acoplado a modelos de reservatório analíticos, que não consideram a natureza transiente do problema. Em outros casos, o acoplamento ocorreu de forma implícita. Muitos autores estudaram o efeito da perda de carga por fricção na produtividade de poços horizontais, sem levar em conta o impacto do termo aceleracional. Este trabalho propõe combinar o efeito das três componentes do gradiente de pressão e medir o seu impacto em diferentes cenários de produção. O objetivo é analisar o efeito da queda de pressão no perfil de produção do poço e no tempo de irrupção da água. Conforme já foi mencionado, este trabalho dá continuidade ao trabalho de Rosa (2017) e busca avaliar o impacto das componentes aceleracional e gravitacional no gradiente de pressão.

#### **3** FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste Capítulo serão apresentados alguns conceitos importantes de engenharia de reservatórios e engenharia de poço que ajudarão a compreender melhor as próximas seções.

#### 3.1 SATURAÇÃO DE FLUIDOS NO MEIO POROSO

Ahmed (2006) define a saturação como a fração do volume poroso ocupada por um fluido. Matematicamente, é definida como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \tag{3.1}$$

onde  $S_f$  é a saturação do fluido,  $V_f$  o volume ocupado pelo fluido e  $V_p$  o volume poroso. O fluido ocupando o meio poroso pode ser óleo (*o*), gás (*g*) ou água (*w*) e a soma das saturações de cada fase é igual a 100%, portanto:

$$S_o + S_g + S_w = 1$$
 (3.2)

Em um reservatório em repouso, ou seja, sem produzir, os fluidos estarão em equilíbrio e separados de acordo com a sua massa específica, ou seja, a água ocupando a parte inferior da formação, o óleo e o gás na parte superior. Além da presença de água, no caso de um aquífero, pode haver a saturação de água conata nas zonas de óleo e gás. O termo água conata (ou água intersticial) se refere à água existente no reservatório no momento da sua descoberta (ROSA *et al.*, 2006). A saturação de água conata nestas zonas corresponde à saturação mínima e irredutível, na qual o fluido é mantido nos poros da rocha sem fluir. As forças que retém a água nestas zonas são conhecidas como forças capilares, pois atuam a nível de poro (AHMED, 2006).

Durante o processo de deslocamento de óleo através da injeção de água e/ou gás, por exemplo, parte do óleo ficará retido nos poros da rocha (AHMED, 2006). Considere um meio poroso no qual fluirão água e óleo. Inicialmente o meio está 100% saturado com óleo e, portanto, a permeabilidade relativa ao óleo é igual a 1. A saturação de água aumenta gradativamente até formar uma fase contínua, enquanto que a saturação de óleo e as suas permeabilidades efetiva e relativa vão decrescendo. Quando o óleo pára de fluir significa que a

sua saturação atingiu um valor mínimo chamado de saturação de óleo residual (ROSA *et al.*, 2006).

#### 3.2 FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO

Ahmed (2006) define o fator volume-formação do óleo como sendo a razão do volume da mistura (óleo mais gás dissolvido) na condição de reservatório e o volume de óleo em condiçãopadrão. É dado por:

$$B_o = \frac{(V_o)_{res}}{(V_o)_{std}} \tag{3.3}$$

onde  $B_o$  é o fator volume-formação do óleo,  $(V_o)_{res}$  é o volume da mistura na condição de reservatório e  $(V_o)_{std}$  é o volume do óleo medido em condição-padrão. O valor de  $B_o$  é sempre maior ou igual a um.

O comportamento do fator volume-formação em um reservatório subsaturado é linear com a pressão. Um reservatório é chamado de subsaturado quando a pressão inicial é maior que a pressão de saturação (também conhecida como pressão de bolha). Como o próprio nome define, a pressão de saturação é aquela em que o processo de vaporização da mistura se inicia (ROSA *et al.*, 2006). Neste trabalho, será utilizado o termo pressão de bolha.

À medida que a pressão decresce, mas ainda acima da pressão de bolha, o volume de óleo aumenta devido à compressibilidade isotérmica do fluido. Este comportamento tende a aumentar o fator volume-formação do óleo até atingir a pressão de bolha. Neste ponto, o óleo atinge a sua expansão máxima e, consequentemente, o fator volume-formação. À medida que a pressão é reduzida abaixo do ponto de bolha, o gás que antes estava dissolvido no óleo é liberado, resultando em menores volumes de óleo e valores decrescentes do fator volume-formação. Em condição-padrão, o fator volume-formação é igual a 1 (AHMED, 2006).

#### 3.3 PERMEABILIDADE ABSOLUTA DO MEIO POROSO

Rosa *et al.* (2006) e definem a permeabilidade de um meio poroso como sendo uma medida da sua capacidade de se deixar atravessar por um ou mais fluidos. Ahmed (2006) ressalta a importância da permeabilidade, como sendo uma propriedade da formação, que controla o movimento e a vazão dos fluidos no reservatório.

A aplicação matemática do conceito da permeabilidade na caracterização das rochas foi introduzida em 1856 por Henry Darcy, que investigou o fluxo de água através de filtros de areia. Darcy observou que os seus resultados experimentais seguiam a equação:

$$q = -\frac{kA}{\mu}\frac{dP}{dL}$$
(3.4)

onde q é a vazão de fluido, A a área da seção transversal,  $\frac{dP}{dL}$  é o gradiente de pressão por unidade de comprimento,  $\mu$  a viscosidade do fluido e k é uma constante de proporcionalidade, mais tarde conhecida como a permeabilidade do meio poroso.

A unidade de medida da permeabilidade é o Darcy, em homenagem a Henry Darcy. Um Darcy (D) corresponde a um fluido de viscosidade de um centipoise (cP) atravessando um meio poroso de seção transversal de um centímetro quadrado (cm<sup>2</sup>) a uma vazão de um centímetro cúbico por segundo (cm<sup>3</sup>/s) e um gradiente de pressão de uma atmosfera por centímetro de comprimento (atm/cm).

Um Darcy é uma medida relativamente alta de permeabilidade. Na engenharia de petróleo, é comum o uso de milidarcy (mD) para representar o meio poroso. Segundo Rosa *et al.* (2006), a permeabilidade em arenitos não-consolidados pode atingir valores muito altos, na faixa de 1 a 10 Darcy. Por outro lado, em arenitos consolidados, os valores de permeabilidade podem ser muito baixos quanto 1 mD.

A equação de Darcy atende a determinadas condições (ROSA et al., 2006):

- i. Fluxo isotérmico, laminar e permanente;
- ii. Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade constante;
- iii. Meio poroso homogêneo;
- iv. Fluido único saturando 100% o meio poroso;
- v. Meio poroso e fluido não reagem.

A permeabilidade é uma das propriedades mais difíceis de se determinar devido ao seu alto grau de variação no meio poroso. Um reservatório é dito homogêneo e isotrópico quando  $k_x = k_y = k_z = k$ , ou seja, a permeabilidade não varia com a direção. Ahmed (2006) ressalta que não existem formações homogêneas, e sim com níveis variados de heterogeneidade. O autor ainda define a heterogeneidade de um reservatório como sendo a variação de suas propriedades no espaço. Em reservatórios naturalmente fraturados, por exemplo, a permeabilidade ao longo da orientação das fraturas é maior que na direção perpendicular (ROSA *et al.*, 2006)

#### 3.4 PERMEABILIDADE EFETIVA E RELATIVA

O conceito de permeabilidade absoluta foi introduzido por Darcy quando apenas um fluido saturava 100% a rocha. No entanto, em reservatório de petróleo, o volume poroso pode estar preenchido por dois ou mais fluidos, miscíveis ou imiscíveis, e a introdução dos conceitos de permeabilidade efetiva e permeabilidade relativa se faz necessária.

No caso em que dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de um desses fluidos é chamada de permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado (ROSA *et al.*, 2006). A razão entre as permeabilidades efetiva da fase e absoluta do meio é denominada permeabilidade relativa e representada por:

$$k_r = \frac{k_f}{k} \tag{3.5}$$

onde  $k_r$  é a permeabilidade relativa,  $k_f$  é a permeabilidade efetiva da fase e k é a permeabilidade absoluta do meio. O subscrito f representa a fase, que pode ser óleo (o), gás (g) ou água (w). A permeabilidade efetiva a um determinado fluido varia de zero, quando não há fluxo, a  $k_f$ , quando o meio poroso está 100% saturado com o fluido. A soma da permeabilidade relativa das fases deve ser igual ou menor que a permeabilidade absoluta do meio:

$$k_o + k_q + k_w \le k \tag{3.6}$$

#### 3.5 MOBILIDADE DOS FLUIDOS

Rosa *et al.* (2006) definem a mobilidade de um fluido como e relação entre a permeabilidade efetiva e a viscosidade, medidas em condição de reservatório. Se água e óleo estiverem presentes no reservatório as suas mobilidades serão definidas, respectivamente, por:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \tag{3.7}$$

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \tag{3.8}$$

onde  $\lambda$  é a mobilidade do fluido, k é a permeabilidade efetiva do fluido,  $\mu$  é a viscosidade do fluido e os subscritos w e o representam as fases água e óleo, respetivamente. A permeabilidade efetiva e a mobilidade são função da saturação.

#### 3.6 IRRUPÇÃO DE ÁGUA E/OU GÁS

O termo irrupção de água e/ou gás vem da produção prematura destes fluidos em reservatórios de óleo. Antes da chegada de água e/ou gás no poço, o movimento dos fluidos gera a formação de uma frente de avanço chamada de cone. A retirada de fluido da formação gera um gradiente de pressão capaz de deformar o contato dos fluidos nas imediações do poço, criando o cone de água e/ou gás. A tendência dos fluidos em manter o equilíbrio gravitacional e o efeito das forças viscosas faz com que eles sejam movimentados em direção ao intervalo produtor. As forças gravitacionais resultam da diferença de densidade dos fluidos e atuam na direção vertical, enquanto que as forças viscosas decorrem do movimento dos fluidos devido ao gradiente de pressão. A irrupção de água ocorre quando as forças viscosas excedem as forças gravitacionais.

A lei de Darcy mostra que a velocidade com que os fluidos irão de movimentar é inversamente proporcional à sua viscosidade, o que sugere que o gás é mais susceptível à formação de cones do que a água. Além disso, a formação de cone é influenciada pela vazão de produção do poço, que afeta diretamente o gradiente de pressão que atua no reservatório. A permeabilidade vertical do reservatório e a distância do poço à área de contato dos fluidos são fatores que também interverem na chegada prematura de água e/ou gás no poço produtor.

Uma das principais aplicações dos poços horizontais é aumentar a recuperação de hidrocarboneto em reservatórios com aquífero de fundo e/ou capa de gás. Por apresentarem maior produtividade em relação aos poços verticais, os poços horizontais podem ser produzidos com menores gradientes de pressão no reservatório, especialmente nas imediações do poço. Dessa forma, os poços horizontais são usados para minimizar a formação de cones de água e/ou gás. Rosa *et al.* (2006) ilustram o caso do desenvolvimento de um campo com um aquífero de fundo. Neste cenário, os poços horizontais devem ser produzidos com vazões relativamente baixas para não gerar um gradiente de pressão excessivo no reservatório e, dessa forma, prevenir a produção prematura de água.

Ahmed (2006) apresenta algumas correlações para prever a formação de cone de água e/ou gás em poços horizontais. Os trabalhos de Chaperson (1986), Efros (1963), Karcher (1986) e

Joshi (1988) são citados, porém, apenas o de Joshi (1988) leva em consideração a anisotropia do meio e a influência da área de drenagem do poço.

#### 3.7 APLICAÇÃO DE POÇOS HORIZONTAIS

O uso de poços horizontais tem sido bastante difundido devido às suas vantagens do ponto de vista técnico e econômico. Segundo Rosa *et al.* (2006), um dos principais objetivos do uso de poços horizontais é aumentar o índice de produtividade/injetividade do poço. Um poço horizontal pode ser entendido como vários poços verticais perfurados um ao lado do outro e completados na mesma zona produtora. Um único poço horizontal é equivalente a vários poços verticais em termos de área exposta ao fluxo (ROSA *et al.*, 2006).

No início, o uso dos poços horizontais era restrito à produção de apenas uma zona produtora e enfrentava problemas em casos de irrupção de água no poço produtor. Atualmente, os poços horizontais podem ser completados em múltiplas zonas ou ser perfurados a partir de um poço vertical, com um ou mais trechos horizontais (poço multilaterais). Além disso, o uso das válvulas de controle de fluxo, AICD e ICD, como mencionado no Capítulo 2, é capaz de retardar a chegada de água no poço e controlar a produção em um ou mais intervalos.

Um poço é definido como horizontal quando é perfurado paralelamente às camadas do reservatório (JOSHI, 1991; SHELKHOLESLAMI, *et al.*, 1991). A sua principal vantagem é a maior área de contato entre o poço e o reservatório. Joshi (1991) lista as principais aplicações nas quais os poços horizontais têm sido implementados com sucesso:

- i. Em reservatórios naturalmente fraturados para interceptar sistema de fraturas e incrementar o volume de óleo recuperado.
- Em reservatórios com problemas de cone de água e/ou gás. A capacidade de produzir com baixos gradientes de pressão faz com que estes problemas sejam mitigados.
- iii. Em reservatórios de gás. Em formações de baixa permeabilidade, os poços verticais precisam ser numerosos e pouco espaçados para uma drenagem efetiva. Os poços horizontais são capazes de penetrar profundamente a formação e incrementar a produção. Em formações de alta permeabilidade, a alta vazão de gás limita a produção em poços verticais. Os poços horizontais oferecem a possibilidade de produzir com gradientes de pressão mais baixos, minimizando os problemas de turbulência na região próxima ao poço. A redução na produção de gás por unidade de comprimento é compensada pelo comprimento do poço.

iv. Em projetos de injeção de água e em aplicações de recuperação avançada de petróleo (do inglês, *Enhaced Oil Recovery*), tais como injeção de polímero, injeção de CO<sub>2</sub> e injeção de vapor. O poço horizontal é usado como um poço injetor e, assim como no caso dos poços produtores, a maior área de contato entre o poço e o reservatório garante um aumento no índice de injetividade do poço.

#### 3.8 ÁREA DE DRENAGEM DE POÇOS HORIZONTAIS

Os poços horizontais são conhecidos por serem excelentes produtores em reservatórios rasos e extensos, os quais permitem maior contato entre o poço e o reservatório. Em geral, um poço horizontal produz um volume maior de óleo do que um poço vertical. Enquanto um poço vertical drena um volume equivalente a um cilindro, um poço horizontal drena um elipsoide. A Figura 3.1, adaptada de Economides *et al.* (1990), ilustra o padrão de drenagem de um poço horizontal de comprimento L penetrando uma formação com permeabilidade horizontal  $k_h$  e permeabilidade vertical  $k_v$ .



