UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO EM POÇOS HORIZONTAIS COM COMPLETAÇÃO NÃO CONVENCIONAL

Tese submetida à

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

para a obtenção do grau de

DOUTOR EM ENGENHARIA MECÂNICA

UMBERTO SANSONI JUNIOR

Florianópolis, Março de 2015

Umberto Sansoni Júnior

SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO EM POÇOS HORIZONTAIS COM COMPLETAÇÃO NÃO CONVENCIONAL

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em e Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Mecânica.

Orientador: Clovis R. Maliska, Ph. D.

Florianópolis
2015

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

Sansoni Júnior, Umberto
Simulação do escoamento em poços horizontais com completação não convencional / Umberto Sansoni Júnior ; orientador, Clóvis Raimundo Maliska - Florianópolis, SC, 2015.
202 p.

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

Inclui referências

1. Engenharia Mecânica. 2. Poços horizontais. 3. Completação não convencional. 4. Sistema distribuído. 5. Acoplamento poço-reservatório. I. Maliska, Clóvis Raimundo . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

Umberto Sansoni Júnior

SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO EM POÇOS HORIZONTAIS COM COMPLETAÇÃO NÃO CONVENCIONAL

Esta tese foi julgada adequada para a obtenção do título de "Doutor em Engenharia Mecânica" e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Florianópolis, 18 de Março de 2015

_____

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

Banca Examinadora:

_____

Prof. Clovis Raimundo Maliska, Ph. D. – Orientador - Presidente
(UFSC)

_____

Prof. Denis José Schiozer, Ph. D. – Relator
(UNICAMP)

_____

Prof. Antônio Augusto Ulson de Souza, Dr. Eng.
(UFSC)

_____

Prof. Antônio Fábio Carvalho da Silva, Dr. Eng.
(UFSC)

_____

Prof. Fabio da Assis Ressel Pereira, Dr. Eng.
(UFES)

_____

Prof. Mario Cesar Zambaldi, Dr.
(UFSC)

AGRADECIMENTOS

A Deus, com o qual através da minha fé, procuro viver em aliança, para alcançar a verdadeira sabedoria.

Ao meu orientador, Professor Clovis Raimundo Maliska, com o qual tive o privilégio de trabalhar neste período, pela paciência, sinceridade, e, sobretudo pelo aprendizado que me proporcionou.

Aos meus filhos Gabriela e Felipe, por serem eterna fonte de inspiração e incentivo na busca de minha superação.

Ao meu amigo Paulo Dore Fernandes, pelas várias sugestões, informações e principalmente pelo incentivo e encorajamento nos momentos difíceis.

Aos amigos Rodrigo Araújo Cardoso Dias, e Sylvio Dermeval de Souza, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos amigos do SINMEC, pelo companheirismo e amizade que sempre me dedicaram no decorrer deste trabalho.

À Petrobras pelo apoio e oportunidade na realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia numérica para a simulação computacional do escoamento em poços horizontais equipados com completação não convencional, utilizando uma abordagem distribuída para resolver o escoamento no interior do poço, no anular, através da completação e entre o reservatório e o poço.

O nível de detalhes nas simulações de um poço horizontal aumenta devido à complexidade das completações e a principal vantagem da abordagem distribuída é, sem dúvida, prover um método capaz de modelar o fluxo de óleo e gás nestas completações. Estes esquemas seriam inviáveis de se modelar com os simuladores convencionais de acoplamento poço-reservatório, que discretizam a geometria através de malhas, onde se trata o poço como um simples conjunto de pontos de injeção ou de surgência no reservatório, conectando-o através de um modelo de poço.

A presente pesquisa insere-se na estratégica linha de desenvolvimento de metodologias novas para tratamento de problemas de acoplamento poço-reservatório, com um muito maior detalhamento do escoamento no poço e suas completações, podendo ser verificado e quantificado o escoamento de ambas as fases ao longo do anular e do *liner* para diversos tipos de completação, acrescentando mais física nestas simulações. A metodologia aqui desenvolvida mostrou-se ser extremamente eficaz, de baixo custo computacional, e que oferece boas respostas para auxiliar o engenheiro de poço na tomada de decisões a respeito de que tipo de poço e completação atende melhor a um determinado cenário e pode ser usado tanto para projetar completações, quanto para predizer problemas em poços completados.

Ao comparar os resultados obtidos com os dos modelos usualmente empregados na simulação do acoplamento poço-reservatório que resolvem com precisão as equações diferenciais, o sistema distribuído proposto mostrou-se com muito boa concordância e com tempos computacionais muito baixos.

Palavras-chave: Completação não convencional. Sistema distribuído. Poço horizontal. Acoplamento poço-reservatório. Uniformização de fluxo. Modelo *Black-oil*.

ABSTRACT

This thesis proposes a numerical methodology for the computational simulation of flow in horizontal wells with unconventional completions, using a distributed approach to solve the flow inside the well, in the annulus, along the well completion and in the interface between the reservoir and the well.

The level of complexity of simulations of a horizontal well is relatively higher due to the conformation of the well completion. Therefore, the main advantage of using the distributed approach is, undoubtedly, to provide a method to model the flow of oil and gas in these completions. Such flows would be infeasible to be modelled with conventional reservoir simulators, which use discrete geometry through meshes where the well is considered as a simple set of injection points or upwelling in the reservoir, connecting it through a well flow model.

This study is part of the strategy for development of new methods to solve well-reservoir coupling problems with much more detail on the flow along well completions. The multiphase flow along the liner and annulus for different types of completions can be checked and quantified with a physical approach. The methodology developed in this work proved to be extremely effective, with low computational cost, offering a useful tool to assist the well engineer in making decisions as to the best well architecture for a particular scenario. It also can be used, both, to design and to predict problems in well completions.

By comparing the results obtained with the models usually employed in well-reservoir coupling simulation, which accurately solve the differential equations, the distributed system proposed in this work shows a very good agreement with very low computational time.

Keywords: Unconventional well completion. Distributed system. Horizontal well. Reservoir-well coupling. Flow uniformization. Black-oil model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de um poço horizontal.....29
Figura 2: Distribuição não uniforme de fluxo na interface poço-reservatório.....32
Figura 3: Distribuição uniforme de fluxo na interface poço-reservatório.....32
Figura 4: Configuração típica de um Sistema Distribuído.....34
Figura 5: Fluxograma de metodologia do acoplamento poço-reservatório.....39
Figura 6: Modelo Poço-Canhoneado.....42
Figura 7: Exemplo de uma malha hibrida poço-reservatório.....46
Figura 8: Distribuição dos segmentos na representação do poço.....48
Figura 9: *ICD* tipo labirinto (KHELAIWI e DAVIES, 2007).....56
Figura 10: *ICD* tipo helicoidal (KHELAIWI e DAVIES, 2007).....56
Figura 11: *ICD* tipo bocal (KHELAIWI e DAVIES, 2007).....57
Figura 12: *ICD* tipo orifício (KHELAIWI e DAVIES, 2007).....58
Figura 13: *ICD* tipo *RCP* (MATHIESEN *et al.* 2011).....59
Figura 14: Volume de controle do poço.....64
Figura 15: Diagrama de fases típico.....68
Figura 16: Escoamento no anular.....71
Figura 17: Completações simuladas com o sistema distribuído.....72
Figura 18: Sistema Distribuído: Acoplamento entre equações do poço, anular e reservatório.....73
Figura 19: Estrutura do Sistema Distribuído com seus trechos.....74
Figura 20: Trechos e suas incógnitas.....75

Figura 21: Distribuição dos nós no sistema distribuído.....76
Figura 22: Geometria cilíndrica ao redor do poço.....79
Figura 23: Anular com *gravel pack*.....83
Figura 24: Poço sem revestimento.....84
Figura 25: Geometria anular-*liner*.....86
Figura 26: Convergência do escoamento nos furos.....87
Figura 27: *slotted liner* versus *barefoot*.....89
Figura 28: Convergência do escoamento em um venturi.....90
Figura 29: Coeficiente de descarga em função de Reynolds.....91
Figura 30: Primeiro trecho do sistema distribuído.....97
Figura 31: Algoritmo de resolução pela abordagem distribuída.....104
Figura 32: Domínio simulado (reservatório/poço) gerado no WellRes.....107
Figura 33: Pressão ao longo do poço.....107
Figura 34: Vazão acumulada ao longo do poço.....108
Figura 35: Perfil de pressão no poço (Troll Field).....110
Figura 36: Perfil de vazão no poço (Troll Field).....110
Figura 37: Distribuição de pressão no poço.....112
Figura 38: Distribuição de vazão no poço.....112
Figura 39: Discretização da completação com *liner* de área máxima ao fluxo.....115
Figura 40: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico).....116
Figura 41: Distribuição de pressão no poço (monofásico).....117
Figura 42: Distribuição de vazão no poço (monofásico).....117
Figura 43: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico).....119
Figura 44: Distribuição de pressão no poço (bifásico).....119
Figura 45: Distribuição de vazão no poço (bifásico).....120