Figura 3.1 – Padrão de drenagem de um poço horizontal (adaptado de Economides et al., 1990).

Para calcular a vazão de óleo em um poço, a equação de Laplace ( $\nabla^2 P = 0$ ) precisa ser resolvida. A solução da equação de Laplace, admitindo pressão constante no limite externo do reservatório e no poço como condições de contorno, fornece a distribuição da pressão no reservatório. Uma vez que essa distribuição é conhecida, a vazão de óleo pode ser calculada com a lei de Darcy.

Diversas equações para calcular a vazão em poços horizontais estão disponíveis na literatura. O trabalho de Joshi (1988) foi escolhido, pois leva em consideração a anisotropia do

meio e a influência da área de drenagem do poço. A solução foi baseada na teoria do escoamento potencial e o autor dividiu o problema, originalmente tridimensional, em duas partes, tal como:

i. Escoamento no plano horizontal:

$$q_1 = \frac{2\pi k_o \Delta p}{\mu \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right]}$$
(3.8)

ii. Escoamento no plano vertical:

$$q_2 = \frac{2\pi k_o \Delta p}{\mu \ln\left(\frac{h}{2r_W}\right)} \tag{3.9}$$

Juntando as soluções dos planos horizontal e vertical, a equação final é dada por:

$$q_{h} = \frac{2\pi k_{o} h \Delta p}{\mu B \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^{2} - (L/2)^{2}}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left( \frac{h}{2r_{W}} \right) \right\}}$$
(3.10)

Joshi (1988) modificou a equação (x) para introduzir o efeito da anisotropia. Baseado no trabalho de Muskat (1937), o efeito da anisotropia foi incorporado na equação reescrevendo o eixo vertical z como  $z' = h\sqrt{k_h/k_v}$  e a permeabilidade absoluta do reservatório como a média geométrica das permeabilidades horizontal e vertical  $\sqrt{k_v k_h}$ . A equação (3.11) apresenta a forma geral da equação de Joshi (1988):

$$q_h = \frac{2\pi k_o h \Delta p}{\mu B_o \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left( \frac{\beta h}{2r_W} \right) \right\}}$$
(3.11)

para L > h e  $(L/2) < 0.9r_{eh}$ , onde  $r_{eh}$  é o raio de drenagem do poço. Na equação (3.11),  $q_h$  é a vazão de óleo no poço,  $k_o$  é a permeabilidade efetiva do óleo, h é a espessura da formação,  $\Delta p$  é a diferença de pressão entre o poço e o reservatório,  $B_o$  é o fator volume-formação do fluido,  $\mu$  é a viscosidade do fluido,  $r_w$  é o raio do poço e L é o comprimento do poço. A variável  $\beta$  mede o grau de anisotropia do meio e é dada por:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \tag{3.12}$$

onde  $k_h$  é a permeabilidade na direção horizontal e  $k_v$  é a permeabilidade na direção vertical. A variável *a*, que corresponde à metade do eixo da área de drenagem elíptica, é mostrado na Figura 3.1 e dado por:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ \frac{1}{2} + \left[ \frac{1}{4} + \left( \frac{r_{eh}}{L/2} \right)^4 \right]^{1/2} \right\}^{1/2}$$
(3.13)

Peaceman (1978) definiu o termo raio equivalente (em inglês, *equivalente radius well block*) como sendo o raio no qual a pressão do poço é igual à pressão calculada do bloco, admitindo regime permanente. Em 1993, Peaceman propôs considerar o efeito da anisotropia do meio no raio equivalente do poço, o que resultou na equação:

$$r_{w(eq)} = 0.5r_{w} \left[ \left( k_{v}/k_{h} \right)^{1/4} + \left( k_{h}/k_{v} \right)^{1/4} \right]$$
(3.14)

Segundo Peaceman (1993), a equação (3.14) se torna mais significativa em meios altamente anisotrópicos, os quais são, frequentemente, atravessados por poços horizontais.

Substituindo o raio do poço  $r_w$  pelo raio equivalente  $r_{w(eq)}$ , Economides *et al.* (1990) reescreveram a equação de Joshi (1988), como:

$$q_{h} = \frac{2\pi k_{o} h \Delta p}{\mu B_{o} \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^{2} - (L/2)^{2}}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left[ \frac{\beta h}{r_{w}(\beta+1)} \right] \right\}}$$
(3.15)

Quando  $\beta = 1$ , a equação de Joshi (1988) é recuperada. Quanto menor o grau de anisotropia, maior a produtividade do poço horizontal.

Diversos autores, entre eles Joshi (1988) e Economides *et al.* (1990), concluíram que a relação entre as permeabilidades implica diretamente na produtividade dos poços. A produção é maior em meios com alta permeabilidade vertical. Em reservatórios onde a permeabilidade horizontal é maior que a vertical, a produção é maior quando os poços são perfurados perpendicularmente ao plano horizontal.
#### 3.9 REGIMES DE FLUXO E O EFEITO DE BORDA

Em um reservatório geralmente ocorrem três regimes de fluxo: transiente, permanente e pseudopermanente. Inicialmente, o reservatório atua como um meio infinito e o comportamento da pressão pode ser previsto adotando as equações do regime transiente. A perturbação causada pela retirada de fluido do reservatório gera ondas de pressão que são transmitidas à massa de fluido a medida em que ela avança em direção às fronteiras. A taxa de propagação destas ondas depende da permeabilidade do meio. Quando as ondas de pressão atingem os limites externos, o comportamento da pressão na área de drenagem do poço passa a ser influenciado pelas fronteiras do reservatório. Neste momento, é atingido o regime de fluxo estabilizado, que pode acontecer de duas formas:

- Regime permanente: quando há reposição de massa e a pressão é mantida constante nas fronteiras externas do reservatório;
- Regime pseudopermanente: quando o reservatório é um sistema fechado e não há fluxo de massa além de suas fronteiras. A pressão média do reservatório tende a diminuir ao longo do tempo devido à depleção.

Rosa *et al.* (2006) descrevem cinco regimes de fluxo que podem ocorrer, a depender da geometria do sistema poço-reservatório, durante a produção de um poço horizontal. Admita um reservatório retangular, com um poço horizontal situado no centro. Os regimes de fluxo podem ser descritos como:

- Fluxo radial transiente: no tempo curtíssimo a pressão não é influenciada pelas fronteiras do reservatório. Ocorre um fluxo perpendicular ao eixo horizontal do poço;
- ii. Fluxo pseudolinear horizontal transiente fase 1: no tempo curto a pressão é influenciada por uma das fronteiras verticais. Nas imediações do poço, as linhas de fluxo não são lineares, pois o diâmetro do poço é muito menor que a espessura da formação;
- iii. Fluxo pseudoradial horizontal transiente: no tempo intermediário a pressão é influenciada pelas duas fronteiras verticais. Longe do poço as linhas de fluxo são radiais horizontais, havendo deformações somente nas imediações do poço;
- iv. Fluxo pseudolinear horizontal transiente: no tempo intermediário tardio a pressão é influenciada por uma das fronteiras horizontais;
- v. Fluxo pseudoradial horizontal pseudopermanente: no tempo longo a pressão é influenciada por todas as fronteiras do reservatório.



Figura 3.2 - Área de drenagem do poço horizontal no modelo de simulação de reservatório.

A Figura 3.2 mostra a distribuição da pressão nas imediações do poço. O comprimento do poço é muito menor que as dimensões do reservatório e, portanto, a pressão leva mais tempo para atingir as fronteiras. Rosa *et al.* (2006) explicam que em áreas de drenagem retangulares, o tempo para se atingir o regime pseudopermanente, ou seja, para que a pressão seja influenciada por todas as fronteiras do reservatório, é maior.

O efeito de borda é decorrente dos regimes de fluxo descritos nesta seção. A vazão que ocorre nas extremidades do poço resulta da onda de pressão que percorre o reservatório. O efeito de borda aumenta a produtividade do poço na região do dedão e do calcanhar devido à sua maior exposição à área de fluxo. O efeito se intensifica ao longo do tempo, como mostra os regimes de fluxo.

# 3.10 DEFINIÇÕES DO MODELO DE POÇO

A Figura 3.3 mostra o desenho esquemático de um poço horizontal que servirá como base para este trabalho.



Figura 3.3 – Desenho esquemático de um poço produtor horizontal.

A produção ocorre através de um poço de raio  $r_w$ , por um segmento de linha reta de comprimento horizontal igual a *L*. A extremidade livre é conhecida como dedão (do inglês, *toe*), enquanto a extremidade oposta, que une os trechos horizontal e vertical/direcional, é chamada de calcanhar (do inglês, *heel*). O escoamento resulta do diferencial de pressão no poço, tal que  $p_1 > p_2$ , e ocorre do dedão para o calcanhar. A queda de pressão que ocorre entre o dedão e o calcanhar do poço é o objeto de estudo deste trabalho.

A pressão do poço  $p_w$  varia de ponto a ponto devido ao gradiente de pressão, que será detalhado ao longo do texto. A pressão do reservatório  $P_R$  também é uma função da posição e depende de propriedades da formação, do fluido e da vazão de produção. A diferença de pressão entre o poço e o reservatório é responsável pelo fluxo de fluido entre os dois meios e é conhecido como *drawdown*. A produção de fluido ocorre quando a pressão do reservatório é maior que a do poço e o valor de *drawdown* é positivo. A injeção ocorre de maneira inversa.

A produção ocorre ao longo da extensão horizontal do poço. Um fluido, de compressibilidade pequena e constante c, viscosidade constante  $\mu$  e massa específica constante  $\rho$  flui para o poço a uma vazão  $q_w$  (medida em condição de reservatório). A vazão é considerada nula no dedão e fixa e igual a 5000 m<sup>3</sup>/dia no calcanhar. O efeito de borda, explicado na seção 3.3, mostra que a produção nas extremidades do poço existe e é maior que no centro. No entanto, a quantidade de fluido que entra no dedão é muito pequena quando comparada com o influxo total de óleo no poço, tornando esta condição válida para descrever o problema.

## 4 MODELO MATEMÁTICO

O Capítulo 4 apresenta o problema, as hipóteses assumidas no modelo e as equações que descrevem a queda de pressão em um poço horizontal produtor.

#### 4.1 MODELO DE POÇO

O modelo descreve um escoamento em um duto circular de área constante com influxo de massa do reservatório para o poço. O objetivo do modelo é mensurar a queda de pressão no poço. Os efeitos do influxo de massa, das forças viscosas e da inclinação do poço foram levados em consideração. A Figura 4.1 apresenta, esquematicamente, o modelo de poço:



Figura 4.1 – Modelo de poço bidimensional com influxo radial na parede.

As premissas adotadas na construção do modelo foram:

- i. Escoamento isotérmico, desenvolvido e bidimensional;
- ii. Fluido newtoniano e incompressível;
- iii. Propriedades constantes em cada seção;
- iv. Influxo radial uniforme;
- v. Regime permanente;
- vi. Geometria cilíndrica;
- vii. Área do duto constante;
- viii. Área dos canhoneios constante;
- ix. Escoamento levemente inclinado.

Como todo escoamento interno, o escoamento em um poço horizontal é dominado pelos efeitos viscosos. Na região de entrada, a camada limite viscosa cresce da parede para o centro

do duto. Consequentemente, o fluido é desacelerado próximo à parede e acelerado no centro do duto, atendendo ao princípio da conservação de massa. A uma distância finita da entrada, a camada limite converge e o escoamento é dominado pelos efeitos viscosos. Em determinada posição *z*, a velocidade axial passa a não variar mais na posição e se torna uma função apenas do raio. Deste ponto em diante o perfil de velocidade e a tensão de cisalhamento na parede são constantes, independentemente do tipo de regime de escoamento (laminar ou turbulento). Esta região é conhecida como região de escoamento desenvolvido. O caso acima descreve o escoamento de Hagen-Poiseuille.

Segundo Bejan (2013), o conceito de região desenvolvida pode ser descrito a partir da análise da ordem de grandeza dos termos:

Conservação de Massa Região de entrada Região desenvolvida  

$$\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial v}{\partial r} = 0, u = \frac{u}{L}, v = \frac{ud}{L} r = d, v = v(r), \frac{\partial u}{\partial z} \neq 0 r = r(\delta), v = 0, \frac{\partial u}{\partial z} = 0$$

Na região desenvolvida, o comprimento característico r é fixo e igual ao diâmetro do duto, e o perfil de velocidade é constante. Na região de entrada, r é variável e depende da espessura da camada-limite hidrodinâmica. Consequentemente, a velocidade radial v e o gradiente de velocidade axial  $\frac{du}{dz}$  não podem ser desprezados. A Figura 4.2 mostra as duas regiões:



Figura 4.2 - Desenho esquemático de um escoamento em desenvolvimento num duto (adaptado de Bejan, 2013).

Em escoamentos com transferência de massa, a vazão axial é função do influxo radial, tornando o conceito de escoamento desenvolvido inadequado para descrever o problema. Como explicado por Bejan (2013), a presença do influxo de massa na parede do poço torna a velocidade axial variável ao longo de toda a extensão do duto. O trabalho de Hornbeck (1963) apresenta uma forma de diferenciar a região de entrada da região desenvolvida a partir de uma

relação entre a velocidade no centro do duto e a velocidade média na seção transversal. O trabalho de Ouyang *et al.* (1997) mostra que o formato do perfil de velocidade depende do tipo de escoamento que atravessa a parede do duto, se injeção ou sucção. No caso de injeção de fluido, quando o regime é laminar, a velocidade do escoamento aumenta na região próxima à parede. Em regime turbulento, o influxo radial expande a camada limite turbulenta e o escoamento é desacelerado próximo à parede. Mais detalhes dos trabalhos de Ouyang *et al.* (1997) e Hornbeck (1963) podem ser encontrados no Anexo A. Apesar disso, este trabalho considerará como premissa que o escoamento é desenvolvido. A inclusão da análise do escoamento em desenvolvimento será deixada como sugestão de trabalhos futuros.

#### 4.1.1 LEIS DE CONSERVAÇÃO

As equações que descrevem o escoamento de um fluido em um duto circular derivam dos princípios de conservação de massa, de quantidade de movimento e de energia. A equação da energia foi desconsiderada pois o escoamento é isotérmico e adiabático. Análises sobre trocas térmicas serão deixadas como sugestão de trabalhos futuros.

As leis de conservação aplicadas no poço foram descritas no sistema de coordenadas cilíndricas, como é ilustrado na Figura 4.3. A coordenadas r e z indicam a distância radial e a direção do escoamento, respectivamente. A coordenada  $\theta$  indica a rotação do escoamento ao longo do eixo z que, neste trabalho, será considerada nula. O escoamento é irrotacional.



Figura 4.3 - Sistema de coordenadas cilíndricas (adaptado de White, 1999).