Figura 46: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico).....120
Figura 47: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico).....122
Figura 48: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico).....122
Figura 49: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico).....123
Figura 50: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico).....123
Figura 51: Discretização da completação com *liner* diversivo.....125
Figura 52: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico).....126
Figura 53: Distribuição de pressão no poço (monofásico).....127
Figura 54: Distribuição de vazão no poço (monofásico).....127
Figura 55: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico).....129
Figura 56: Distribuição de pressão no poço (bifásico).....129
Figura 57: Distribuição de vazão no poço (bifásico).....130
Figura 58: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico).....130
Figura 59: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico).....132
Figura 60: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico).....133
Figura 61: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico).....133
Figura 62: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico).....134

Figura 63: Discretização da completação com *gravel pack*.....136
Figura 64: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico).....137
Figura 65: Distribuição de pressão no poço (monofásico).....138
Figura 66: Distribuição de vazão no poço (monofásico).....138
Figura 67: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico).....140
Figura 68: Distribuição de pressão no poço (bifásico).....140
Figura 69: Distribuição de vazão no poço (bifásico).....141
Figura 70: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico).....141
Figura 71: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico).....143
Figura 72: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico).....143
Figura 73: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico).....144
Figura 74: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico).....144
Figura 75: Curva de *IPR* para completação com *liner* de área máxima ao fluxo.....150
Figura A.1: Discretização da completação tipo *Packed-off*.....164
Figura A.2: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico).....165
Figura A.3: Distribuição de pressão no poço (monofásico).....166
Figura A.4: Distribuição de vazão no poço (monofásico).....166
Figura A.5: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico).....168
Figura A.6: Distribuição de pressão no poço (bifásico).....168
Figura A.7: Distribuição de vazão no poço (bifásico).....169

Figura A.8: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico).....169
Figura A.9: Fração volumétrica de óleo no poço (transicionando para bifásico).....171
Figura A.10: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico).....171
Figura A.11: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico).....172
Figura A.12: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico).....172
Figura A.13: Discretização da completação com múltiplos *ICD'S*.....173
Figura A.14: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico).....175
Figura A.15: Distribuição de pressão no poço (monofásico).....175
Figura A.16: Distribuição de vazão no poço (monofásico).....176
Figura A.17: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico).....177
Figura A.18: Distribuição de pressão no poço (bifásico).....178
Figura A.19: Distribuição de vazão no poço (bifásico).....178
Figura A.20: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico).....179
Figura A.21: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico).....180
Figura A.22: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico).....181
Figura A.23: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico).....181
Figura A.24: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (transicionando para bifásico).....182

Figura A.25: Discretização da completação tipo *Stinger*.....183
Figura A.26: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico).....185
Figura A.27: Distribuição de pressão no poço (monofásico).....185
Figura A.28: Distribuição de vazão no poço (monofásico).....186
Figura A.29: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico).....187
Figura A.30: Distribuição de pressão no poço (bifásico).....188
Figura A.31: Distribuição de vazão no poço (bifásico).....188
Figura A.32: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico).....189
Figura A.33: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico).....191
Figura A.34: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico).....192
Figura A.35: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico).....192
Figura A.36: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico).....193
Figura A.37: Discretização da completação a poço aberto não revestido.....194
Figura A.38: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico).....195
Figura A.39: Distribuição de pressão no poço (monofásico).....196
Figura A.40: Distribuição de vazão no poço (monofásico).....196
Figura A.41: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico).....198
Figura A.42: Distribuição de pressão no poço (bifásico).....198
Figura A.43: Distribuição de vazão no poço (bifásico).....199
Figura A.44: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico).....199

Figura A.45: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico).....201
Figura A.46: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico).....201
Figura A.47: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico).....202
Figura A.48: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico).....202

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Rugosidade Absoluta das Rochas Reservatório (LYONS, 2009).....85
Tabela 2: Propriedades do fluido hipotético usado neste trabalho.....94
Tabela 3: Parâmetros usados na comparação com WellRes.....106
Tabela 4: Parâmetros de Troll Field.....109
Tabela 5: Parâmetros usados na análise dos erros de discretização.....111
Tabela 6: Resultados obtidos em função da discretização.....111
Tabela 7: Completação com *liner* de área máxima ao fluxo (monofásico).....116
Tabela 8: Completação com *liner* de área máxima ao fluxo (bifásico).....118
Tabela 9: Completação com *liner* de área máxima ao fluxo (transicionando para bifásico).....121
Tabela 10: Completação com *liner* diversivo (monofásico).....126
Tabela 11: Completação com *liner* diversivo (bifásico).....128
Tabela 12: Completação com *liner* diversivo (transicionando para bifásico).....132
Tabela 13: Completação com *gravel pack* (monofásico).....137
Tabela 14: Completação com *gravel pack* (bifásico).....139
Tabela 15: Completação com *gravel pack* (transicionando para bifásico).....142
Tabela 16: Comparativo entre as completações (monofásico).....145
Tabela 17: Comparativo entre as completações (bifásico).....146

Tabela 18: Comparativo entre as completações (transicionando para bifásico).....147
Tabela 19: Dados para a simulação da curva de *IPR*.....149
Tabela A.1:Completação *Packed-Off* (monofásico).....164
Tabela A.2: Completação *Packed-Off* (bifásico).....167
Tabela A.3: Completação *Packed-Off* (transicionando para bifásico).....170
Tabela A.4: Completação com múltiplos *ICD'S* (monofásico).....174
Tabela A.5: Completação com múltiplos *ICD'S* (bifásico).....177
Tabela A.6: Completação com múltiplos *ICD'S* (transicionando para bifásico)..... 180
Tabela A.7: Completação tipo *stinger* (monofásico).....183
Tabela A.8: Completação tipo *stinger* (bifásico).....187
Tabela A.9: Completação tipo *stinger* (transicionando para bifásico).....191
Tabela A.10: Completação a poço aberto não revestido (monofásico).....195
Tabela A.11: Completação a poço aberto não revestido (bifásico).....197
Tabela A.12: Completação a poço aberto não revestido (transicionando para bifásico).....200

LISTA DE SÍMBOLOS

Latinos:

A	Área transversal, m^2
A_a	Área transversal do anular, m^2
A_{furo}	Área de cada furo no *liner*, m^2
A_{furos}	Área total de furos no *liner*, m^2
A_l	Área transversal do *liner*, m^2
B	Fator volume de formação, m^3/m^3 std
C_d	Coeficiente de descarga, adimensional
d	Diâmetro, m
d_e	Diâmetro externo do anular, m
d_h	Diâmetro hidráulico, m
d_i	Diâmetro interno do anular, m
D	Diâmetro, m
f	Fator de atrito, adimensional
f_a	Fator de atrito no anular, adimensional
f_l	Fator de atrito no *liner*, adimensional
F	Equações do sistema distribuído
$\vec{F}$	Vetor dos termos independentes do método de Newton-Raphson
g	Aceleração da gravidade, m/s^2
h	Espessura do reservatório, m
IP	Índice de poço, m^3/Pa s
J	Matriz jacobiana do método de Newton-Raphson

k_r Permeabilidade relativa, adimensional

K Permeabilidade absoluta, m^2

L Comprimento, m

L Comprimento do trecho do sistema distribuído, m

L_{an} Comprimento do trecho do anular, m

L_{seg} Comprimento do trecho, m

$\dot{m}$ Vazão mássica, kg/s

n Número de furos no *liner*

n Número total de incógnitas do sistema distribuído

p Pressão, Pa

p_A Pressão no trecho do anular, Pa

p_{bh} Pressão no calcanhar do poço, Pa

p_R Pressão no trecho do reservatório, Pa

p_w Pressão no trecho do poço, Pa

P_M Perímetro molhado, m

q Vazão volumétrica, m^3/s

r_d Raio de drenagem do poço, m

r_w Raio do poço, m

Re Número de Reynolds, adimensional

R_s Razão de solubilidade do gás no óleo, m^3/m^3

s Fator de *skin*, adimensional

S_o Saturação de óleo no trecho do reservatório, adimensional

t Tempo, s

v Velocidade, m/s

x Incógnitas do sistema distribuído

$\vec{x}$ Vetor das incógnitas do sistema distribuído

Z Elevação na equação de Bernoulli, m

Gregos:

α	Fração volumétrica de óleo, adimensional
$\overrightarrow{\Delta x}$	Vetor solução do método de Newton-Raphson
ε	Rugosidade absoluta da superfície, m
ε	Tolerância na convergência do método de Newton-Raphson, adimensional
θ	Ângulo de inclinação com a horizontal, rad
μ	Viscosidade, Pa s
ρ	Massa específica, kg/m^3
τ	Tensão de cisalhamento na parede, Pa