### 4.1.1.1 CONSERVAÇÃO DE MASSA

Para um volume de controle fixo, a forma geral da equação da continuidade é escrita, como:

$$\int_{VC} \frac{\partial \rho}{\partial t} dV + \int_{SC} \rho(v.\hat{n}) dA = 0$$
(4.1)

Aplicando as hipóteses assumidas no problema (regime permanente) e simplificando a equação (4.1):

$$\int_{VC} (v.\,\hat{n}) dA = 0 \tag{4.2}$$

Introduzindo o influxo radial do reservatório, a equação da continuidade pode ser reescrita como:

$$v_{z,1}A + (v_r A_i n) = v_{z,2}A \tag{4.3}$$

onde  $v_{z,1}$  é a velocidade de entrada,  $v_{z,2}$  é a velocidade de saída e o termo  $(v_rA_in)$  é a vazão radial. No caso de um poço produtor, a vazão radial é tratada como um termo fonte e representa a produção de fluido do reservatório para o poço. No termo  $(v_rA_in)$ ,  $A_i$  é a área de cada furo do canhoneio e n é a densidade de canhoneio. A velocidade de saída do volume de controle pode ser escrita como a soma da velocidade de entrada e o termo fonte:

$$v_{z,2} = v_{z,1} + v_r \left( n \frac{A_i}{A} \Delta z \right) \tag{4.5}$$

onde  $\Delta z$  é o comprimento da seção do poço. A equação (4.5) pode ser reescrita, como:

$$\frac{\Delta v_z}{\Delta z} = n \frac{A_i}{A} v_r \tag{4.6}$$

Podemos relacionar o influxo radial e a queda de pressão através do índice de produtividade do poço, como:

$$IP = \frac{q_R}{[p_R - p_w]} \tag{4.7}$$

onde *IP* é o índice de produtividade,  $q_R$  é a vazão radial proveniente do reservatório e  $(p_R - p_w)$  é o *drawdown*. Reescrevendo a equação (4.7) em termos da velocidade radial:

$$\nu_r = \frac{IP[p_R - p_w]}{nA_i \Delta z} \tag{4.8}$$

## 4.1.1.2 CONSERVAÇÃO DA QUANTIDADE DE MOVIMENTO

A Figura 4.5 mostra o balanço de forças em um volume de controle infinitesimal em coordenadas cartesianas.



Figura 4.5 – Balanço de forças em um volume de controle infinitesimal (adaptado de Bejan, 2013).

Para um volume de controle fixo, a forma geral da equação da quantidade de movimento é escrita, como:

$$\int_{VC} \frac{\partial}{\partial t} (\rho v) dV + \int_{SC} (\rho v) v \, \hat{n} dA = \int_{VC} \rho g dV + \int_{SC} (\hat{n} \, T) dA \tag{4.9}$$

onde os termos  $\int_{VC} \rho g dV$  e  $\int_{SC} (\hat{n}.T) dA$  descrevem as forças de corpo e de superfície, respectivamente. A equação (4.9) pode ser reescrita, como:

$$\sum \vec{F} = F_B + F_S = \int_{VC} \frac{\partial}{\partial t} (\rho v) dV + \int_{SC} (\rho v) v \cdot \hat{n} dA$$
(4.10)

Aplicando as simplificações e escrevendo a equação na direção do escoamento no poço:

$$\sum \vec{F} = F_{B,z} + F_{S,z} = \rho \int_{SC} v_z(v, \hat{n}) dA$$
(4.11)

O campo gravitacional é responsável pela força de corpo que atua sobre o volume de controle e é representado por:

$$F_{B,z} = \int_{VC} \rho g_z dV \tag{4.12}$$

A pressão hidrostática e as forças viscosas que atuam na superfície de controle são devido ao movimento das camadas adjacentes de fluido. As forças de superfície podem ser escritas em termos do tensor de tensões, como:

$$F_{S,z} = \int_{SC} (\hat{n}.T) dA \tag{4.13}$$

onde T é definido, como:

$$T = \begin{bmatrix} -p + \tau_{rr} & \tau_{rz} \\ \tau_{zr} & -p + \tau_{zz} \end{bmatrix}$$
(4.14)

Na equação (4.14), p é a pressão e  $\tau$  é a tensão de cisalhamento. A pressão atua como uma força de compressão, normal ao elemento de fluido, nas direções r e z, enquanto que a tensão de cisalhamento atua como uma força tangencial ao elemento de fluido. O tensor de tensões é proporcional à taxa de deformação linear, angular e de compressão ou expansão do elemento de fluido. A equação constitutiva que caracteriza fluidos newtonianos é dada pela lei de Newton da viscosidade apresentada na equação (4.15):

$$\tau = 2\mu E \tag{4.15}$$

onde  $\tau$  é a tensão de cisalhamento,  $\mu$  é a viscosidade do fluido e *E* é o tensor de cisalhamento. A equação (4.16) calcula o tensor de cisalhamento:

$$E = \frac{1}{2} (\nabla v + \nabla v^T) \tag{4.16}$$

A velocidade axial é função do raio e varia ao longo de toda a extensão do poço devido ao influxo de massa do reservatório. A fim de simplificar o problema e reduzi-lo a um escoamento

unidimensional, optou-se por adotar uma velocidade média no centro do bloco. A velocidade média na seção transversal pode ser computada, como:

$$\bar{v}_z = \frac{1}{A} \int_0^{r_w} v_z(r) \, dA \tag{4.17}$$

onde  $v_z(r)$  é o perfil de velocidade que descreve o escoamento em duto circular com transferência de massa proposto por Ouyang *et al.* (1997). O perfil de velocidade é dado por:

$$v_z(r) = v_{z,max} \left(1 - \frac{r}{r_w}\right)^m \tag{4.18}$$

A dependência da velocidade com o raio se deve ao efeito das forças viscosas na camadalimite. Na ausência das forças viscosas, a velocidade numa seção seria constante. Portanto, para corrigir o *déficit* de vazão mássica que existe na camada limite, o conceito de espessura de deslocamento foi introduzido como sendo  $\delta^*$  e escrito como:

$$\delta^* = \int_0^\delta \left( 1 - \frac{v_z(r)}{\bar{v}_z} \right) dy \tag{4.19}$$

A partir da equação (4.19), podemos escrever o fator de correção de momento  $\beta$ , como:

$$\beta = \frac{\delta^*}{\delta} = \int_0^1 \left( 1 - \frac{v_z(r)}{\bar{v}_z} \right) dy_D$$
(4.20)
onde  $y_D = \frac{y}{r_w} e \ y = (r_w - r).$ 

O fator  $\beta$  depende do perfil de velocidade e os seus valores são tabelados e estão disponíveis na literatura. Em White (1999), o valor de  $\beta$  para escoamento laminar totalmente desenvolvido é 0,75, enquanto que esse valor varia de 0,9643 a 0,9895 em escoamento turbulento totalmente desenvolvido. Sabendo que quando há injeção de fluido,  $m \leq \frac{1}{2}$ , o escoamento é turbulento ao longo de toda a região desenvolvida e o valor de  $\beta$  pode ser admitido constante. Substituindo os termos na equação de momento linear:

$$[(p_2 A) - (p_1 A)] + \tau_w S \Delta z + \rho A \Delta z g \sin \theta = \left[ \rho A (\bar{v}_{z,2})^2 - \rho A (\bar{v}_{z,1})^2 \right]$$
(4.21)

Substituindo  $\bar{v}_{z,2}$  pela equação (4.5), podemos reescrever a equação (4.21), como:

$$\left[(p_2 A) - (p_1 A)\right] + \tau_w S \Delta z + \rho A \Delta z g \sin \theta = \left[\rho A \left(v_{z,1} + n \Delta z A_i v_r\right)^2\right] - \left[\rho A \left(\bar{v}_{z,1}\right)^2\right]$$
(4.22)

Fazendo o limite de  $\Delta z \rightarrow 0$ , podemos escrever a equação do gradiente de pressão, como:

$$\frac{dp}{dz} = \underbrace{-\rho \frac{d}{dz} (\bar{v}_z^2)}_{i} + \underbrace{n\rho \frac{A_i}{A} v_r}_{ii} - \underbrace{\tau_w \frac{S}{A}}_{iii} - \underbrace{\rho g \sin \theta}_{iv}$$
(4.23)

O lado direito da equação (4.23) exibe os quatro termos do gradiente de pressão:

- i. O termo aceleracional é resultado da mudança da energia cinética do escoamento devido ao influxo de massa radial;
- ii. O termo direcional é resultado da direção de entrada do influxo radial;
- iii. O termo friccional é resultado da tensão de cisalhamento na parede do poço;
- iv. O termo gravitacional é resultado da inclinação do poço.

A velocidade radial proveniente do influxo do reservatório pode ser decomposta nas componentes  $v_{r,z}$  e  $v_{r,r}$ . O influxo pode incidir na parede do duto de três formas:

- i.  $\theta < 90^{\circ}$ : o influxo radial tem a mesma direção do escoamento e é positivo;
- ii.  $\theta = 90^{\circ}$ : o influxo radial é perpendicular ao escoamento;
- iii.  $\theta > 90^\circ$ : o influxo radial tem direção oposta ao escoamento e é negativo.

Portanto, as componentes de  $v_r$  podem ser escritas, como:

$$\begin{cases} v_{r,r} = v_r \sin \theta \\ v_{r,z} = v_r \cos \theta \end{cases}$$
(4.24)

Aplicando a equação (4.6) e substituindo  $v_r$  pelas suas componentes no termo direcional, a equação (4.23) pode ser reescrita, como:

$$\frac{dp}{dz} = \underbrace{-n\frac{A_i}{A}2\rho\bar{v_z}v_r}_{aceleracional} + \underbrace{n\frac{A_i}{A}\frac{\rho}{2}v_r^2\sin 2\gamma}_{direcional} - \underbrace{\tau_w\frac{S}{A}}_{friccional} - \underbrace{\rho g\sin\theta}_{gravitacional}$$
(4.25)

com as quatro componentes do gradiente de pressão.

A tensão de cisalhamento escrita na sua forma adimensional é conhecida como o fator de atrito de Fanning:

$$f = \frac{\tau_w}{1/2\rho\bar{v}_z^2} \tag{4.26}$$

Usando a correlação de Moody (1947) para descrever o a tensão de cisalhamento na parede:

$$\tau_w = \frac{1}{2} \rho \bar{v}_z^2 \left[ 0.001375 \left( 1 + \left( 2 \times 10^4 \frac{\epsilon}{d} + \frac{10^6}{Re} \right)^{1/3} \right) \right]$$
(4.27)

Substituindo a tensão de cisalhamento na equação (4.25):

$$\frac{dp}{dz} = -n\frac{A_i}{A}2\rho\bar{v}_z v_r + n\frac{A_i}{A}\frac{\rho}{2}v_r^2\sin 2\gamma - \frac{s}{A}\frac{\rho\bar{v}_z^2}{2}\left[0.001375\left(1 + \left(2 \times 10^4\frac{\epsilon}{d} + \frac{10^6}{Re}\right)^{1/3}\right)\right] - \rho g\sin\theta$$
(4.28)

Definida as equações de conservação de massa e de quantidade de momento, o problema é descrito pelo sistema de equações abaixo:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dz} = -n\frac{A_i}{A}2\rho\bar{v}_z v_r + n\frac{A_i}{A}\frac{\rho}{2}v_r^2\sin 2\gamma - \frac{s}{A}\frac{\rho\bar{v}_z^2}{2} \left[ 0.001375 \left( 1 + \left( 2 \times 10^4 \frac{\epsilon}{d} + \frac{10^6}{Re} \right)^{1/3} \right) \right] - \rho g \sin \theta \\ \frac{d\bar{v}_z}{dz} = \frac{IP[p_R - p_w]}{A\Delta z} \end{cases}$$

## 5 MODELO NUMÉRICO

O modelo matemático descrito no Capítulo 4 resulta em um sistema de equações diferenciais ordinárias (EDO). O Capítulo 5 apresenta o desenvolvimento do modelo numérico para o problema da queda de pressão em poços horizontais.

## 5.1 REPRESENTAÇÃO NUMÉRICA DO RESERVATÓRIO

O reservatório foi descrito por um modelo simples capaz de alimentar o poço com uma vazão de líquido. O objetivo de trabalhar com um modelo simplificado é a possibilidade de isolar a influência de parâmetros do reservatório na análise da queda de pressão no poço. A Figura 5.1 apresenta o modelo de reservatório e a legenda indica a profundidade em metros.



Figura 5.1 - Modelo de simulação do reservatório.

O modelo foi construído utilizando uma malha cartesiana regular. A malha tem 100 blocos na direção i, 50 blocos na direção j e 100 blocos na direção k, totalizando 50 mil blocos. A dimensão dos blocos na direção i e j é de 40 m e na direção k de 10 m. A dimensão total da malha é de 4000 m x 2000 m x 1000 m. O modelo representa um meio poroso uniforme, anisotrópico e homogêneo. A razão entre as permeabilidades horizontal e vertical caracteriza a

natureza anisotrópica do reservatório, enquanto os valores constantes de porosidade o classificam como homogêneo. Os valores de  $k_h$  e  $k_v$  são admitidos uniformes ao longo das direções x, y e z. O reservatório por camadas impermeáveis nos limites superior e inferior. O poço está localizado no centro do reservatório e se estende horizontalmente na direção i. As propriedades dos fluidos são baseadas no modelo do campo de Peregrino. A distribuição de saturação inicial indica água conata no meio poroso, mas não a presença de um aquífero. O modelo não assume alimentação externa. A simulação de reservatório foi conduzida com o simulador térmico STARS®, programa desenvolvido pelo CMG.

## 5.2 REPRESENTAÇÃO NUMÉRICA DO POÇO

O poço é representado no modelo de reservatório e no algoritmo desenvolvido. No modelo de reservatório, o poço é representado em coordenadas cartesianas e dividido em 30 blocos. Cada bloco representa um ponto de fonte de massa. O simulador gera uma tabela de *Inflow Performance Relationship* (IPR) para cada bloco, de onde são extraídos os dados de pressão e vazão, que, posteriormente, serão corrigidos com o gradiente de pressão. Os dados de pressão e vazão são dados no centro do bloco e representam a média dos valores no bloco. A Figura 5.2 mostra o poço no modelo de reservatório e a legenda indica a profundidade em metros.



Figura 5.2 - Representação do poço no modelo de simulação.

No algoritmo, o poço é representado em coordenadas cilíndricas e dividido no mesmo número de blocos do modelo de reservatório, 30. A Figura 5.3 ilustra o modelo de poço descrito no algoritmo.



Figura 5.3 - Desenho esquemático do procedimento de cálculo da queda de pressão no poço.

Cada bloco admite um gradiente de pressão constante, que varia a cada incremento (i+1). O gradiente de pressão pode ser escrito, como:

$$-\Delta p_{n-1} = \sum_{i=1}^{n} -\frac{dp}{dz} \Big|_{i} dz_{i}$$
(5.1)

onde  $-\frac{dp}{dz}\Big)_i$  é o gradiente de pressão em cada seção e  $dz_i$  é o comprimento da seção (SHOHAM, 2005).