Subscritos:

o	Referente ao óleo
g	Referente ao gás
t	Total (óleo + gás)
m	Referente à mistura (óleo e gás)
g/o	Referente ao gás dissolvido no óleo
$aço$	Referente ao aço
av	Médio
$rocha$	Referente à rocha

Sobrescritos:

STC	Condições padrão
k	Nível da iteração do método de Newton-Raphson
new	Iteração atual
old	Iteração anterior

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....29
1.1 MOTIVAÇÃO.....29
1.2 OBJETIVO.....33
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....37
2.1 ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO.....37
2.2 TIPOS DE *ICD*.....55
2.3 ESCOPO DESTE ESTUDO.....59
3. MODELAGEM MATEMÁTICA.....61
3.1 PRELIMINARES.....61
3.2 EQUAÇÕES GOVERNANTES NO POÇO.....61
3.2.1 Equação de conservação da massa.....63
3.2.2 Equação de conservação da quantidade de movimento.....64
3.3 EQUAÇÃO DO ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO.....66
3.4 TIPOS DE FLUIDOS NO RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO.....67
4. MODELAGEM NUMÉRICA ATRAVÉS DO SISTEMA DISTRIBUÍDO.....71
4.1 O SISTEMA DISTRIBUÍDO.....73
4.2 CONSERVAÇÃO DA MASSA DE ÓLEO E GÁS NOS NÓS.....76
4.3 CONEXÃO ENTRE O RESERVATÓRIO E O ANULAR..78
4.4 CONSERVAÇÃO DA QUANTIDADE DE MOVIMENTO NAS CONEXÕES DO ANULAR E DO *LINER*.....80
4.4.1 Conexão *liner-liner*.....83
4.4.2 Conexão anular-anular.....83
4.4.3 Conexão anular-*liner*.....86
4.5 EQUAÇÃO DA DIVISÃO DA FRAÇÃO VOLUMÉTRICA ENTRE O ANULAR E O *LINER*.....91
4.6 CONDIÇÕES DE CONTORNO E ESTIMATIVAS INICIAIS.....92
4.7 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS.....93
4.8 MONTAGEM E SOLUÇÃO DO SISTEMA DISTRIBUÍDO.....95
5. RESULTADOS.....105

5.1 COMPARAÇÕES COM RESULTADOS DA LITERATURA.....105
5.2 ERROS NA DISCRETIZAÇÃO DO SISTEMA DISTRIBUÍDO.....111
5.3 SIMULAÇÕES DE CONDIÇÕES ESPECIAIS.....113
5.3.1 Completação com *liner* de máxima área aberta ao fluxo.....114
5.3.2 Completação com *liner* diversivo.....124
5.3.3 Completação com *gravel pack*.....134
5.3.4 Comparativo entre os 3 casos simulados.....145
5.3.5 Curva de *inflow performance relationship*.....148
6. CONCLUSÕES.....151
6.1 SÍNTESE DAS PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES.....152
6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....153
REFERÊNCIAS.....155
APÊNDICE A: SIMULAÇÕES DE OUTROS TIPOS DE COMPLETAÇÃO.....163
A.1 COMPLETAÇÃO TIPO *PACKED-OFF*.....163
A.2 COMPLETAÇÃO COM MÚLTIPLOS *ICD'S*.....173
A.3 COMPLETAÇÃO TIPO *STINGER*.....182
A.4 COMPLETAÇÃO A POÇO ABERTO NÃO REVESTIDO.....193

1. INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Nas últimas décadas tem sido crescente o uso de poços horizontais, devido às suas vantagens, tanto do ponto de vista técnico quanto do econômico. Um dos principais objetivos quando se utiliza um poço horizontal é aumentar o índice de produtividade ou de injetividade do mesmo, quando comparado ao poço vertical. Esse aumento de produtividade deve-se a uma maior área de reservatório exposta ao poço, gerando um menor diferencial de pressão entre o reservatório e o poço, que é chamado de *drawdown*. Mesmo nos casos em que apresentavam vantagens do ponto de vista de otimização da produção e/ou da injeção de fluidos, os poços horizontais tiveram pouca aplicação em função de problemas técnicos e principalmente dos altos custos de perfuração. A partir da década de 90, no entanto, o uso desse tipo de poço passou a ser mais frequente, devido ao desenvolvimento de novas técnicas de perfuração e de completação (que compreende os equipamentos instalados no poço após a perfuração do mesmo), o que reduziu sensivelmente os problemas técnicos enfrentados e os custos.

Quando os primeiros poços horizontais começaram a ser utilizados, os custos de perfuração e completação de um poço horizontal eram de duas a quatro vezes maiores que os de um poço vertical. Entretanto, até o final da década de 1990 esse índice já havia reduzido para 1,4 vezes o custo de um poço vertical, e a tendência é que essa diferença torne-se ainda menor. Um esquema de um poço horizontal é apresentado na Figura 1 a seguir.

Figura 1: Esquema de um poço horizontal

Diversos tipos de completação podem ser usados nos poços horizontais em função dos fluidos produzidos pelo reservatório (óleo, gás, água), das características petrofísicas do reservatório (rochas consolidadas ou inconsolidadas), da necessidade ou não de estimulação do reservatório (fraturas), da necessidade ou não de injeção de fluido no reservatório (métodos de recuperação secundária) e também da necessidade de se equipar o poço com sistemas de equalização de fluxo.

A extremidade do poço horizontal é convencionalmente chamada de *toe* ou dedão e o oposto, que coincide com o local próximo à curva onde inicia sua trajetória vertical de *heel* ou calcanhar.

De acordo com Joshi (1991), em relação aos poços verticais, os poços horizontais apresentam muitas vantagens em muitos casos. Quando a formação produtora é pouco espessa, por exemplo, pode ser indicado o uso de poços horizontais. Neste caso, um único poço horizontal pode ser equivalente a vários poços verticais em termos de área exposta ao fluxo da formação para o interior do poço. Também em reservatórios naturalmente fraturados poderia ser interessante o uso de poços horizontais, já que estes interceptariam diversas fissuras ou fraturas.

Portanto poços horizontais são vantajosos em relação aos poços verticais quando se tem reservatórios delgados, com fraturas naturais, de baixas permeabilidades, alta viscosidade, e em alguns casos onde possa ocorrer formação de cone de gás ou água, ou produção de areia. Além disso, poços horizontais são mais adequados em projetos de recuperação de petróleo quando utilizados como poços injetores, pois estes aumentam a eficiência de varrido.

Em reservatórios de gás os poços horizontais podem ser usados tanto para os casos de baixa permeabilidade como para os de alta permeabilidade. Nos reservatórios de baixa permeabilidade estes possibilitam o aumento da área drenada por poço e a consequente redução do número de poços necessários. Nos de alta permeabilidade permitem a redução da velocidade de fluxo e da turbulência nas imediações do poço, em comparação com os poços verticais, aumentando assim a sua produtividade.

O desenvolvimento de campos petrolíferos na plataforma continental oferece outra situação em que poços horizontais são vantajosos, pois permitem atingir um reservatório alvo situado em lâmina d'água profunda a partir de uma plataforma de perfuração ou de produção localizada em lâmina d'água mais rasa.

Embora poços horizontais tenha sido objeto de estudo de diversos pesquisadores, ainda existem muitos desafios referentes à sua análise

teórica. Um dos desafios reside na obtenção das propriedades que caracterizam o reservatório, como porosidade, compressibilidade, permeabilidade absoluta, que são obtidas por amostragem (nos poços exploratórios), e, portanto, sujeita a incertezas.

Outro importante desafio é justamente o tratamento dado ao acoplamento entre o reservatório e o poço, no que diz respeito à influência da perda de carga do escoamento no interior do poço. Frequentemente encontra-se tanto na literatura quanto em simuladores de reservatórios a clássica consideração de condutividade infinita para o poço. Quando aplicada aos casos de poços horizontais, esta hipótese assume que a perda de carga no poço pode ser desprezada quando comparada ao diferencial de pressão no reservatório (KUCHUK *et al.,* 1991). Esta hipótese embora traga economia em termos computacionais, pois evita a discretização detalhada do poço pode vir a incorrer em desvios na estimativa dos valores de produção e principalmente na distribuição de fluxo.