## 5.2.1 CONDIÇÃO INICIAL E DE CONTORNO

Para garantir um problema bem-posto é preciso especificar o número e o tipo de condições auxiliares que serão admitidas. A solução do sistema de EDOs requer uma condição inicial para cada equação, ou seja, uma para a pressão e outra para a velocidade. Portanto:

$$\begin{cases} v_z(t=0) = 0\\ p \ (t=0) = (0,99p_R) \end{cases}$$
(5.2)

A primeira condição inicial estabelece que a vazão no dedão do poço é zero. Para garantir vazão nula, o diferencial de pressão entre o poço e o reservatório tem que ser igual a zero, ou

seja, a pressão do poço e do reservatório devem ser iguais. É o que mostra a segunda condição inicial em (5.2).

A primeira condição inicial, que estipula vazão nula no dedão, minimiza o impacto do efeito de borda no gradiente de pressão. O efeito de borda é gerado no simulador de reservatório que aumenta a produtividade do poço nas extremidades devido à maior exposição dos blocos à área de fluxo. Por isso, o influxo radial é maior na região do dedão e do calcanhar. Apesar disso, a quantidade de fluido que entra no dedão do poço é pequena em relação ao escoamento ao longo de sua extensão, tornando a primeira condição inicial aceitável para descrever o problema.

Além das condições iniciais, o problema requer uma condição de contorno no calcanhar do poço:

$$q_w(z=L) = q_{esp} \tag{5.3}$$

O poço pode ser operado a partir de uma vazão ou de uma pressão estabelecida na cabeça do poço, dependendo do caso. Neste trabalho, a condição de contorno adotada fixa uma vazão volumétrica de produção igual a 5000 m<sup>3</sup>/dia. Esta condição depende diretamente do diferencial de pressão entre o poço e o reservatório, e, portanto, da pressão no poço.

## 5.3 SOLUÇÃO

O fluxograma apresentado na Figura 5.4 descreve a solução numérica do problema. O procedimento é dividido em três etapas: a primeira descreve o acoplamento entre o STARS® e o MATLAB®; a segunda implementa a condição inicial e encontra a solução numérica do sistema de equações; a terceira garante o cumprimento da condição de contorno.



Figura 5.4 – Fluxograma do algoritmo do modelo de poço.

## 5.3.1 ACOPLAMENTO RESERVATÓRIO-POÇO

Como citado no Capítulo 1, o modelo desenvolvido para calcular a queda de pressão no poço funciona acoplado com o simulador de reservatórios do CMG. Os programas funcionam

de forma acoplada, mas são independentes um do outro. A escolha do STARS® foi baseada na sua funcionalidade de acoplamento com outros programas.

O modelo geológico é simulado no STARS®, que calcula a saturação de fluidos, a pressão e a vazão no meio poroso ao longo do tempo. O modelo de poço calcula a queda de pressão causada pelas forças inerciais, viscosas e gravitacionais do escoamento, descritas no Capítulo 4. O acoplamento prevê a formulação explícita, o que significa que as equações de reservatório e poço são resolvidas separadamente, diferentemente do que ocorre nos modelos implícitos.

Durante o processo de acoplamento, a comunicação entre os programas é feita através de dois tipos de arquivos:

- i. DATA, responsável pela transmissão dos dados entre o STARS® e o MATLAB®;
- SGNL, responsável pela contagem dos passos de tempo e pelo status do processo em cada um deles.

Para facilitar o entendimento da dinâmica do acoplamento, a nomeação dos arquivos segue a forma:

- i. Comunicação STARS®-MATLAB®: stars.DATA e stars.SGNL;
- ii. Comunicação MATLAB®-STARS®: matlab.DATA e matlab.SGNL.

O STARS® inicializa o modelo de reservatório a partir do arquivo DAT. Em seguida, cria os arquivos stars.SGNL e stars.DATA. Este último contém os dados de saída especificados no arquivo DAT. A partir deste momento, o STARS® entra em modo de espera.

O MATLAB® detecta e faz a leitura do arquivo stars.SGNL. Em seguida, o algoritmo é executado e ao final o MATLAB® escreve os itens de saída no arquivo matlab.DATA. Neste arquivo, o MATLAB® indica para o simulador a nova condição de operação do poço e atribui para cada bloco o valor da nova pressão do poço calculada pelo modelo. O MATLAB® cria o arquivo matlab.SGNL e atualiza o contador para receber o próximo passo de tempo.

O MATLAB® entra em modo de espera enquanto o STARS® detecta o arquivo matlab.SGNL. O STARS® faz a leitura do arquivo matlab.DATA, implementa a nova condição de operação do poço e continua a leitura do arquivo stars.DAT até o próximo passo de tempo. O processo é repetido até atingir o último passo de tempo.

A metodologia foi criada para assegurar o cálculo da queda de pressão no poço durante a simulação de reservatório.

#### 5.3.2 GRADIENTE DE PRESSÃO

Nesta etapa, o algoritmo calcula o gradiente de pressão no poço. Estabelecidas as condições iniciais, é admitido um diferencial de pressão correspondente a 1% da pressão inicial do reservatório para inicializar a produção no poço.

Definido os dados de entrada, o sistema de EDOs que descreve o escoamento de fluido ao longo do poço é dado por:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dz} = -n\frac{A_i}{A}2\rho\bar{v}_z v_r + n\frac{A_i}{A}\frac{\rho}{2}v_r^2\sin 2\gamma - \tau_w\frac{S}{A} - \rho g\sin\theta\\ \frac{d\bar{v}_z}{dz} = \frac{IP[p_R - p_w]}{A\Delta z} \end{cases}$$
(5.4)

Para simplificar o problema, um modelo baseado no IP do poço foi usado para calcular a variação da velocidade média do escoamento, como mostra a segunda equação do sistema de EDOs (5.4). A variação da velocidade decorre do incremento de massa proveniente do reservatório.

O algoritmo calcula os gradientes de pressão e velocidade pelo método de Runge-Kutta de quarta ordem. A solução também gera novos valores de pressão e velocidade, que são usados para atualizar os dados de *drawdown*, influxo radial e vazão no poço, dados por:

$$\Delta p = p_R - p_w \tag{5.5}$$

$$q_R = IP \left( p_R - p_w \right) \tag{5.6}$$

$$q_w = \bar{v}_z A \tag{5.7}$$

Os valores são calculados em cada bloco e a cada passo de tempo.

### 5.3.3 CONDIÇÃO DE CONTORNO

Por último, o algoritmo verifica o cumprimento da segunda condição de contorno, que fixa uma vazão de 5000 m<sup>3</sup>/dia no calcanhar do poço. Por fim, o método iterativo da secante é implementado para redistribuir a pressão ao longo do poço de forma a honrar a condição de contorno. A tolerância de erro admitida no resíduo é de  $10^{-5}$ .

$$R = \left| q_{w(L)} - q_{esp} \right| < 10^{-5} \tag{5.8}$$

### 6 APLICAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO

O Capítulo 6 é dividido em duas partes. A primeira descreve a validação do modelo de poço com base no trabalho de Ozkan, *et al.* (1993) e Rosa (2017). Na segunda parte são descritos os casos nos quais a metodologia será aplicada.

# 6.1 VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO

A validação tem como objetivo quantificar o grau de representatividade do modelo em relação ao fenômeno físico. Sendo assim, o modelo foi validado com os trabalhos de Ozkan *et al.* (1993) e Rosa (2017). Os modelos assumem escoamento monofásico, incompressível e isotérmico, e os resultados obtidos refletem apenas a contribuição da componente friccional do gradiente de pressão.

O trabalho de Ozkan *et al.* (1993) foi baseado no campo de Troll, localizado no mar do Norte. O reservatório é altamente anisotrópico, com altos valores de permeabilidade e uma capa de gás que limita o diferencial de pressão entre 15 e 20 psi. Os dados do modelo são apresentados na Tabela 6.1.

Pressão inicial, P <sub>i</sub> [psi]	2300
Raio do reservatório, $r_e$ [ft]	2776
Espessura da formação, h [ft]	72
Permemabilidade horizontal, $k_h$ [mD]	8500
Permemabilidade vertical, $k_v$ [mD]	1500
Viscosidade do óleo, $\mu$ [cP]	1,43
Massa específica do óleo, $ ho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	55
Fator volume formação, <i>B</i> [bbl/stb]	1,16
Compressibilidade total, $c_t$ [1/psi]	6,9 x 10 <sup>-6</sup>
Porosidade, $\phi$	0,25
Distância vertical do poço, $z_w$ [ft]	11,5
Raio do poço, $r_w$ [ft]	0,25
Comprimento do poço, L [ft]	2625

Tabela 6.1 – Dados do modelo do campo de Troll (Ozkan et al., 1993).

O trabalho de Rosa (2017) foi baseado nos dados do campo de Peregrino, localizado na bacia de Campos. O reservatório apresenta a forma de um paralelepípedo reto com a finalidade

de minimizar o impacto das heterogeneidades na queda de pressão ao longo do poço (ROSA, 2017). A Tabela 6.2 apresenta os dados do modelo.

Pressão inicial do reservatório P <sub>Ri</sub> [kPa]	23668
Viscosidade da água, $\mu_w$ [cP]	0,48
Massa específica da água, $\rho_w$ [kg/m <sup>3</sup> ]	1067,90
Compressibilidade da formação, <i>c<sub>f</sub></i> [1/kPa]	4,1 x 10 <sup>-6</sup>
Porosidade, $\phi$	0,2484
Raio do poço, $r_w$ [m]	0,0762
Comprimento do poço, L [m]	1200

Tabela 6.2 – Dados do modelo do campo de Peregrino (Rosa, 2017).

As curvas obtidas com o modelo proposto foram comparadas com os gráficos de *drawdown* e influxo radial do trabalho de Ozkan *et al.* (1993) e de pressão relativa e influxo específico de Rosa (2017). As Figuras 6.1 e 6.2 apresentam os resultados obtidos por Ozkan *et al.* (1993). Admitindo regime permanente e pressão do reservatório constante, a curva de *drawdown* é mostrada na Figura 6.1. O *drawdown* reportado pelos autores foi de 12,85 psi. No modelo proposto é de 12,92 psi. A Figura 6.2 apresenta o perfil de influxo radial no poço. Os autores fixam a vazão no calcanhar igual a 30000 bbl/dia. Integrando a curva de influxo radial, a vazão total obtida é de 30006 bbl/dia.



Figura 6.1 – Curva de *drawdown* do poço (Ozkan *et al.*, 1993).



As Figuras 6.3 e 6.4 apresentam os resultados obtidos por Rosa (2017). A Figura 6.3 mostra a curva de pressão relativa, um dos indicadores propostos pelo autor para quantificar a queda de pressão entre o dedão e calcanhar do poço. O diferencial de pressão reportado por Rosa (2017) é de 568 kPa, enquanto que no modelo é de 598 kPa. A Figura 6.4 apresenta a curva de influxo específico, outro indicador proposto pelo autor para mensurar a contribuição do influxo radial na vazão total do poço. Integrando a curva de influxo radial, a vazão total que se obtém é de 4991 m<sup>3</sup>/dia, enquanto que a vazão reportada por Rosa (2017) é de 5000 m<sup>3</sup>/dia.



Figura 6.3 – Curva de pressão relativa do poço (Rosa, 2017).

Figura 6.4 – Curva de influxo específico do poço (Rosa, 2017).

A diferença observada nas curvas de pressão e vazão entre o modelo desenvolvido e o trabalho de Ozkan *et al.* (1993) foi de 0,54% e 0,02%, respectivamente. No trabalho de Rosa (2017), a diferença na curva de pressão foi mais significativa, de 5,28%. A curva de vazão apresentou uma diferença de 0,18%.

A diferença entre as curvas do modelo proposto e do modelo de Ozkan *et al.* (1993) decorre do processo de transcrição dos dados de pressão e influxo radial. Os dados foram retirados do trabalho dos autores com o auxílio de um algoritmo desenvolvido em MATLAB®, que reproduz as curvas inseridas manualmente. No trabalho de Rosa (2017), a diferença na construção do modelo de reservatório, apesar dos mesmos dados de entrada, gerou a defasagem entre as curvas.]

Apesar das diferenças observadas, as curvas apresentam o mesmo comportamento, o que indica que o programa pode ser aplicado para avaliar os casos propostos neste trabalho, e, portanto, está validado.

#### 6.2 APLICAÇÃO

A primeira parte do trabalho visa aplicar o modelo de poço nos mesmos casos analisados em Rosa (2017) e verificar o comportamento do gradiente de pressão, dessa vez, com a inclusão das componentes aceleracional e gravitacional. A segunda parte do trabalho vai estudar o impacto do gradiente de pressão na chegada de água no poço produtor.

Rosa (2017) estudou o efeito da queda de pressão em diferentes casos, variando a viscosidade do fluido, o diâmetro do poço, a permeabilidade da formação e a vazão de produção. Os resultados de Rosa (2017) mostraram que o efeito da queda de pressão é mais acentuado nos casos de pequeno diâmetro, alta permeabilidade e alta vazão. O autor apresentou o impacto dos resultados no perfil de produção do poço e no tempo de irrupção da água.

O efeito da queda de pressão será analisado com base no modelo apresentado na Tabela 6.3.

	Modelo
Pressão inicial do reservatório $P_{Ri}$ [kPa]	23668
Compressibilidade da formação, $c_f$ [1/kPa]	4,1 x 10 <sup>-6</sup>
Porosidade, $\phi$	0,2484
Diâmetro do poço, $d_w$ [m]	0,1524
Comprimento do poço, L [m]	1200
Diâmetro do furo, $d_i$ [m]	0,0045
Rugosidade relativa, $\varepsilon$	0,059

Tabela 6.3 – Dados do modelo de simulação.

O estudo visa compreender o impacto dos parâmetros de reservatório, fluido e produção no comportamento do gradiente de pressão. A Tabela 6.4 resume os quatro casos-base de simulação.

Caso nº	Q [m <sup>3</sup> /d]	k <sub>h</sub> [mD]	k <sub>v</sub> [mD]	μ₀ [cP]	ρ <sub>0</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]	n [1/m]	θ [ grau]
1	1000	700	280	9,74	896	10	1
2	5000	700	280	9,74	896	10	1
3	1000	6243	2487	173,703	882,70	10	1
4	5000	6243	2487	173,703	882,70	10	1

Tabela 6.4 - Resumo dos quatro casos-base de simulação.

Os casos-base 1 e 2 simulam um reservatório com baixa permeabilidade e fluido pouco viscoso, enquanto que os casos-base 3 e 4 simulam um reservatório com alta permeabilidade e fluido muito viscoso.