Autores como OZKAN *et al.* (1999) reportam que a idealização da condutividade infinita pode ser aplicada restritamente a sistemas de baixa produção, sistemas estes onde o gradiente da pressão de escoamento pelo poço é desprezível em relação à perda de pressão no reservatório (*drawdown*). Descrevem ainda situações de casos onde reservatórios tiveram seus valores de produção e distribuição de fluxo fortemente influenciado pela presença de poços horizontais com queda de pressão na mesma magnitude do *drawdown.*

Na mesma linha de pesquisa DICKSTEIN *et al.* (1997) apresentam resultados como a ausência de uniformidade na distribuição de fluxo ao longo de poços horizontais, situações que uma quantidade significativa de fluido escoava preferencialmente próximo ao calcanhar do poço. Este efeito causaria um *breakthrough* de água ou gás mais precoce do que as previsões feitas usando a consideração da condutividade infinita ou do uso do conceito do índice de produtividade constante. Este fenômeno pode trazer aspectos adversos à exploração de petróleo em poços horizontais, principalmente quando há formação de cone de água. Efeito este que culmina na sobrecarga das etapas de separação em superfície, podendo chegar ao ponto crítico de inviabilizar o poço sem atingir a meta projetada de recuperação.

Nas Figuras 2 e 3 pode-se ver o problema do acoplamento poço-reservatório com dois exemplos de condições para este acoplamento. O tipo de completação é fundamental para obter-se uma produção uniforme e estes estudos podem ser realizados com as técnicas que serão mostradas neste trabalho. A Figura 2 mostra uma vazão não uniforme

fruto de uma completação inadequada, e a Figura 3 considerando uma completação adequada quando se obtém a uniformidade do fluxo ao longo do poço.

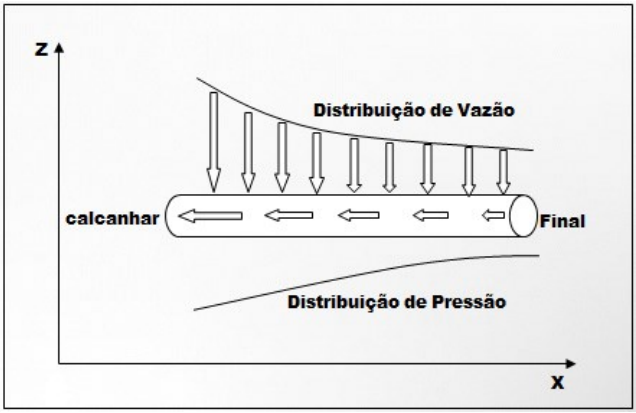

Figura 2: Distribuição não uniforme de fluxo na interface poço-reservatório

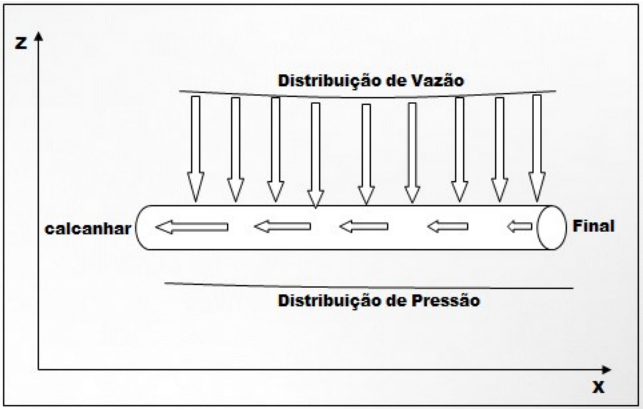

Figura 3: Distribuição uniforme de fluxo na interface poço-reservatório

Completações adequadas são usadas para regular a vazão de fluidos para os poços, o princípio é impor uma adicional perda de pressão entre o anular do poço e o *liner*, com o objetivo de uniformizar a pressão do anular e então equalizar o *drawdown* através do comprimento do poço e com isso consegue-se um perfil de vazão mais uniforme ao longo do poço.

Existem diferentes maneiras de se obter a perda de pressão adicional, portanto existem diferentes tipos de completação visando à equalização do fluxo. O uso eficiente desses tipos de completações requer que o escoamento no poço seja calculado de uma maneira detalhada, o que é inviável com os pacotes de simulação de reservatório disponíveis, onde a maioria considera apenas a componente hidrostática no poço ou no máximo tratam o poço como *open hole*, sem consideração de nenhum tipo de completação no mesmo.

1.2 OBJETIVO

Na resolução de problemas complexos na engenharia, como é o caso do acoplamento poço-reservatório, é extremamente vantajoso que se tenha soluções mais rápidas, e que ao mesmo tempo ofereçam boa precisão nos resultados, pois do contrário acaba-se tendo soluções demoradas, trabalhosas e, nem sempre, mais vantajosas, pois podem não acrescentar maior acurácia aos resultados do ponto de vista de avaliação da produção. Então, propõe-se como objetivo deste estudo, a simulação computacional do acoplamento poço-reservatório em poços equipados com completação não convencional, utilizando uma abordagem distribuída para resolver o escoamento no interior do poço, no anular, através da completação e entre o reservatório e o poço.

A abordagem distribuída consiste em criar nós em posições importantes do domínio de análise envolvendo o poço e a região próxima ao poço, conectados por elementos que representam todos os componentes da completação do poço, bem como a conexão com os nós do reservatório. A Figura 4 a seguir ilustra o modelo. A qualidade da solução será, logicamente, dependente da fidelidade com que os elementos representam os equipamentos. Estes elementos são regidos por funções que relacionam a pressão com a vazão para as diferentes condições de operação. As regiões consideradas são:

- Reservatório-Anular;

- Anular-Anular;

- Anular- *liner*;

- *liner-liner*.

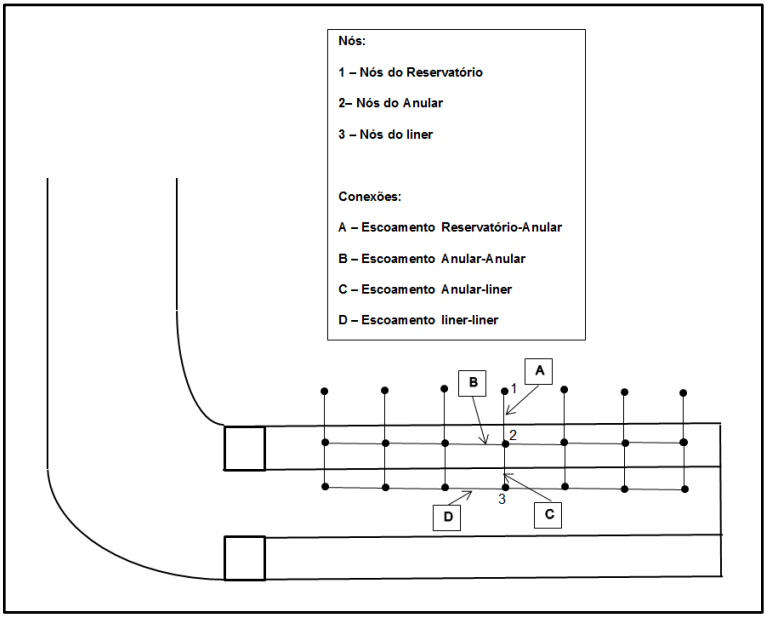

Figura 4: Configuração típica de um Sistema Distribuído

A principal vantagem da abordagem distribuída reside no fato de possuir um custo computacional muito baixo quando comparado com uma solução numérica das equações discretizadas e de ser de grande aplicação na engenharia, pois ela permite que o poço e sua completação sejam tratados com um alto nível de detalhe. É uma das técnicas mais recentes para simular poços horizontais com completações complexas e pode ser usado tanto para projetar completações quanto para predizer problemas em poços já completados.

Tem-se a expectativa que este trabalho contribua significativamente nos projetos de completações em poços horizontais, pois a solução discreta (numérica detalhada) para as completações com sistema de controle de fluxo é praticamente inviável em função da complexidade geométrica e do escoamento resultante nestes equipamentos.

Atualmente na indústria do petróleo os esquemas de completação estão se tornando mais avançados com a utilização dos sistemas de controle de fluxo para dentro do poço, que podem ser passivos, chamados de *ICD's* (*Inflow Control Devices*) ou ativos, chamados de *FCV's* (*Flow Control Valves*). Estes equipamentos são complexos em

termos de geometria de escoamento e da física do escoamento. A inclusão destes equipamentos em análises detalhadas discretas do problema poço-reservatório seria impraticável, por isso a abordagem distribuída pode empregar uma equação obtida experimentalmente pelo fabricante, inserindo no problema a realidade da queda de pressão em função da vazão. Portanto, outra vantagem do sistema distribuído é a possibilidade de receber modificações dos componentes com facilidade, sendo as curvas dos componentes fornecidas por fabricantes de equipamentos.

Neste trabalho, considera-se um escoamento bifásico óleo e gás, onde através dos nós do reservatório serão passadas as condições de contorno entre os dois domínios (pressões e saturações do reservatório) e no último nó no calcanhar do poço é passada a condição de contorno no poço (pressão de fundo do poço). O foco não é o estudo da formação como um todo. A proposta se baseia na investigação de um modelo que simule o acoplamento entre um poço horizontal e a região de seu raio de influência sobre o reservatório (raio de drenagem), com o objetivo de determinar as pressões e vazões ao longo da completação do poço.