Para computar o efeito do gradiente de pressão gravitacional, foi admitido uma pequena inclinação do poço, variando de 1º a 3º em relação ao plano horizontal. O efeito do influxo radial foi medido em termos da densidade de canhoneio. Foi considerado que o influxo atravessa a parede do poço com um ângulo de 90º. A Tabela 6.5 apresenta outros quatro casos que serão simulados.

Tabela 6.5 - Resumo dos casos-base com a variação da inclinação do poço e da densidade de canhoneio.

Caso nº	Q [m <sup>3</sup> /d]	k <sub>h</sub> [mD]	k <sub>v</sub> [mD]	μ₀ [cP]	ρ <sub>0</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]	n [1/m]	θ [ grau]
2.1	5000	700	280	9,74	896	10	3
2.2	5000	700	280	9,74	896	20	1
3.1	1000	6243	2487	173,703	882,70	10	2
3.2	1000	6243	2487	173,703	882,70	20	1

Para estudar o comportamento da queda de pressão no poço, Rosa (2017) propôs dois indicadores, Pressão Relativa (PR) e Influxo Específico (IFE), que são dados pelas equações:

$$IFE = \frac{q_{R(z)}}{q_{w(L)}} \tag{6.1}$$

$$PR = p_{w(z)} - p_{w(L)} \tag{6.2}$$

onde, na equação (6.1),  $q_{R(z)}$  é o influxo radial de cada seção e  $q_{w(L)}$  é a vazão axial calculada no calcanhar do poço (equivalente a produção total do poço no passo de tempo atual). Na equação (6.2),  $p_{(z)}$  é a pressão do poço em cada seção e  $p_{(L)}$  é a pressão do poço no calcanhar. A Pressão Relativa mede a queda de pressão entre o dedão e o calcanhar do poço, enquanto o Influxo Específico calcula a contribuição de cada seção na produção total do poço.

Neste trabalho serão adotados mais dois indicadores propostos por Penmatcha *et al.* (1999). O primeiro relaciona a queda de pressão no poço com o *drawdown*, e é chamado pelos autores de *Productivity Error* (PE). É dado por:

$$PE = \frac{p_{w(1)} - p_{w(L)}}{p_{R(L)} - p_{w(L)}}$$
(6.3)

onde  $[p_{w(L)} - p_{w(1)}]$  é a diferença de pressão entre o dedão e o calcanhar do poço e  $[p_{R(L)} - p_{w(L)}]$  é o *drawdown* calculado no calcanhar. Os autores reportam que este parâmetro fornece uma boa estimativa do efeito da queda de pressão no poço.

O outro indicador proposto por Penmatcha *et al.* (1999) relaciona o influxo radial em cada seção do poço com o influxo no calcanhar. Este parâmetro fornece a intensidade do efeito do gradiente de pressão no influxo radial e será chamado de Influxo Relativo (IFR), dado por:

$$IFR = \frac{q_{R(z)}}{q_{r(L)}} \tag{6.4}$$

onde  $q_{R(z)}$  é o influxo radial em cada seção e  $q_{R(L)}$  é o influxo radial calculado no calcanhar do poço.

#### 7 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A discussão dos resultados visa compreender melhor o impacto do gradiente de pressão no perfil de produção e na irrupção de água no poço produtor. O Capítulo 7 apresenta e discute os resultados obtidos na simulação dos casos.

No Capítulo 6, foi apresentado os dois modelos que foram usados para construir os casosbase. Cada modelo apresenta uma combinação de viscosidade, massa específica e permeabilidade absoluta, e foi submetido a duas vazões de produção, uma de 1000 m<sup>3</sup>/dia e outra de 5000 m<sup>3</sup>/dia.

Os casos foram simulados durante 3690 dias, o que corresponde a, aproximadamente, 10 anos. O intervalo de tempo foi escolhido de modo que a água alcançasse o poço produtor. Os resultados serão apresentados até o momento da irrupção de água, que ocorre entre o oitavo e o nono ano. O algoritmo foi desenvolvido para descrever um problema monofásico e não é apropriado para representar o modelo após a irrupção de água no poço produtor.

A análise dos resultados será dividida em três partes: a primeira vai comparar os resultados obtidos neste trabalho com os resultados de Rosa (2017). A segunda parte vai avaliar o impacto do gradiente de pressão e de suas componentes na queda de pressão no poço. Também vai analisar o impacto da variação da densidade de canhoneio e da inclinação do poço no gradiente de pressão. A terceira parte vai estudar o impacto do gradiente de pressão na irrupção de água no poço produtor.

Rosa (2017) dividiu a análise dos resultados em casos de óleo leve e óleo pesado. A Tabela 7.1 apresenta os valores de viscosidade e massa específica do fluido que foram utilizados para definir cada caso.

	Óleo Leve	Óleo Pesado
Viscosidade do óleo, $\mu_o$ [cP]	9,74	173,703
Massa específica do óleo, $\rho_o$ [kg/m <sup>3</sup> ]	896	882,70

Tabela 7.1 – Propriedades do fluido nos casos de óleo leve e óleo pesado.

A propriedade que diferencia cada caso é a viscosidade, já que a massa específica não apresenta diferenças significativas. Em cada caso, o autor variou os valores de permeabilidade, diâmetro e vazão.

Os resultados obtidos por Rosa (2017) mostram que o efeito da queda de pressão é maior quando o poço apresenta pequenos diâmetros, produz em reservatórios de alta permeabilidade e é submetido a altas vazões. Foi mostrado que, independentemente da viscosidade, o comportamento dos parâmetros foi o mesmo nos casos de óleo leve e pesado.

Os resultados obtidos neste trabalho assumem as considerações de Rosa (2017) em relação aos três parâmetros analisados: diâmetro, permeabilidade e vazão. O objetivo é verificar o efeito combinado da viscosidade, permeabilidade e vazão na queda de pressão no poço.

A Figura 7.1 apresenta as curvas de pressão relativa. Este indicador mede a queda de pressão entre o dedão e o calcanhar do poço. Como já foi demonstrado por Rosa (2017), as curvas que apresentam as maiores diferenças de pressão ao longo do poço são aquelas que descrevem os casos de maior vazão (5000 m<sup>3</sup>/dia). A queda de pressão nos casos-base 2 e 4 é, aproximadamente, 4 vezes maior que a queda de pressão nos casos-base 1 e 3. O gráfico mostra ainda que, independentemente da vazão, a queda de pressão tende a ser mais acentuada nos casos em que o óleo é mais viscoso e o reservatório mais permeável (casos 3 e 4).



Figura 7.1 - Curva de pressão relativa dos quatro casos-base.

A Figura 7.2 apresenta as curvas de pressão do poço. As curvas pontilhadas correspondem ao perfil de pressão no tempo inicial, enquanto as curvas de traço contínuo representam o perfil de pressão no oitavo ano de produção. A queda de pressão no poço ao longo deste período foi de 428,66 kPa no caso-base 1; 2037,64 kPa no caso-base 2; 546,86 kPa no caso-base 3; e 2772,70 kPa no caso-base 4. As curvas coincidem com os resultados da Figura 7.1, que mostram que os casos de alta vazão (casos-base 2 e 4) são os mais afetados pelo efeito da queda de pressão no poço.



Figura 7.2 – Perfil de pressão do poço dos quatro casos-base.

A Figura 7.3 apresenta as curvas de *drawdown*. O *drawdown* relaciona a pressão do reservatório com a pressão do poço, como é mostrado no exemplo da Figura 7.4. A queda de pressão no poço altera o perfil de influxo radial e, consequentemente, o perfil de pressão do reservatório, que precisa honrar a vazão fixada no calcanhar. Portanto, o *drawdown* é afetado tanto pela vazão de produção, que tem forte influência na queda de pressão no poço, como pela permeabilidade do reservatório, que afeta diretamente a mobilidade do fluido no meio poroso. A vazão é diretamente proporcional à queda de pressão no poço, e, consequentemente, ao *drawdown*, enquanto a permeabilidade é inversamente proporcional a estes dois efeitos. No entanto, ambos os parâmetros fazem com que os valores do diferencial de pressão no poço e do *drawdown* se aproximem, intensificando o efeito da queda de pressão.

Comparando as curvas das Figuras 7.1 e 7.3, é possível perceber que os casos 2 e 4 são os mais afetados pela queda de pressão de poço, e, consequentemente pelo *drawdown*.



Figura 7.3 – Curva de *drawdown* dos quatro casos-base.

A Figura 7.4 mostra o perfil de pressão do poço e do reservatório do caso-base 4 no oitavo ano de produção. A diferença entre as curvas cresce na direção do calcanhar do poço, confirmando os resultados observados pelas curvas de *drawdown* da Figura 7.3. A partir da metade do poço, a queda da pressão se torna mais acentuada, o que sugere uma dependência entre o comprimento do poço e a queda de pressão. Penmatcha *et al.* (1997) mostram que a queda de pressão pode inviabilizar a produção em poços horizontais muito longos devido ao efeito da fricção.



Figura 7.4 - Curvas de pressão do reservatório e do poço do caso-base 4.

A Figura 7.5 apresenta as curvas de influxo específico. O influxo específico calcula a contribuição de cada bloco na produção total do poço. A distorção das curvas é resultado do efeito da queda de pressão no poço, que altera o perfil de produção, tornando-o cada vez menos uniforme.



Figura 7.5 - Curva de influxo específico dos quatro casos-base.

O influxo radial depende tanto da pressão do poço como da pressão do reservatório. A combinação de parâmetros que afetam a pressão em ambos os meios pode produzir resultados diferentes dos apresentados por Rosa (2017), que analisou a influência isolada destes parâmetros no perfil de pressão do poço.

De forma geral, altos valores de *drawdown* aumentam a produção do reservatório. Na Figura 7.5, as curvas que correspondem às formações menos permeáveis (casos-base 1 e 2), são as mais distorcidas, o que sugere que, nestes casos, o perfil de produção é mais afetado pela alta permeabilidade do reservatório do que pela vazão de produção. A razão entre a queda de pressão no poço e o *drawdown*, calculada pelo indicador PE, vai ajudar a compreender os resultados da Figura 7.5. A Tabela 7.2 apresenta os valores computados em cada caso-base.

Caso nº	Queda de Pressão [kPa] $p_{z(1)} - p_{z(L)}$	Drawdown [kPa] $P_{R(L)} - p_{z(L)}$	Diferencial de Pressão Relativo $PE = \frac{p_{z(1)} - p_{z(L)}}{P_{R(L)} - p_{z(L)}}$
1	199,51	228,53	0,87
2	797,41	1144,50	0,69
3	210,43	397,57	0,53
4	905,08	1971,50	0,46

Tabela 7.2 – Valores da razão entre a queda de pressão e o drawdown dos quatro casos-base.

Valores de PE próximos de 1 indicam que o efeito da queda de pressão no poço é significativo, pois o diferencial de pressão no poço se aproxima do valor de *drawdown* no calcanhar. Os valores de PE nos casos-base 1 e 2 sugerem maior efeito da queda de pressão nas curvas de perfil de produção, que se apresentam mais distorcidas, como mostra a Figura 7.5.

O modelo de condutividade infinita, como já foi discutido em capítulos anteriores, descreve o caso em que a queda de pressão ao longo do poço é muito pequena em relação ao *drawdown* e, por isso, pode ser desprezada. Neste modelo, a produção de óleo é uniforme e proporcional ao comprimento do poço. Da mesma forma, as curvas de pressão são simétricas, mostrando que o efeito da queda de pressão no poço é nulo, não afetando, desta forma, a pressão do reservatório.

A Figura 7.6 apresenta as curvas de influxo relativo dos quatro casos-base e do modelo de condutividade infinita. O influxo relativo fornece a intensidade do efeito da queda de pressão no perfil de produção do poço. Comparando a curva pontilhada do modelo de condutividade infinita com as demais curvas, percebe-se que diferenças significativas ocorrem quando a queda de pressão no poço é considerada. A produção tende a aumentar à medida que se afasta do dedão do poço.



Figura 7.6 - Curva do influxo relativo dos quatro casos-base e do modelo de condutividade infinita.

Ouyang *et al.* (1997) reportam que para previsões de produção mais confiáveis, a componente aceleracional do gradiente de pressão deve ser levada em conta, caso contrário, a produção pode ser superestimada em torno de 10%. O gradiente de pressão será analisado nesta segunda parte da análise dos resultados.

A Figura 7.7 apresenta as curvas do gradiente de pressão acumulado. As curvas mostram que a vazão afeta, significativamente, o gradiente de pressão total do poço. Nos casos de alta vazão (casos-base 2 e 4), o gradiente de pressão é, aproximadamente, quatro vezes maior que nos casos de baixa vazão (casos-base 1 e 3).



Figura 7.7 - Curva do gradiente de pressão acumulado dos quatro casos-base.

O gradiente de pressão resulta dos efeitos das componentes aceleracional, friccional e gravitacional. O influxo radial proveniente do reservatório é responsável pela variação da energia cinética do escoamento, e dependendo do seu ângulo de incidência, pode acelerar ou frear o escoamento axial no poço. O influxo radial também influencia no efeito da tensão de cisalhamento da parede no fluido. Este efeito deve ser levado em conta pelo fator de atrito, pois, como foi discutido no Capítulo 4, a vazão radial tende a alterar o equilíbrio entre as forças inercias e as forças viscosas na camada-limite.

A inclinação do poço também contribui no impacto do gradiente de pressão. Geralmente, a componente gravitacional é desconsiderada em poços horizontais. Neste trabalho, a inclinação é admitida para prever pequenas ondulações do poço durante a perfuração. A componente gravitacional é função da massa específica do fluido e, portanto, é mais afetada em reservatórios de óleo pesado. É importante diferenciar o conceito de óleo leve e pesado. Rosa (2017) usa os termos para se referir à viscosidade do óleo. No entanto, o conceito é mais usado em termos da massa específica do fluido.

A Figura 7.8 mostra a contribuição das componentes do gradiente de pressão em cada casobase. A componente friccional é a que mais contribui no gradiente de pressão nos casos de alta vazão. As curvas dos casos-base 2 e 4 mostram que a componente friccional corresponde a 80% do gradiente de pressão no poço, enquanto que nos casos-base 1 e 3, a contribuição é de apenas 13% do total. Isto acontece porque a componente friccional é proporcional ao quadrado da velocidade média.

A componente gravitacional é influenciada pela massa específica do óleo. Assumindo que o modelo é incompressível, e, portanto, não apresenta variação na sua massa específica, o comportamento linear da curva da componente gravitacional coincide com o esperado.

A contribuição da componente aceleracional no gradiente de pressão é muito pequena, variando de 0,001 a 0,01%, dependendo do caso. Portanto, nos casos apresentados neste trabalho, a componente aceleracional pode ser desprezada.

70





(c) Caso-base 2

(d) Caso-base 4

Figura 7.8 - Curva do gradiente de pressão acumulado e de suas componentes.