Tem-se a intenção de desenvolver um simulador computacional que utilizando a abordagem de sistema distribuído, seja capaz de modelar o escoamento no poço horizontal equipado com os variados esquemas de completação. Este simulador considerará como já mencionado fluxo monofásico ou bifásico óleo e gás.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO

A simulação numérica do acoplamento poço-reservatório busca o aumento de produção pelo posicionamento de diversos poços produtores e injetores, sendo que alguns destes são poços horizontais. Isto se deve a recentes avanços e inovações nas técnicas de perfuração, que permitiram que o uso de poços horizontais encontrasse uma nova e ampla faixa de campos para explotação de petróleo. Aplicações estas que se mostraram economicamente vantajosas, não somente pelo incremento nas taxas de produção, mas também na possibilidade de se explorar: campos delgados, fraturas naturais, formações com baixas permeabilidades, alta anisotropia e em alguns casos poços com produção de areia (VICENTE, 2000).

A discretização do domínio no universo dos simuladores comerciais de reservatórios comumente emprega elementos cujas dimensões podem atingir centenas de metros. Este tipo de abordagem visa envolver todo o reservatório e a otimização do posicionamento de diversos poços buscando maximizar o volume a ser produzido. Devido a este tipo de abordagem é usual a desconsideração de efeitos geométricos de cada poço na drenagem da formação, muitas das vezes empregando hipóteses simplificadoras para estimar os efeitos fluidodinâmicos dos poços sobre o reservatório.

Nos poços horizontais é evidente que o acoplamento poço-reservatório passa a ser mais delicado, já que o poço possui uma extensão muito maior em contato com o reservatório, e as formas de completação não são de fácil determinação, principalmente quando se usa um sistema de equalização de fluxo ao longo do poço. O comprimento do poço horizontal precisa ser bem determinado para que não se projete poços com comprimentos horizontais além do necessário, pois a partir de um determinado comprimento este perde a finalidade, por não apresentar diferença de pressão entre o poço e o reservatório.

As estratégias envolvidas na simulação do acoplamento poço-reservatório revelam-se desafiantes, pois se trata de dois domínios distintos. Em primeiro, o escoamento no reservatório representando o fluxo através do meio poroso, onde se utiliza a equação de Darcy combinada com a equação da conservação de massa em meios porosos, com escalas de tempo da ordem de meses quando são escolhidos os intervalos de tempo de simulação. E o poço propriamente dito,

costumeiramente descrito como domínio fluido, onde se utiliza a equação da conservação da massa e as equações de Navier-Stokes, possuindo um escoamento com influxo radial, tem uma escala de tempo diversas vezes inferior ao observado no reservatório, questão fundamental quando se trata o acoplamento entre os dois fenômenos. Além disso, o fluxo de massa aumenta à medida que se aproxima do calcanhar do poço, portanto apresentando particularidades como diferentes regimes de escoamento (laminar, transição e turbulento), além de nunca atingir um escoamento plenamente desenvolvido e ter a complexidade de ser multifásico. As diferenças nas escalas de tempo também são muito grandes, já que no interior do poço pode-se ter escoamento turbulento, com escalas temporais da ordem de milésimos, ou melhor, de segundos. Existem também as grandes diferenças nas escalas de malhas, pois enquanto no reservatório as malhas são da ordem de dezenas de metros, nos poços a discretização é da ordem de centímetros. Se considerar que o escoamento multifásico no interior do poço é turbulento, a malha, dentro do poço e perto da parede deverá ser da ordem de décimos de milímetros, em função da camada limite.

Outro aspecto envolvido no acoplamento entre o poço e o reservatório é justamente a interface entre os dois domínios, pois nela residem elementos relevantes que influenciam na predição da perda de carga do escoamento no interior do poço.

Resumindo, a solução das equações discretizadas no reservatório e no poço envolve o uso de malhas bastante refinadas na interface do poço (mesmo com o uso de modelos de poços), o que eleva substancialmente o tempo de computação requerido para a solução. Existem diversas formas de resolver os sistemas lineares oriundos da discretização das equações diferenciais que governam o escoamento no reservatório e no poço. Uma delas é a solução simultânea das equações discretizadas, resolvendo um único sistema linear para as variáveis do poço e do reservatório. As não linearidades são levadas em consideração utilizando um método tipo Newton-Raphson. Este tipo de solução pode apresentar dificuldades, exatamente em função das escalas de tempo e espaço muito diferentes, gerando coeficientes do sistema linear com ordens de magnitude diferentes.

Como estratégia alternativa emprega-se uma metodologia na qual cada domínio é simulado individualmente de forma sequencial onde condições de contorno na interface são intercambiadas, de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 5. Esse processo é feito de forma iterativa até que se obtém uma solução onde os fluxos no reservatório e no poço não apresentem variação significativa. Logicamente, a solução

através desta alternativa, se levada a critérios de convergência bastante rígidos, atinge o mesmo resultado da solução acoplada.

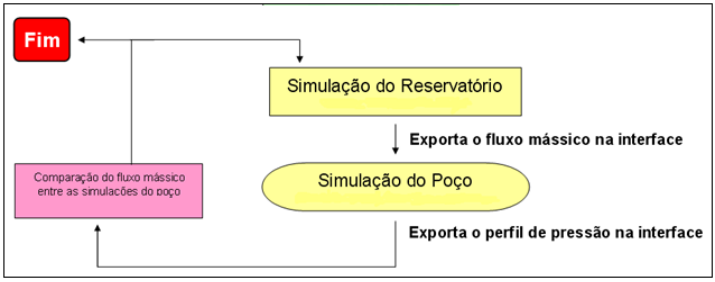

Figura 5: Fluxograma de metodologia do acoplamento poço-reservatório

A diferença entre a escala espacial do reservatório, da ordem de quilômetros, e do diâmetro do poço, da ordem de centímetros, é um ponto que deve ser tratado cuidadosamente na simulação acoplada de poços e reservatórios, pois será impossível captar os gradientes de pressão nos poços, quando diversas pressões do poço estiverem contidas em um mesmo volume de controle de reservatório. É natural, portanto, que a pressão do reservatório seja afetada pelas diversas pressões de poço. Quanto mais refinada a malha do reservatório, maior a precisão, então ao aplicar um modelo de poço que conecta a pressão do poço com a do reservatório, o mesmo passa a ter um sistema de equações a ser resolvido onde as pressões em diversos volumes de controle são conhecidas, e muitas equações podem ser retiradas do sistema linear. Desta forma, estaremos resolvendo um problema de reservatório onde as pressões em diversas posições do reservatório são conhecidas. Esta estratégia permite que as variáveis em cada problema sejam dependentes do outro problema, mas não implicitamente, evitando que intervalos de tempo limitantes em um processo sejam forçados a ser observados no outro processo.

Uma previsão adequada do desempenho de poços horizontais exige um conhecimento sobre o sistema reservatório-poço, englobando as seguintes etapas:

- descrição do reservatório (geometria, permeabilidades e porosidades);

- descrição do perfil do poço e do tipo de completação efetuado;

- caracterização adequada dos fluidos, incluindo PVT;

- modelagem do fluxo multifásico no meio poroso;

- modelagem do fluxo multifásico no interior do poço;

- especificação das condições iniciais (saturações e pressões) e das condições de contorno.

Os aplicativos comerciais mais utilizados na indústria de petróleo para simular o escoamento multifásico água/óleo/gás no acoplamento poço-reservatório de petróleo não possuem, em geral, um modelo mais detalhado para o tratamento do acoplamento entre o reservatório e o poço. O poço é tratado simplesmente como um termo fonte, considerando apenas os efeitos gravitacionais. A pressão do poço neste nível gravitacional é conectada à chamada pressão de fundo de poço (*wellbore pressure*) através de um modelo multifásico do escoamento água/óleo/gás dentro do poço levando em conta apenas os efeitos gravitacionais. Quando levam em consideração o escoamento, consideram poços verticais com completação bem mais simples do que a dos poços horizontais utilizados atualmente.

Em alguns modelos analíticos ou semi-analíticos de acoplamento poço-reservatório não se faz a simulação do reservatório e se utiliza o *IPR* (*Inflow Performance Relationship*), assumindo fluxo unidimensional no reservatório ou então se utiliza um modelo de reservatório simplificado. A maioria destes modelos é baseada em reservatórios homogêneos e fluxo monofásico.