A Figura 7.9 mostra o comportamento do número de Reynolds ao longo do poço. Na literatura, o número de Reynolds é definido como sendo a razão entre as forças inerciais e as forças viscosas:

$$Re = \frac{forças inerciais}{forças viscosas}$$
(7.1)

No entanto, Bejan (2013) defende que a definição do número de Reynolds não pode ser aplicada indiscriminadamente a todos os tipos de escoamento. O autor explica que, no escoamento de Hagen-Poiseuille, por exemplo, o movimento do fluido é regido pelo equilíbrio entre as forças de pressão na direção axial e as forças viscosas exercidas pela parede no fluido. Essa relação resulta em uma grandeza de ordem 1, como mostra a equação (7.2):

$$\frac{-dp/dz}{\mu\partial^2 v_z/\partial r^2} \sim \frac{\Delta p/L}{\mu U/d^2} = O(1)$$
(7.2)

onde  $-\frac{dp}{dz}$  é o gradiente de pressão longitudinal e  $\mu \frac{\partial^2 v_z}{\partial r^2}$  é o termo das forças viscosas.



Figura 7.9 - Curva do número de Reynolds dos quatro casos-base.

Assim sendo, as curvas da Figura 7.9 podem ser interpretadas utilizando a equação (7.2), que relaciona o gradiente de pressão total com a componente friccional. Altos valores de vazão não garantem altos números de Reynolds, como sugere a equação (7.1). O número de Reynolds cresce à medida que a contribuição da componente friccional diminui no gradiente de pressão total. A curva do caso-base 4 ilustra esta situação. Apesar de produzir com uma vazão de 5000 m<sup>3</sup>/dia, o poço apresenta baixos valores de Reynolds, inclusive quando comparado com o caso-base 1, que produz com uma vazão ainda mais baixa, de 1000 m<sup>3</sup>/dia. As tabelas com os números de Reynolds de cada caso-base são apresentadas no Apêndice A.

A Figura 7.10 apresenta as curvas da componente aceleracional do gradiente de pressão. Os casos mais sensíveis à componente aceleracional são aqueles com alta vazão de produção (casos-base 2 e 4).



Figura 7.10 - Curva da componente aceleracional do gradiente de pressão dos quatro casos base.

As próximas figuras apresentam o impacto da densidade de canhoneio e da inclinação do poço nos casos-base 2 e 3. O gráfico (a) compara as curvas dos casos 2.1 e 2.2 com o caso-base 2, enquanto o gráfico (b) compara as curvas 3.1 e 3.2 com o caso-base 3. Os casos 2.1 e 3.1 tratam da variação na inclinação do poço, e os casos 2.2 e 3.2 tratam da variação na densidade de canhoneio. A Tabela 7.3 resume os casos base e suas variações.

Caso-base	Caso nº	Caso n° n [1/m]	
2	2.1	10	3
	2.2	20	1
3	3.1	10	2
	3.2	20	1

Tabela 7.3 – Resumo dos casos-base 2 e 3 e suas variações.

A Figura 7.11 apresenta as curvas de pressão relativa. As curvas mostram o impacto da inclinação do poço e da densidade de canhoneio na queda de pressão.

A inclinação do poço foi o parâmetro que mais afetou a queda de pressão. No caso 2.1, a inclinação passou de 1º para 3º, o que representou um aumento de 54% na queda de pressão no poço. No caso 3.1, a inclinação passou de 1º para 2º e representou um aumento de 80% na queda de pressão.

A densidade de canhoneio passou de 10 para 20 furos a cada metro de poço em ambos os casos. O impacto da variação deste parâmetro no gradiente de pressão é menor do que o impacto
da inclinação do poço, como mostra a Figura 7.11. No caso-base 2, o aumento do número de furos elevou a queda de pressão em 13%, enquanto que no caso-base 3, o seu impacto foi nulo. A curva do caso-base foi sobreposta pela curva do caso 3.2.



(a) Variação da inclinação do poço e da densidade de canhoneio no caso-base 2. (b) Variação da inclinação do poço e da densidade de canhoneio no caso-base 3.

Figura 7.11 - Curva de pressão relativa dos casos-base 2 e 3 e suas variações.

A Figura 7.12 mostra o impacto da inclinação do poço e da densidade de canhoneio nas componentes friccional e gravitacional do gradiente de pressão.





Figura 7.12 – Curva das componentes friccional e gravitacional do gradiente de pressão dos casos-base 2 e 3 e suas variações.

A componente friccional é sensível às variações apenas nos casos de maior vazão (casobase 2). Por outro lado, a componente gravitacional é sensível apenas às variações na inclinação do poço, independente da vazão de produção. Este comportamento já era esperado e foi discutido nos resultados da Figura 7.8.

A Figura 7.13 apresenta as curvas da componente aceleracional do gradiente de pressão. Diferentemente do que foi visto na Figura 7.12, o impacto da densidade de canhoneio é maior na componente aceleracional. A diferença da variação da densidade de canhoneio nos casosbase 2 e 3 é de 0,0039 kPa, o que significa que o impacto é de 96% no caso de alta vazão (casobase 2). De toda forma, a contribuição do efeito da componente aceleracional é muito pequena no gradiente de pressão total do poço, podendo ser desprezada nos casos simulados.



Figura 7.13 - Curva da componente aceleracional do gradiente de pressão das variações dos casos-base 2 e 3.

A terceira parte da análise dos resultados mostra o impacto do gradiente de pressão no tempo de irrupção da água no poço produtor. Dentro do período simulado, a água atinge o poço produtor no nono ano de produção, no caso-base 4 e nos casos 2.1 e 2.2, como mostra as curvas de influxo radial apresentadas na Figura 7.14.

A produção de água causa a distorção das curvas do perfil de produção na região afetada. Conforme mencionado anteriormente, o modelo não descreve adequadamente o escoamento na presença de água, pois foi construído para simular um escoamento monofásico.



Figura 7.14 - Curva de influxo radial do caso-base 4 e das variações do caso-base 2.

O caso-base 4 e as variações 2.1 e 2.2 tem em comum a vazão de produção de 5000 m<sup>3</sup>/dia. Apenas a vazão não faz com que a água alcance o poço dentro de nove anos. Para que isto aconteça, é preciso combinar a alta vazão com a alta permeabilidade da formação, como descreve o caso-base 4, ou com a inclinação mais acentuada do poço, no caso 2.1, ou ainda com o aumento da densidade de canhoneio, no caso 2.2.

As Figuras 7.15, 7.16, 7.17 e 7.18 mostram a frente de avanço de água no poço produtor. É importante ressaltar que o sentido do fluxo no modelo de reservatório está invertido em relação ao modelo de poço. Nos gráficos a seguir, o escoamento flui da esquerda para a direita.

A Figura 7.15 mostra a chegada de água no poço produtor no modelo de condutividade infinita. Neste caso, a representação do modelo de poço horizontal é diferente daquela utilizada nos modelos de queda de pressão, como mostra a Figura 5.2. Neste modelo, conforme já discutido em capítulos anteriores, a água atinge primeiro o centro do poço e é distribuído uniformemente ao longo de sua extensão. O formato da frente de avanço reflete a área de drenagem do poço horizontal discutida na seção 3.2.



Figura 7.15 - Frente de avanço de água no poço produtor no modelo de condutividade infinita.

As Figuras 7.16, 7.17 e 7.18 mostram a frente de avanço de água nos casos em que a queda de pressão no poço é considerada.



Figura 7.16 – Frente de avanço de água no poço produtor do caso-base 4.



Figura 7.17 - Frente de avanço de água no poço produtor do caso 2.1.



Figura 7.18 - Frente de avanço de água no poço produtor do caso 2.2.

A diferença entre os três casos é muito pequena. O que vale ressaltar é o formato distorcido do perfil de influxo de água. A água atinge primeiro o calcanhar do poço, como foi sugerido na análise dos resultados. A distorção das curvas de produção reflete o que é exemplificado nas figuras.

A Figura 7.19 mostra o perfil de pressão do reservatório nos quatro casos. A pressão é menor nos casos em que a queda de pressão no poço é considerada. O gráfico mostra que a queda de pressão tende a ficar mais acentuada a medida que o tempo passa. O tempo de simulação somou 10 anos de produção.



Figura 7.19 - Perfil de pressão do reservatório ao longo do tempo.

As Figuras 7.20 e 7.21 apresentam as curvas de vazão de óleo e água, respectivamente. Na Figura 7.20 é importante ressaltar que a produção de óleo nos casos em que a queda de pressão no poço foi considerada foi maior que no modelo de condutividade infinita. A diferença de pressão entre o poço e o reservatório é maior nos casos em que a queda de pressão é considerada, o que faz com que mais fluido seja produzido. Por outro lado, uma queda de pressão muito acentuada pode trazer prejuízos para o reservatório que vai sofrer com altas taxas de depleção. Neste caso, é importante a manutenção da pressão com injeção de água, por exemplo.



Figura 7.20 - Curvas de vazão de óleo ao longo do tempo.

A Figura 7.21 mostra que no caso 2.2, a água vai atingir o poço produtor em julho de 2026, enquanto que no modelo de condutividade infinita, a irrupção de água vai ocorrer em dezembro do mesmo ano. Os resultados confirmam o que foi analisado nas seções anteriores.



Figura 7.21 – Curvas de vazão de água ao longo do tempo.

### 8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

#### 8.1 CONCLUSÕES

O objetivo do trabalho foi avaliar o impacto da inclusão dos termos do gradiente de pressão no tempo de irrupção da água em poço horizontais e levemente inclinados, levando em consideração um modelo de reservatório homogêneo e isotrópico. Para atingir este objetivo, o modelo de poço foi desenvolvido, implementado em MATLAB® e acoplado ao simulador de reservatórios STARS®. O acoplamento entre os modelos permitiu uma análise ao longo do tempo do comportamento da pressão tanto no poço quanto no reservatório. A abordagem explícita introduziu flexibilidade ao modelo, que é capaz de ser incorporado a outros programas de simulação, além de permitir trabalhar com outros modelos de escoamento e correlações de fator de atrito.

O impacto da queda de pressão no poço foi analisado sob o ponto de vista da pressão e da vazão. As curvas de pressão e *drawdown* permitiram identificar os parâmetros que mais afetam o gradiente de pressão no poço. As medidas de influxo relativo e influxo específico auxiliaram na análise dos resultados. O influxo específico mostrou a contribuição de cada região do poço na produção total e o influxo relativo mediu o impacto do gradiente de pressão no perfil de produção do poço. Confirmando os resultados apresentados por Rosa (2017), o efeito de altas vazões de produção, pequenos diâmetros de poço e reservatórios de alta permeabilidade aumenta a queda de pressão no poço. Porém, a combinação destes parâmetros com a viscosidade do óleo pode gerar resultados diferentes.

O perfil de pressão é mais afetado pela vazão de produção, seguido da combinação de permeabilidade da formação e viscosidade do fluido. A queda de pressão tende a ser mais acentuada em reservatórios de alta permeabilidade e de óleo muito viscoso.

O *drawdown* é afetado tanto pela vazão de produção como pela permeabilidade do reservatório. O efeito destes dois parâmetros é inversamente proporcional, ou seja, quanto maior a vazão de produção, maior é o *drawdown*, enquanto que quanto maior a permeabilidade do reservatório, menor é o *drawdown*. Quanto mais o valor da queda de pressão no poço se aproxima do *drawdown*, mais intenso é o seu efeito, resultando em curvas de produção menos uniformes. A queda de pressão desloca a curva de produção em direção ao calcanhar do poço, que produz maior quantidade de fluido devido à maior diferença de pressão entre o poço e o reservatório. A razão entre a queda de pressão no poço e o *drawdown* mostra que o perfil de produção é mais afetado pela permeabilidade do reservatório. Enquanto altos valores de vazão

intensificam a queda de pressão no poço e no reservatório, altos valores de permeabilidade reduzem os valores de *drawdown* e tornam as curvas de produção mais distorcidas.

No modelo de condutividade infinita, a queda de pressão é nula e a produção de óleo é uniforme e proporcional ao comprimento do poço. Em contrapartida, no modelo em que a perda de carga é considerada, a queda de pressão se torna mais acentuada em direção ao calcanhar do poço, o que demonstra que a relação entre a produção e comprimento do poço não é proporcional. Poços muito longos podem inviabilizar a produção devido ao efeito da queda de pressão. Portanto, negligenciar a queda de pressão no poço pode levar a previsões de produção menos confiáveis e subestimar o tempo de irrupção e o perfil de chegada de água no poço.

A segunda parte do trabalho analisou o impacto das três componentes do gradiente de pressão no perfil de produção do poço. A vazão de produção foi o parâmetro que mais influenciou o gradiente de pressão. Altos valores de vazão afetam o gradiente de pressão em maior intensidade. A componente friccional é sensível às mudanças de velocidade e viscosidade, enquanto que a componente aceleracional é sensível apenas às mudanças na velocidade. No entanto, nos casos apresentados neste trabalho, a contribuição da componente aceleracional é muito pequena e pode ser desprezada.

Nos casos em que o escoamento depende de um gradiente de pressão para ocorrer, como é o caso da produção em poços horizontais, o número de Reynolds cresce à medida que a contribuição da componente friccional diminui no gradiente de pressão total.

Nos casos em que a inclinação do poço e a densidade de canhoneio foram variados, a inclinação foi o parâmetro que mais afetou a queda de pressão no poço. A componente friccional é sensível às variações dos parâmetros nos casos de alta vazão, enquanto que a componente gravitacional é sensível apenas às variações na inclinação do poço, independente da vazão de produção. Diferentemente da componente friccional, a componente aceleracional é sensível às variações na densidade de canhoneio.

A terceira parte do trabalho estudou o efeito da queda de pressão no tempo de irrupção da água no poço produtor. A chegada de água ocorreu em apenas dois casos, depois do nono ano de produção. São eles:

- i. Reservatórios de alta permeabilidade, óleo muito viscoso, com alta vazão de produção;
- Reservatórios de baixa permeabilidade, óleo pouco viscoso, com alta vazão de produção.

No segundo caso (ii), a água atinge o poço produtor quando a inclinação do poço em relação ao plano horizontal é de 3º e a densidade de canhoneio é de 20 furos por metro. Em todos os casos, a vazão faz com que a queda de pressão no poço seja intensificada. Em reservatórios de alta permeabilidade, como descrito no primeiro caso (i), o reservatório apresenta pressões mais baixas, reduzindo o impacto do *drawdown* no poço. O efeito combinado da vazão e da permeabilidade distorce ainda mais a curva de produção do poço que se torna menos uniforme. Nos casos de baixa permeabilidade e baixa viscosidade, o efeito da inclinação do poço e da densidade do canhoneio aumenta o gradiente de pressão, favorecendo a chegada de água no poço produtor.

### 8.2 TRABALHOS FUTUROS

No modelo de escoamento, recomenda-se considerar o efeito da perda de carga da área canhoneada no gradiente de pressão; simular o modelo em uma malha bidimensional para estudar a variação da velocidade ao longo do raio; implementar as correlações do fator de atrito propostas por Ouyang *et al.* (1997) e descritas no Anexo C. Como foi discutido no Capítulo 4, o efeito do influxo radial altera o perfil de velocidade do escoamento e, consequentemente, a tensão de cisalhamento na parede. No reservatório, a recomendação é que sejam adotados modelos que descrevam a produção em poços horizontais, levando em consideração a anisotropia do meio e a área de drenagem do poço.

Outras sugestões são estudar o impacto das componentes do gradiente de pressão em diferentes configurações de completação e aplicar o modelo usando o princípio de funcionamento das válvulas de controle de fluxo (ICD e AICD).

## REFERÊNCIAS

AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Elsevier, 2006.

BEJAN, A. Convection Heat Transfer. John Wiley & Sons, 2013.

BRUHN, C. H. L.; GOMES, J. A. T. G.; LUCCHESE JR, C. D.; JOHANN, P. R. S. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, Houston, 2003. Proceedings... Offshore Technology Conference, 2003. Ref. OTC-15220.

BRUHN, C. H. L.; PINTO, A. C. C.; JOHANN, P. R. S.; BRANCO, C. C. M.; SALOMÃO, M. C.; FREIRE, E. B. Campos and Santos Basin: 40 Years of Reservoir Characterization and Management of Shallow to Ultra-Deep Water, Post and Pre-Salt Reservoirs – Historical Overview and Future Challenges. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, Rio de Janeiro, 2017. Proceedings... Offshore Technology Conference, 2017. Ref. OTC-28159-MS.

CHAPERSON, I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. In: SPE 61<sup>ST</sup> ANNUAL FALL MEETING, New Orleans, 1986. Proceedings... SPE 61<sup>st</sup> Annual Fall Meeting. Ref. SPE-15377.

DIKKEN, B. J. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance. Journal of Petroleum Technology, v. 42, n. 11, p. 1426-1433, nov. 1990.

ECONOMIDES, M. J., DEIMBACHER, F. X., BRAND, C. W., HEINEMANN, Z. E. Comprehensive Simulation of Horizontal-Well Performance. SPE Formation Evaluation, v. 6, n. 4, p. 418-426, dez. 1991.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. Petroleum Production System. Pearson Education, 2012.

EFROS, D. A. Study of Multiphase Flows in Porous Media (em russo). *Gastoptexizdat*, Leningrad, 1963.

FERNÁNDEZ, E. F. F.; PEDROSA JR, O. A.; PINHO, A. C. Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa.

GARCIA, J. E. L. A Completação de Poços no Mar. Apostila, SEREC/CEN-NOR, Salvador, 1997.

HAUGEN, E.; ØSTBYE, N. O.; GRØNVOLD, T.; STRAITH, K., THETING, T. G. Lessons Learned from Further Development of the Peregrino Heavy Oil Field Offshore Brazil. In: EUROPEC, Madrid, 2015. Proceedings... EUROPEC, 2015. Ref. SPE-174341-MS.

HORNBECK, R. W.; ROULEAU, W. T.; OSTERLE, F. Laminar Entry Problem in Porous Tubes. The Physics of Fluids, v. 6, n. 11, p. 1649-1654, 1963.

JOSHI, S. D. Augmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells. Journal of Petroleum Technology, v. 40, n. 6, p. 729-739, jun. 1988.

JOSHI, S. D. Horizontal Well Technology. PennWell Books, 1991.

KARCHER, B., GIGER, F., COMBE, J. Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior. In: SPE 61<sup>ST</sup> ANNUAL CONFERENCE, New Orleans, 1986. Proceedings... SPE 61<sup>st</sup> Annual Conference. Ref. SPE-15430.

KINNEY, R. B. Fully Developed Frictional and Heat-Transfer Characteristics of Laminar Flow in Porous Tubes. International Journal of Heat Mass Transfer, v. 11, p. 1393-1400, 1968.

MOODY, M. L. An Approximate Formula for Pipe Friction Factors. Trans., ASME: 69, p. 1005-1011, 1947.

MORAIS, J. M. Petróleo em Águas Profundas: uma História Tecnológica da Petrobras na Exploração e Produção Offshore. Ipea: Petrobras, 2013.

MUSKAT, M. The Flow of Homogeneous Fluids Through a Porous Media. International Human Resources Development Corp., 1937.

NOVY, R. A. Pressure Drop in Horizontal Wells: When Can They be Ignored? SPE Reservoir Engineering, v. 10, n. 1, p. 29-35, fev. 1995.

OLSON, R. M.; ECKERT, E. R. G. Experimental Studies of Turbulent Flow in a Porous Circular Tube with Uniform Fluid Injection through the Tube Wall. Journal of Applied Mechanics, v. 33, n. 1, p. 7-17, 1966.

OUYANG, L-B.; ARBABI, S.; AZIZ, K. General Single Phase Wellbore Flow Model. Stanford University, Department of Petroleum Engineering, California, 1997.

OUYANG, L-B.; ARBABI, S.; AZIZ, K. A Single-Phase Wellbore-Flow Model for Horizontal, Vertical, and Slanted Wells. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Denver, 1996. Proceedings... Annual Technical Conference and Exhibition, 1996. Ref. SPE-36608.

OZKAN, E.; SARICA, C.; HACI, M. Influence of Pressure Drop Along the Wellbore on Horizontal-Well Productivity. In: SPE PRODUCTION OPERATION SYMPOSIUM, Oklahoma City, 1993. Proceedings... SPE Production Operation Symposium, 1993. Ref. SPE-25502.

PEACEMAN, D. W. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. SPE AIME Journal, v. 18, n. 3, p. 183-194, jun. 1978.

PEACEMAN, D. W. Representation of a Horizontal Well in Numerical Reservoir Simulation. SPE Advanced Technology Series, v.1, n. 1, p. 7-16, 1993.

PEDROSA, O. A.; AZIZ, K. Use of Hybrid Grid in Reservoir Simulation. In: MIDDLE EAST OIL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Bahrain, 1985. Proceedings... Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 1985. Ref. SPE-13507.

PENMATCH, V. R.; ARBABI, S.; AZIZ, K. Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length. In: SPE PRODUCTION OPERATION SYMPOSIUM, Oklahoma City, 1997. Proceedings... SPE Production Operation Symposium, 1997. Ref. SPE-37494.

ROBERTO, M.; COUTINHO, A. B.; DOS SANTOS, A. R. Campos Basin Technologies Yard: 40 Years of Lessons Learned. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, Houston, 2018. Proceedings... Offshore Technology Conference, 2018. Ref. OTC-28716-MS.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; Xavier, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Interciência: Petrobras, 2006.

ROSA, J. V. Análise dos Efeitos da Queda de Pressão em Poços Horizontais na Produção de Campos de Petróleo. Dissertação (mestrado), UNICAMP, 2017.

SANCHEZ, M.; TIBBLES, R. Frac Packing: Fracturing for Sand Control. Middle East and Asia Reservoir Review, n. 8, p. 38-49, 2007.

SHELKHOLESLAMI, B. A.; SCHLOTTMAN, B. W.; SEIDEL, F. A.; BUTTON, D. M. Drilling and Production Aspects of Horizontal Wells in the Austin Chalk. Journal of Petroleum Technology, v. 43, n. 7, p. 773-779, jul. 1991.

SHOHAM, O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes. Society of Petroleum Engineers, 2005.

STARK, P. H. Horizontal Drilling - A Global Perspective. In: CARR, T. R.; MASON, E.P.; FEAZEL, C. T. (Eds.). Horizontal Well: Focus on the reservoir. AAPG Methods in Exploration n. 14, 2003. p. 1-7.

VICENTE, R.; SARICA, C.; ERTEKIN, T. A Numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics - Applications in Well Completions, and Production Logging. Journal of Energy Resources Technology, Trans., ASME, v. 126, n. 3, p. 169-176, set. 2004.

WHITE, F. Fluid Mechanics. McGraw-Hill, 1999.

YUAN, S. W.; FINKELSTEIN, A. B. Laminar Pipe Flow with Injection and Suction through a Porous Wall. TRANS., ASME, v. 78, p. 719, 1956.

# **APÊNDICE A – NÚMERO DE REYNOLDS**

Bloco	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	239	239	240	240	241	241	242	242	242	242
3	471	471	472	473	475	475	476	477	477	477
4	704	704	706	707	709	710	711	712	712	713
5	940	940	942	944	946	948	949	950	950	951
6	1180	1180	1182	1185	1187	1190	1190	1192	1192	1193
7	1425	1427	1428	1431	1433	1436	1436	1438	1438	1439
8	1674	1677	1678	1681	1684	1687	1687	1689	1689	1691
9	1930	1932	1933	1937	1940	1943	1943	1945	1947	1947
10	2190	2194	2195	2199	2201	2205	2207	2207	2209	2209
11	2457	2460	2461	2466	2468	2472	2474	2474	2477	2476
12	2730	2733	2734	2739	2741	2745	2748	2748	2750	2750
13	3009	3013	3014	3018	3024	3025	3027	3027	3030	3030
14	3294	3299	3299	3304	3310	3310	3314	3313	3316	3316
15	3587	3591	3592	3597	3602	3603	3606	3606	3609	3609
16	3886	3891	3896	3897	3902	3902	3906	3906	3909	3909
17	4193	4198	4203	4203	4209	4209	4213	4213	4216	4216
18	4512	4513	4517	4518	4523	4524	4528	4527	4531	4536
19	4835	4835	4840	4841	4846	4846	4850	4850	4854	4859
20	5166	5166	5171	5171	5177	5177	5181	5186	5186	5191
21	5505	5505	5511	5511	5516	5516	5521	5527	5526	5531
22	5854	5854	5860	5860	5865	5865	5870	5876	5876	5881
23	6213	6213	6219	6218	6224	6230	6230	6236	6235	6241
24	6582	6582	6588	6588	6594	6600	6599	6606	6605	6612
25	6963	6962	6969	6969	6975	6982	6981	6988	6987	6994
26	7356	7356	7363	7370	7369	7376	7375	7383	7382	7390
27	7763	7763	7770	7778	7777	7784	7784	7792	7791	7799
28	8187	8186	8194	8202	8202	8210	8209	8218	8217	8226
29	8635	8634	8643	8642	8651	8660	8659	8668	8668	8677
30	9121	9121	9130	9130	9139	9139	9149	9158	9158	9167

Tabela 1 – Caso-base 1

Bloco	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1492	1498	1501	1506	1512	1516	1522	1525	1530	1536
3	2906	2916	2923	2933	2943	2952	2962	2972	2980	2990
4	4284	4299	4309	4328	4338	4351	4366	4381	4396	4406
5	5652	5666	5678	5703	5722	5740	5753	5772	5791	5805
6	7008	7024	7047	7070	7093	7115	7130	7154	7177	7201
7	8358	8386	8404	8431	8458	8484	8512	8530	8558	8586
8	9708	9740	9760	9791	9822	9852	9883	9904	9936	9968
9	11059	11094	11117	11151	11186	11221	11256	11291	11315	11351
10	12414	12453	12478	12516	12555	12593	12632	12671	12697	12737
11	13776	13819	13847	13903	13930	13972	14015	14058	14102	14130
12	15147	15194	15224	15285	15315	15360	15407	15454	15501	15532
13	16548	16580	16613	16679	16729	16779	16811	16861	16913	16964
14	17947	18001	18036	18088	18141	18195	18229	18284	18339	18394
15	19364	19421	19459	19514	19571	19629	19687	19724	19783	19842
16	20801	20862	20902	20961	21022	21083	21145	21185	21247	21311
17	22262	22327	22369	22432	22497	22562	22628	22695	22737	22804
18	23751	23819	23864	23957	24000	24069	24139	24210	24281	24326
19	25297	25342	25390	25488	25562	25636	25682	25757	25832	25880
20	26854	26931	26981	27056	27134	27212	27262	27341	27421	27501
21	28451	28532	28586	28665	28748	28831	28915	28967	29052	29137
22	30093	30179	30236	30320	30408	30496	30585	30674	30731	30821
23	31788	31879	31939	32063	32122	32215	32309	32404	32499	32559
24	33577	33638	33702	33833	33932	34032	34094	34195	34296	34397
25	35400	35503	35571	35672	35778	35883	35989	36056	36163	36271
26	37301	37410	37483	37591	37702	37814	37927	38040	38113	38227
27	39292	39408	39485	39643	39719	39838	39957	40078	40156	40277
28	41391	41515	41598	41766	41847	41974	42101	42230	42359	42443
29	43647	43780	43868	44047	44134	44270	44406	44543	44682	44772
30	46145	46237	46331	46524	46668	46762	46909	47056	47204	47301

Tabela 2 – Caso-base 2

Tabela 3 – Caso-base 3

Bloco	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
3	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
4	47	47	47	47	47	47	47	47	47	48
5	62	62	62	63	63	63	63	63	63	63
6	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
7	93	93	93	93	93	93	93	93	94	94
8	108	108	109	109	109	109	109	109	109	109
9	124	124	124	124	124	124	124	124	125	125
10	139	140	140	140	140	140	140	140	140	140
11	155	155	155	156	156	156	156	156	156	156
12	171	171	171	172	172	172	172	172	172	172
13	187	187	187	188	188	188	188	188	188	188
14	203	204	204	204	204	204	204	204	204	205
15	220	220	220	220	220	221	221	221	221	221
16	237	237	237	237	237	237	237	238	238	238
17	253	254	254	254	254	254	254	254	255	255
18	271	271	271	271	271	271	271	272	272	272
19	288	288	288	288	289	289	289	289	289	289
20	306	306	306	306	306	306	306	307	307	307
21	323	324	324	324	324	324	324	325	325	325
22	342	342	342	342	342	342	343	343	343	343
23	360	360	361	361	361	361	361	361	362	362
24	379	379	379	380	380	380	380	380	381	381
25	398	399	399	399	399	399	400	400	400	400
26	418	418	419	419	419	419	419	420	420	420
27	438	439	439	439	439	439	440	440	440	440
28	459	459	460	460	460	460	461	461	461	461
29	481	481	482	482	482	482	483	483	483	483
30	504	505	505	505	505	506	506	506	507	507