DIKKEN (1990) foi o primeiro a desenvolver um modelo semi-analítico para acoplamento poço-reservatório, assumindo escoamento monofásico em regime permanente no poço e definiu o influxo do reservatório usando um índice de produtividade considerado constante ao longo do poço. Este influxo é calculado por:

$$q_s(x) = J_s\left(P_e - P_w(x)\right) \tag{2.1}$$

onde $q_s(x)$ é o fluxo por unidade de comprimento do poço entre o reservatório e o poço, J_s é o índice de produtividade, P_e é a pressão no

contorno externo do reservatório e $P_w(x)$ é a pressão no poço. O fluxo no poço é dado por:

$$\frac{d}{dx} q_w(x) = -q_s(x) \tag{2.2}$$

Com seu modelo, DIKKEN (1990) provou a importância da fricção em poços horizontais ao mostrar que o influxo por unidade de comprimento no poço decai com o aumento do comprimento do poço, e que a maior parte do fluxo no reservatório move em direção ao calcanhar do poço. Ele empregou a correlação de Blasius para calcular as perdas de pressão por fricção no poço.

O modelo de DIKKEN (1990) apresenta algumas deficiências em considerar o escoamento completamente turbulento ou completamente laminar, pois, sabe-se que na verdade o regime de escoamento se modifica ao longo do poço, começando laminar no dedão do poço e ao receber fluido do reservatório em direção ao calcanhar do poço este pode se tornar turbulento. Outro problema neste modelo é que no cálculo da perda de pressão no poço DIKKEN (1990) não incluiu os efeitos de aceleração e nem do influxo radial. Por último devido ao gradiente de pressão do poço, as linhas de fluxo do reservatório são deslocadas em direção ao calcanhar do poço, o que levaria a uma variação do índice de produtividade ao longo do poço.

NOVY (1995) melhorou o modelo de DIKKEN (1990) e propôs um procedimento para identificar quando a fricção do poço reduz a produtividade do poço em 10% ou mais. Foi empregada a equação de JAIN (1976), que é uma aproximação explícita do ábaco de Moody no calculo do fator de fricção no poço para rugosidades relativas de 0,0001 para tubos lisos e de 0,1 para tubos rugosos. DIKKEN (1990) havia usado uma rugosidade relativa de 0,5 para tubos rugosos, o que é um valor irreal e sobrestimavam a perda por fricção no poço.

Da mesma forma que DIKKEN (1990), NOVY (1995) assumiu fluxo monofásico estacionário e não considerou os efeitos de aceleração e nem do influxo radial no cálculo da perda de pressão no poço.

LANDMAN (1994) estendeu o trabalho de DIKKEN (1990) para situações mais complexas de influxo do reservatório, considerando um índice de produtividade variável ao longo do poço. Considerando um índice de produtividade como uma função da locação x, LANDMAN (1994) calculou a perda de pressão no poço através de segmentos, onde cada segmento possui um índice de produtividade constante. Porém as limitações do modelo de DIKKEN (1990), tais como fluxo monofásico,

cálculo inapropriado do fator de atrito e a não consideração dos efeitos de aceleração e nem do influxo radial no cálculo da perda de pressão no poço, ainda persistiram no modelo de LANDMAN (1994).

LANDMAN e GOLDTHORPE (1991) propuseram um modelo matemático para estudar como a distribuição dos furos no canhoneado afeta a performance de um poço horizontal. O modelo acopla o fluxo de Darcy em cada furo com a equação de quantidade de movimento unidimensional para o poço, considerando escoamento monofásico turbulento. O poço é considerado como um *manifold* com T's de injeção representando os furos do canhoneado, conforme mostra a Figura 6. A perda de pressão devido à mudança de energia cinética foi negligenciada.

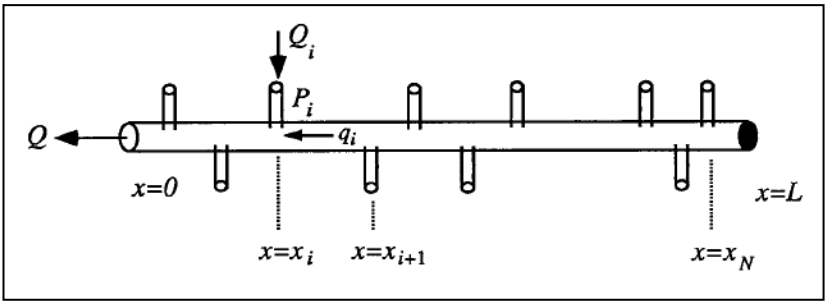

Figura 6: Modelo Poço-Canhoneado

SUZUKI (1992) apresentou uma solução transiente e de condutividade finita para poços horizontais utilizando um método semi-analítico. No poço o autor considerou escoamento monofásico e incompressível. Para o reservatório utilizou a lei de Darcy e considerou o escoamento monofásico e fluido levemente compressível. Os resultados foram comparados com os modelos de condutividade infinita.

OZKAN *et al*. (1995), desenvolveu um modelo semi-analítico para acoplamento poço-reservatório usando funções de Green para descrever o fluxo do reservatório. Este modelo assume que o reservatório é infinito, portanto não se tem um regime pseudo-permanente. Não foram consideradas as perdas de pressão devido à aceleração e ao influxo radial no poço, e o modelo permite que se escolha entre as diversas correlações para os fatores de fricção para

tubos. Para obtenção de bons resultados é requerido um número razoável de divisões do poço, pelo menos 40, segundo os autores.

OUYANG *et.al*. (1998), desenvolveram um modelo para cálculo de perda de pressão no poço para fluxo monofásico, que incorpora não somente os efeitos de fricção, mas também os efeitos da aceleração, gravitacional e do influxo radial. Os autores verificaram que a influência do fluxo radial na perda de pressão no poço irá depender do regime de escoamento e se é entrada de fluxo (poço produtor) ou saída de fluxo (poço injetor). No regime laminar a entrada de fluxo radial aumenta a perda de pressão por fricção e a saída de fluxo diminui a perda de pressão. Em regime turbulento ocorre o contrário, a entrada de fluxo radial diminui a fricção na parede e a saída de fluxo aumenta a fricção na parede.

Para fluxo monofásico, sugeriram a seguinte equação para calcular o gradiente de pressão por aceleração:

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_A = 2\rho U \frac{dU}{dx} \tag{2.3}$$

onde U é a velocidade axial e ρ é a massa específica do fluido. Ao integrar esta equação sobre o comprimento do poço obtém-se a perda de pressão por aceleração.

A perda de pressão por fricção é causada pelo atrito com a parede do poço e pode ser obtida por integração da seguinte equação:

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_F = f_o U^2 \frac{\rho}{2D} \tag{2.4}$$

onde D é o diâmetro do poço, f_o é o fator de fricção. Se não há entrada de fluxo radial o f_o dependerá apenas do número de Reynolds (Re) e da rugosidade relativa $\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)$ da parede interna do poço. Este fator de fricção será chamado de fator de fricção sem influxo e existem várias correlações para calcula-lo. Quando o estado estacionário em um tubo é alterado pela entrada de fluxo radial, o fator de fricção é alterado, então desenvolveram as seguintes correlações de fator de atrito que levam em conta a entrada de massa radial:

Para escoamento Laminar:

$$f = \frac{16}{Re}\left(1 + 0{,}04304\, Re_w^{0{,}6142}\right) \tag{2.5}$$

Para escoamento Turbulento:

$$f = f_o\left(1 - 0{,}0153\, Re_w^{0{,}3978}\right) \tag{2.6}$$

Re_w é o número de Reynolds na parede, é dado por:

$$Re_w = \frac{\rho q}{\pi \mu} \tag{2.7}$$

onde q representa o fluxo volumétrico médio por unidade de comprimento que atravessa a interface do poço e μ é a viscosidade absoluta do fluido.

Essas correlações apresentam um efeito contrário causado pela entrada mássica de acordo com o regime do escoamento. No caso de escoamento laminar, observou-se que o acréscimo de velocidade devido à entrada mássica concentra-se principalmente próximo à parede do poço, o que acarreta num aumento do gradiente de velocidade e, consequentemente, da tensão de cisalhamento, elevando a perda de carga por atrito. Por isso, sua correlação apresenta um valor maior que a equivalente para um caso de tubo fechado.

No caso de um escoamento em regime turbulento, contudo, sua correlação apresenta um valor inferior à equivalente. A explicação é que o efeito mais pronunciado, nesse caso, é a expansão da camada limite e acúmulo da velocidade fora desta. Pela conservação da massa, por conseguinte, a velocidade axial do fluido deve decrescer em seu interior. Dessa forma, o gradiente de velocidade próximo à parede decai e, por extensão, a perda de carga por atrito.

PENMATCHA (1997), propôs um dos mais gerais *approaches* semi-analíticos de acoplamento poço-reservatório, ao evitar as principais limitações dos outros modelos de acoplamento mencionados anteriormente. A influência do influxo radial na fricção da parede do poço foi resolvida através do modelo de OUYANG *et.al*. (1998), enquanto a perda de pressão devido à aceleração no poço foi incluída fazendo-se um balanço de massa em um segmento do poço. Este modelo pode ser usado para reservatórios em regime transiente, permanente ou pseudo-permanente.

Os modelos analíticos ou semi-analíticos somente tem boa aplicação para escoamento monofásico e reservatórios homogêneos, portanto, nos casos de maior complexidade, tais como reservatórios heterogêneos e escoamento multifásico, a grande maioria das estratégias do acoplamento poço-reservatório empregam modelos numéricos.

STONE *et al.* (1989), desenvolveu um modelo totalmente implícito para simulação do acoplamento poço-reservatório, considerando fluxo multifásico *black-oil*, o reservatório tridimensional e o poço unidimensional. As equações da energia, massa e quantidade de movimento para o poço e o reservatório foram resolvidas simultaneamente. No reservatório as equações foram resolvidas através de aproximações por diferenças finitas e no poço nas equações da quantidade de movimento em diferenças finitas foi usada aproximação *upstream* para as frações volumétricas.

Para manter a estabilidade STONE *et al.* (1989), usou um modelo simples no cálculo do fluxo multifásico do poço, onde os regimes de fluxo baseados no mapa de CHOW e RANSOM (1984) poderiam ser: estratificado, bolha, golfada ou névoa.

STONE *et al.* (1989), relacionou a pressão no bloco do reservatório com a pressão no elemento de poço através do modelo de poço de PEACEMAN (1983). O modelo de poço é uma expressão que conecta a pressão do poço com a pressão do bloco numérico do reservatório e as vazões envolvidas. O modelo de poço ideal é, logicamente, aquele que vem da solução do problema nas vizinhanças do poço com uma malha extremamente fina. A técnica, portanto, de construir modelos de poços é a busca de uma solução nas vizinhanças do poço de maneira precisa, ou seja, malha fina, e depois aplicar estas correlações para outras situações com malhas grosseiras. Os resultados obtidos pelo modelo obtiveram bastante concordância com experimentos, mas o método apresentou alguns problemas de estabilidade em vazões elevadas ou quando ocorria acúmulo de fluido no poço, pois o transiente no poço ocorre em uma escala de tempo muito menor que no reservatório.

ALMEHAIDEB *et al*. (1989), apresentaram um modelo de acoplamento poço-reservatório totalmente implícito, onde as equações de massa e quantidade de movimento para o poço e reservatório são resolvidas simultaneamente, considerando fluxo multifásico *black-oil* e escoamento isotérmico. Eles propuseram a resolução do balanço de massa considerando os três componentes: óleo, água e gás, já no balanço da quantidade de movimento, as fases óleo e água foram reunidas em uma só fase, ou seja, a fase líquida, desprezando-se o escorregamento

entre as fases. Segundo os autores este modelo foi validado com alguns resultados experimentais.

ISLAM *et al*. (1990), desenvolveram um modelo numérico para o escoamento multifásico em um poço horizontal que inclui os efeitos da furação ao longo do poço, a partir de experimentos. Usando tubos horizontais de acrílico de diâmetros variando entre 2,54 e 7,6 cm, foi injetado ar através de furos radiais ao longo dos tubos dentro dos quais circulavam água ou óleo com diferentes viscosidades, e fizeram medições de perda de pressão ao longo dos tubos e também observações visuais para verificar a física envolvida. Os resultados dos experimentos foram usados para calibrar o modelo numérico. O modelo numérico do poço foi acoplado com um simulador de reservatório trifásico, através de uma malha híbrida, conforme a Figura 7 abaixo, onde nas proximidades do poço utiliza-se uma malha radial e longe do poço utiliza-se uma malha cartesiana. As condições de contorno na transição entre as malhas foram definidas a partir do trabalho de PEDROSA e AZIZ (1986).

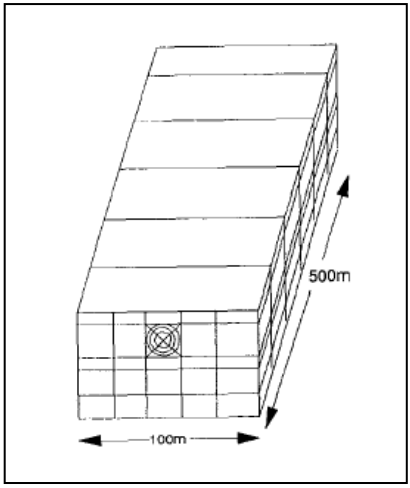

Figura 7: Exemplo de uma malha hibrida poço-reservatório

Os autores verificaram que se a perda de pressão no poço for desconsiderada, superestima-se a produção do poço e subestima-se o tempo do *breakthrough*.

COLLINS *et al.* (1991) descreveram um método diferente para acoplamento entre poço e reservatório, considerando o poço como um

meio poroso de altíssima permeabilidade. O simulador utilizou um sistema de discretização hibrida e as equações da pressão e saturação foram resolvidas simultaneamente.

FOLEFAC *et al.* (1991), desenvolveram um simulador bifásico do acoplamento poço-reservatório. No escoamento unidimensional do poço foi usado o modelo *drift-flux,* que permite o escorregamento entre as fases gás e líquido. Na simulação do poço, os autores não consideraram os efeitos da aceleração e somente os escoamentos dispersos (bolha e nevoa) foram considerados, não sendo contemplados os escoamentos estratificados e golfada, muito comuns em poços. Os autores mostraram que a perda de pressão no escoamento bifásico pode chegar a ser quase duas vezes maior que em fluxo monofásico. O modelo considera o poço em regime estacionário, pois os intervalos de tempo de interesse na simulação do reservatório são da ordem de dias. A partir dos resultados gerados nas simulações, os autores concluíram que a perda de pressão no poço pode ser significativa quando o poço tem um alto índice de produtividade, um diâmetro pequeno, um comprimento longo e escoamento bifásico. As consequências dessa perda de pressão ao longo do poço é um *drawdown* variando ao longo do poço, causando uma prematura formação de cone de água ou gás no calcanhar do poço.

BREKKE *et al.* (1993), desenvolveram um acoplamento de um simulador de reservatório *black-oil* multifásico (RESIM) com um simulador de poço (HOSIM), ambos rodando separadamente e trocando informações de uma maneira iterativa, até satisfazer um critério de convergência em cada passo de tempo do reservatório. A partir de estimativas iniciais de pressão e saturação em cada bloco do reservatório, e das pressões dos blocos por onde passa o poço horizontal, roda-se o RESIM e se obtém a vazão de cada fase nos blocos que contém o poço. A partir daí roda-se o HOSIM e se obtém novas pressões nos blocos da interface, este processo se repete até que a vazão de cada fase na interface poço-reservatório convergir, este loop é feito em cada passo de tempo do reservatório. O modelo de fluxo no poço usado no HOSIM não leva em conta as perdas de pressão devido à aceleração e ao influxo radial no poço. Em função de ser uma metodologia explícita de acoplamento poço-reservatório, pode haver problemas de convergência, especialmente quando as perdas de pressão no poço forem altas.

CHRISTOPHE (1996) desenvolveu um simulador do acoplamento poço-reservatório que simula o escoamento no reservatório, no poço e nas instalações de superfície, utilizando escoamento multifásico *black-oil*. As equações do domínio são

aproximadas por diferenças finitas. Com o objetivo de criar um simulador simples, versátil e modular, usou-se uma nova abordagem onde o domínio é decomposto em blocos distintos: nós e conexões, pois a abordagem clássica com malhas não permite um alto nível de padronização e modularidade. Foi utilizada a programação orientada a objetos (C + +) para tirar vantagem desta padronização. Os objetos são usados para representar os vários tipos de nós e conexões. A manutenção e ampliação do código se reduzem na definição de novos objetos, e não altera os objetos existentes. Na simulação do poço foi considerado um modelo simplificado, adotando apenas um tubo cilíndrico sem a consideração do anular e de nenhum tipo de completação.

HOLMES *et al.* (1998), descreveu uma metodologia de acoplamento poço-reservatório com escoamento multifásico *black-oil*, onde o poço é dividido em múltiplos segmentos. Diferentemente dos outros métodos, as perdas de fricção são incorporadas em cada segmento e calculadas analiticamente, não são usadas correlações multifásicas, pois o esquema numérico requer que as equações sejam continuamente diferenciáveis em todo o intervalo de condições de fluxo. São definidas quatro variáveis para cada segmento, ou seja, a vazão total, as frações de água e gás e a pressão, e também quatro equações por segmento, uma para perda de pressão, e três para balanço material de cada componente. Uma solução totalmente implícita (poço e reservatório) é obtida para cada passo de tempo do reservatório. O modelo de múltiplos segmentos é uma boa opção para modelar poços avançados (horizontais ou multilaterais) ou ainda poços inteligentes contendo *ICD* ou *FCV*, pois os segmentos podem formar uma rede contendo o poço principal e os ramais e também podem ser modelados como um particular elemento da completação do poço, conforme ilustrado na Figura 8.