Bloco	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	90	90	90	90	91	91	91	91	92	93
3	175	175	176	176	176	177	177	177	179	180
4	257	258	259	259	260	261	261	261	264	266
5	339	340	341	342	342	343	344	344	348	350
6	420	421	422	423	424	425	426	427	432	434
7	501	502	503	504	506	507	508	509	514	518
8	581	582	584	585	587	588	589	590	597	601
9	661	663	664	666	668	669	671	672	680	685
10	741	743	745	747	749	750	752	753	763	768
11	821	824	826	828	830	832	834	835	846	849
12	902	905	907	909	911	914	916	918	929	929
13	983	986	988	991	993	996	998	1000	1013	1009
14	1065	1067	1070	1073	1076	1078	1081	1083	1098	1091
15	1147	1150	1153	1156	1159	1162	1165	1167	1183	1173
16	1230	1233	1236	1239	1242	1246	1249	1252	1267	1258
17	1313	1317	1320	1324	1327	1330	1334	1337	1350	1343
18	1398	1402	1405	1409	1413	1416	1420	1424	1433	1431
19	1484	1488	1492	1496	1500	1503	1508	1512	1518	1519
20	1571	1575	1579	1584	1588	1592	1596	1601	1604	1609
21	1660	1664	1668	1673	1677	1682	1687	1691	1692	1701
22	1750	1755	1759	1764	1769	1773	1779	1783	1781	1794
23	1842	1847	1852	1857	1862	1867	1873	1878	1875	1887
24	1936	1942	1947	1952	1958	1963	1969	1974	1973	1982
25	2033	2039	2044	2050	2055	2061	2067	2073	2073	2079
26	2133	2139	2144	2150	2156	2162	2169	2175	2177	2181
27	2235	2242	2248	2254	2260	2266	2273	2280	2283	2288
28	2342	2348	2355	2361	2368	2374	2382	2388	2393	2399
29	2454	2460	2467	2474	2481	2488	2495	2502	2508	2515
30	2571	2578	2586	2593	2600	2607	2615	2623	2630	2638

Tabela 4 – Caso-base 4

### ANEXO A – PERFIL DE VELOCIDADE COM INFLUXO RADIAL

Ouyang *et al.* (1997) definiram o perfil de velocidade para o problema de um escoamento em duto circular com transferência de massa na parede, como:

$$u(r) = u_{max} y_D^{\ m} \tag{A.1}$$

onde  $y_D = \frac{y}{R}$  e y = R - r. O valor de *m* é determinado a partir de dados experimentais. Substituindo e reescrevendo a equação (A.1):

$$u(r) = u_{max} \left(1 - \frac{r}{R}\right)^m \tag{A.2}$$

A velocidade média pode ser escrita como:

$$U = \frac{1}{A} \int_0^R \left[ u_{max} \left( 1 - \frac{r}{R} \right)^m \right] dA$$
(A.3)

onde  $dA = 2\pi r dr$ :

$$U = \frac{1}{A} \int_0^R \left[ u_{max} \left( 1 - \frac{r}{R} \right)^m 2\pi r \right] dr$$
(A.4)

Portanto, a velocidade média é:

$$U = \frac{2u_{max}}{(m+1)(m+2)}$$
(A.5)

Para o caso de injeção de fluido,  $m \le \frac{1}{2}$ . A partir da equação (A.5), podemos escrever a razão entre a velocidade máxima e a velocidade média em função de *m*:

$$\frac{u_{max}}{U} = \frac{(m+1)(m+2)}{2}$$
(A.6)

O efeito da tensão de cisalhamento na parede é maior no caso do escoamento com injeção. O caso sem injeção descreve o escoamento de Hagen-Poiseuille. Admitindo escoamento totalmente desenvolvido, podemos escrever:

$$\left[\frac{du(r)}{dr}\right]_{r=0,inj} > \left[\frac{du(r)}{dr}\right]_{r=0,noinj}$$
(A.7)

O gradiente de velocidade apresentado na relação (A.7) define a tensão de cisalhamento do fluido em qualquer raio. Portanto, podemos escrever a tensão de cisalhamento na parede, como:

$$\tau_w = \mu \left(\frac{du}{dr}\right)_{r=0} \tag{A.8}$$

onde  $\mu$  é a viscosidade do fluido e determina a intensidade da tensão. O coeficiente de atrito mostrado na equação (A.8) é conhecido como fator de atrito de Fanning.

$$C_f = f = \frac{\tau_w}{\frac{1}{2}\rho u^2} \tag{A.9}$$

Da mesma forma que a tensão de cisalhamento, o fator de atrito é maior no caso do escoamento com injeção.

$$f_{inj} > f_{noinj} \tag{A.10}$$

Portanto, as correlações de fator de atrito que não levam em conta a transferência de massa na parede não são adequadas para descrever escoamentos com influxo radial.

Na região de escoamento desenvolvido, a velocidade axial é uma função apenas da coordenada radial. Na região de entrada ou nos casos em que o escoamento não pode ser caracterizado como desenvolvido, como é o caso do escoamento com influxo radial, a velocidade axial é função de ambas as coordenadas, u = u(z, r). Nestes casos, a velocidade máxima e a velocidade média são função da posição z.

A fim de encontrar uma relação que determine o comprimento da região de entrada em escoamento com influxo radial, Hornbeck *et al.* (1963) mostraram que em escoamentos em regime laminar o desenvolvimento da região de escoamento desenvolvido depende do perfil de entrada e do tipo de influxo que ocorre na parede, se injeção ou sucção. O trabalho desenvolvido

por Hornbeck *et al.* (1963) apresenta, entre outros resultados, o perfil de velocidade ao longo do duto a partir de uma região de entrada com perfil parabólico e outra com perfil uniforme para diversos valores de influxo radial. A velocidade radial adimensional é dada por:

$$v_D = \frac{r\rho}{\mu} \left[ \frac{k}{\mu h} (p - p_o) \right] \tag{A.11}$$

onde r é o raio do duto,  $\rho \in \mu$  são a massa específica e a viscosidade do fluido, respectivamente, k é a permeabilidade do material da parede do duto, h é a espessura da parede e  $p_o$  é a pressão externa ao duto. O termo entre colchetes é conhecido como a equação de Darcy, e, neste caso, descreve a velocidade do influxo radial que incide na parede do duto.

No caso em que a velocidade radial adimensional é constante e igual a  $v_D = -5$ , o comprimento de entrada é escrito em termos da velocidade adimensional, como:

$$\frac{u(r=0)}{U} = 1,7578 \tag{A.12}$$

Escrevendo a razão entre o perfil de velocidade e a velocidade média, expressas nas equações (A.1) e (A.5), respectivamente:

$$\frac{u(r)}{U} = \frac{y_D^m(m+1)(m+2)}{2} \tag{A.13}$$

A Figura A.1 mostra o desvio dos casos do escoamento com injeção de fluido e o escoamento de Hagen-Poiseuille para diferentes valores de m. Portanto, podemos concluir que m é função da vazão de injeção.



Figura A.1 – Desvio do perfil de velocidade de Hagen-Poiseuille, para os casos de injeção (adaptado de Ouyang, *et al.* 1997).

Escrevendo a equação (A.5) com  $m = \frac{1}{2}$ :

$$U = 0,53u_{max} \tag{A.14}$$

Comparando a equação (A.13) com a solução exata do caso de escoamento laminar em duto circular sem transferência de massa,  $U = 0.50u_{max}$ , pode-se assumir que para  $m = \frac{1}{2}$ , o perfil de velocidade da equação (A.1) descreve o escoamento de Hagen-Poiseuille.

 m = 1/2  $v_r = 0$   $\frac{u(r)}{U} = 1,875$  

 m = 0,44  $v_r = \frac{5}{R} \frac{\mu}{\rho}$   $\frac{u(r)}{U} = 1,7578$ 

Tabela 1 – Relação entre os valores de m,  $v_r e \frac{u(r)}{u}$ .

### ANEXO B – AS COMPONENTES DO GRADIENTE DE PRESSÃO

Ouyang *et al.* (1997) define três números adimensionais com o intuito de quantificar o efeito das quatro componentes do gradiente de pressão: aceleracional, direcional, friccional e gravitacional. São eles:

$$G_{AF} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{A}}{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{F}} = \frac{-n\frac{A_{i}}{A}2\rho\bar{v}_{z}v_{r}}{-\frac{S\rho\bar{v}_{z}^{2}}{A-2}\left[0.001375\left(1+\left(2\times10^{4}\frac{\epsilon}{d}+\frac{10^{6}}{Re}\right)^{1/3}\right)\right]} = \frac{dq_{R}}{fq_{W}}$$
(B.1)

$$G_{GF} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{G}}{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{F}} = \frac{-\rho g \,\mathrm{s}}{-\frac{S \,\rho \bar{\nu}_{Z}^{\,2}}{A - 2} \left[0.001375 \left(1 + \left(2 \times 10^{4} \frac{\epsilon}{d} + \frac{10^{6}}{Re}\right)^{1/3}\right)\right]} = \frac{dg \,\mathrm{sin}}{2f \,\bar{\nu}_{Z}^{\,2}} \tag{B.2}$$

$$G_{DA} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_D}{\left(\frac{dp}{dz}\right)_A} = \frac{n\frac{A_i\rho}{A_2}v_r^2\sin 2\gamma}{n\frac{A_i}{A}2\rho\bar{v}_z v_r} = \frac{1}{4}\frac{v_r}{\bar{v}_z}\sin 2\gamma$$
(B.3)

Utilizando os números adimensionais, os autores reescreveram o gradiente de pressão, como:

$$\frac{dp}{dz} = -\frac{4\tau_w}{d} \left[ 1 + G_{AF} (1 - G_{DA}) + G_{GF} \right]$$
(B.4)

A vazão axial próxima ao dedão do poço, ou seja, em x = 0, é menor quando comparada à vazão no calcanhar, em x = L. A equação (B.1) apresenta a razão entre as componentes aceleracional e friccional e mostra que quanto mais próximo do dedão do poço, maior é o efeito aceleracional. Em contrapartida, quanto mais próximo do calcanhar, menor é o efeito aceleracional e o termo  $G_{AF}$  pode ser desprezado.

Admitindo influxo radial uniforme, ou seja,  $q_w = q_R \Delta z$ , podemos reescrever os adimensionais  $G_{AF}$  e  $G_{DA}$ , como:

$$G_{AF} = \frac{d}{f\Delta z} \tag{B.5}$$

$$G_{DA} = \frac{1}{4} \frac{1}{n\Delta z} \frac{A}{A_i} \sin 2\gamma \tag{B.6}$$

Escrevendo o número de Reynolds em termos do influxo radial:

$$Re(z) = \frac{\rho v d}{\mu} = \frac{4\rho \Delta z q_R}{\pi \mu d}$$
(B.7)

O comprimento de entrada  $L_t$  pode ser escrito em função do número de Reynolds na região de transição. Este valor é conhecido na literatura e é igual a 2300 em escoamentos internos. Portanto, o comprimento de entrada pode ser computado para determinar a posição em que o escoamento entra no regime turbulento e é dado por:

$$L_t = \left[\frac{\pi}{4}\frac{\mu}{\rho}\right]\frac{Re_t d}{q_R} \tag{B.8}$$

onde  $\rho \in \mu$  são a massa específica e a viscosidade do fluido, respectivamente, d é o diâmetro do duto,  $Re_t$  é o número de Reynolds na região de transição e  $q_R$  é o influxo radial. Quando:

i.  $z \le L_t$  o escoamento é laminar; ii.  $z > L_t$  o escoamento é turbulento.

Portanto, baseado na equação (B.8), quanto maior a vazão radial, menor será o comprimento da região laminar, assumindo que o diâmetro do duto é constante.

## ANEXO C - CORRELAÇÃO DO FATOR DE ATRITO EM ESCOAMENTOS COM TRANSFERÊNCIA DE MASSA

Sabemos que a tensão de cisalhamento varia de forma diferente em cada regime. Na solução do escoamento laminar em duto circular sem transferência de massa, o fator de atrito de Darcy também conhecido como fator de atrito de Moody, pode ser computado, como:

$$f_M = \frac{4r}{\rho v^2} \frac{dp}{dz} \tag{C.1}$$

Reescrevendo a equação (C.1) em função da tensão de cisalhamento na parede:

$$f_M = \frac{8\tau_w}{\rho v^2} = \frac{64}{Re_D} \tag{C.2}$$

Lembrando que:

$$f = \frac{f_M}{4} \tag{C.3}$$

onde f é o fator de atrito de Fanning. Portanto, a equação (C.2) pode ser reescrita, como:

$$f = \frac{16}{Re_D} \tag{C.4}$$

Conforme discutido no Capítulo 4, Ouyang *et al.* (1997) mostraram que em escoamento com injeção de fluido, o incremento da velocidade axial é maior nas proximidades da parede do que no centro do duto. Consequentemente, a tensão de cisalhamento na parede também é maior e as correlações de fator de atrito desenvolvidas para regime laminar não são mais adequadas para descrever o problema.

Diante disto, Ouyang *et al.* (1997) desenvolveram uma nova correlação para o fator de atrito para ambos os regimes, laminar e turbulento. Com base nos trabalhos de Kinney (1968) e Yuan *et al.* (1956), os autores desenvolveram uma nova correlação do fator de atrito para escoamento laminar com injeção de fluido, apresentada na equação (C.5):

$$f_{L,inj} = f_L \left( 1 + 0.04304 R e_w^{0.6142} \right) \tag{C.5}$$

onde  $Re_w$  é o número de Reynolds na parede e  $f_L$  é o fator de atrito de Fanning, apresentado na equação (C.4). O número de Reynolds na parede depende apenas do influxo radial e é dado por:

$$Re_w = \frac{\rho q_R}{\pi \mu} \tag{C.6}$$

Portanto, a nova correlação do fator de atrito para regime laminar é função de:

$$f_{L,inj} = f_{L,inj}[f_L(Re_D), Re_w]$$
(C.7)

Para escoamento em regime turbulento, a nova correlação foi desenvolvida com base no trabalho de Olson *et al.* (1966), e é dada por:

$$f_{T,inj} = f_T \left[ 1 - 29.03 \left( \frac{Re_w}{Re_z} \right)^{0.8003} \right]$$
(C.8)

onde  $f_T$  pode ser qualquer correlação para escoamento em regime turbulento. No trabalho de Ouyang *et al.* (1997),  $f_T$  foi escrito como a correlação de Colebrook e dado por:

$$f_T = \left[-4.0\log\left(\frac{\epsilon}{3.7d} + \frac{1,255}{\sqrt{fRe_z}}\right)\right]^{1/2} \tag{C.9}$$

Portanto, a nova correlação do fator de atrito para regime turbulento é função de:

$$f_{T,inj} = f_{T,inj} \left[ f_T \left( \frac{\epsilon}{d}, Re_z \right), Re_w, Re_z \right]$$
(C.10)

Reescrevendo o termo adimensional  $G_{AF}$  com base nas considerações apresentadas acima, em regime laminar:

$$G_{AF} = \frac{\rho q_R}{4\pi\mu F(Re_w)} \tag{C.11}$$

onde  $G_{AF}$  é função do diâmetro do duto, das propriedades do fluido e do influxo radial. Em regime turbulento,  $G_{AF}$  é escrito, como:

$$G_{AF} = \frac{d}{\Delta z F\left(\frac{\epsilon}{D}, Re_z\right) G(Re_w, Re_z)} \tag{C.12}$$

onde  $G_{AF}$  é função da posição, do diâmetro e da rugosidade do duto, das propriedades do fluido e do influxo radial.