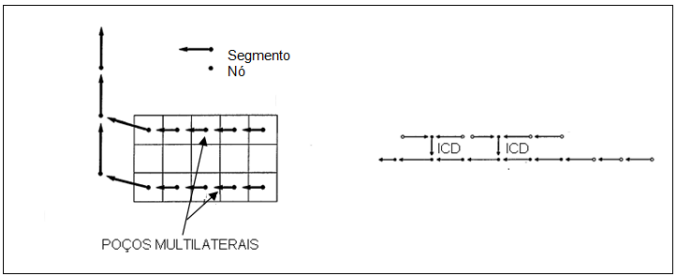

Figura 8: Distribuição dos segmentos na representação do poço

VICENTE (2000) desenvolveu um modelo totalmente implícito tridimensional *black-oil* isotérmico de acoplamento poço-reservatório. O modelo resolve simultaneamente as equações de conservação de massa e de Darcy para o reservatório e as equações de conservação de massa e de Navier-Stokes no poço. Foi considerado o modelo homogêneo para o escoamento multifásico do poço, e realizou-se uma investigação paramétrica para estudar os efeitos da permeabilidade, espessura de formação, comprimento do poço, compressibilidade do fluido e anisotropia do reservatório. Seus resultados foram comparados com o simulador Eclipse 100 e com o modelo semi-analítico de OZKAN *et al*. (1995), mostrando muito boa concordância.

VICENTE *et al.* (2003), desenvolveram um simulador tridimensional para o escoamento no poço e no reservatório. Através deste simulador foi possível estudar os efeitos de alguns parâmetros sobre a produtividade do poço e a seguir encontra-se uma descrição dos principais efeitos:

- Efeito da permeabilidade e da anisotropia:

Quanto menor a permeabilidade da rocha, as perdas de carga no poço são muito pequenas comparadas com a perda de pressão no reservatório e o modelo pode ser representado como sendo um conduto infinito. Se a anisotropia aumenta, a distribuição de vazão ao longo do poço é mais uniforme, isso ocorre porque a queda de pressão no reservatório é maior, permitindo ao poço ter características semelhantes a um conduto infinito.

- Efeito da vazão de produção:

O aumento da vazão total diminui a uniformização da distribuição da vazão. A maior quantidade da produção vem da região perto do calcanhar sem importar em quanto aumente a vazão.

- Efeito da saturação de gás:

Se a saturação de gás é alta, menor é a uniformização da distribuição de vazão e faz com que a região mais afastada do calcanhar contribua com menor quantidade da produção.

- Efeito da viscosidade do fluido:

Quando a viscosidade aumenta, a perda de pressão no reservatório é mais significativa do que no poço, portanto a distribuição de vazão ao longo do poço é mais uniforme quanto maior a viscosidade do fluido.

- Efeito da localização do poço:

A localização do poço no reservatório também afeta a distribuição de vazão. Para um poço localizado perto dos limites do reservatório a maior quantidade de fluxo é proveniente da parte final do poço.

- Efeito do diâmetro do poço:

Com o aumento do diâmetro do poço a uniformização do perfil de vazão aumenta, fazendo com que se aproxime a um conduto infinito devido a menores perdas de carga na tubulação.

- Efeito do comprimento do poço:

O comprimento do poço não exerce efeitos importantes uma vez que a maior quantidade do fluxo provém da zona mais próxima do calcanhar do poço.

O modelo de Peaceman, (PEACEMAN, 1983), é até hoje o modelo de poço mais utilizado na simulação de reservatórios, pioneiro na modelagem de poços, e se baseia na solução analítica de um escoamento monofásico radial ao redor de um poço vertical, em regime permanente e imerso em um meio poroso isotrópico e homogêneo. AAVATSMARK e KLAUSEN (2003) apresentaram uma nova equação mais sofisticada que a utilizada no modelo de Peaceman na determinação do raio equivalente, que conecta a pressão no bloco do reservatório com a pressão no elemento de poço, utilizando um modelo de poço mais adequado aos poços inclinados.

GUI e CUNHA (2007) desenvolveram um modelo numérico acoplado para resolver o escoamento tanto no reservatório como no poço horizontal. Os autores utilizaram uma discretização híbrida e a continuidade de pressão e o balanço de massa na interface foram as condições utilizadas no acoplamento. Todas as variáveis foram

resolvidas simultaneamente e os autores comprovaram que o fluxo ao longo do poço não é uniforme, demonstrando assim os efeitos da perda de carga ao longo do poço. De acordo com os autores, a convergência do método depende fortemente das estimativas iniciais, portanto as estimativas iniciais devem ser condizentes com a física do problema.

POURAFSHARY (2007) desenvolveu um simulador térmico composicional para modelagem do poço e o acoplou com um simulador de reservatório composicional desenvolvido na Universidade do Texas chamado GPAS (*General Purpose Adaptative Simulator*) (WANG *et al.*, 1997). A partir de seus resultados na simulação de diferentes casos com óleo pesado, gás condensado e óleo leve, POURAFSHARY (2007) demonstrou que o modelo composicional é mais adequado que o *black-oil* para representação do escoamento de frações no poço.

NENNIE *et al.* (2007), mostraram a importância da simulação conjunta do poço e reservatório, ao acoplarem explicitamente um simulador comercial de poço (OLGA), com um simulador de reservatório para estudar a formação de cone de gás. Os autores acoplaram externamente os dois simuladores usando o software MATLAB, e compararam os resultados da simulação acoplada com os resultados da simulação em separado do poço e do reservatório e verificaram que a simulação acoplada forneceu resultados muito mais realísticos.

WAN *et al.* (2008), apresentaram uma metodologia no qual utilizaram um simulador de reservatório desenvolvido pela ExxonMobil chamado EMpower e o acoplaram a um simulador de poço que modela o fluxo no anular e no *liner* em uma completação simples a poço aberto não revestido ou utiliza um coeficiente de perdas para levar em conta outros tipos de completação tais como *ICD's*. Durante a simulação, em cada passo de tempo o simulador calcula as pressões nos blocos onde está completado o poço, as mobilidades das fases e a transmissibilidade do poço, que são passados para o simulador de poço. Este por sua vez calcula as pressões nos nós do *liner* e anular e passa as pressões do anular para o reservatório. A partir dos resultados das simulações os autores avaliaram o varrido no reservatório e consequentemente o fator de recuperação do reservatório.

KABIR e Sanchez (2009) descreveram um modelo de acoplamento poço-reservatório explicitamente, no qual o poço é simulado como vários segmentos, e na simulação do reservatório usou um simulador 3D, *black-oil* multifásico. Não foram usadas aproximações por *IPR* para transferência de pressões e vazões entre os dois domínios (poço e reservatório), os autores usaram uma

convergência direta de vazões e pressões nos nós da interface, oferecendo maior precisão na determinação do influxo no poço, porém a um custo computacional maior devido ao refinamento da malha do reservatório na região próxima ao poço.

LIVESCU *et al.* (2009), desenvolveram um simulador de escoamento multifásico composicional no poço e o acoplou a um simulador de reservatório também multifásico composicional. O simulador de poço resolve a equação da energia, a equação de conservação da massa para cada componente e a equação de conservação da quantidade de movimento. Foi usado o modelo *drift-flux* que considera o escorregamento entre as fases para resolver o escoamento multifásico no poço, como resposta se obtém a temperatura, pressão e as frações mássicas dos componentes ao longo do poço. Com este acoplamento, os autores estudaram vários casos envolvendo efeitos térmicos, diferentes geometrias de poço e também compararam os resultados desta formulação composicional com um modelo *black-oil*.

BREKKE e THOMPSON (2009) modelaram a região perto do poço de um poço horizontal para um escoamento multifásico em regime permanente. Eles trataram o acoplamento poço-reservatório como uma rede de nós representando o poço (com seu anular). Eles desacoplaram as equações de conservação de massa e de pressão e resolveram o fluxo de massa de uma maneira sequencial e não simultaneamente, conforme ACTON (1997), otimizando a resolução da rede, resultando num algoritmo rápido e robusto. Na solução eles consideraram que as frações volumétricas das fases se mantem nos nós (hipótese razoável se o fluido percorre curta distância entre os nós) e também consideraram que a hipótese de regime estacionário no acoplamento com o reservatório fosse razoável, pois o tempo do transiente no poço é desprezível comparado com o do reservatório.

FERNANDES *et al*. (2006), desenvolveram um modelo analítico o qual descreve o escoamento dentro do poço e em suas proximidades, equipado com *liner* e telas para contenção de areia, dotados de furação não uniforme. O fluxo dentro do *liner* ou das telas é suposto monofásico, isotérmico e turbulento. A consideração de fluxo monofásico se mostra razoável, onde o escoamento multifásico é representado por um fluido homogêneo com propriedades médias das diversas fases. A adoção do fluxo turbulento também é aplicável para representar a maior parte do escoamento dentro do poço. O modelo consiste em equações de perda de carga por fricção para o conjunto *liner/*tela, onde o fator de atrito (*f*) é modelado pela aproximação de

Blasius, e em equações para calcular a perda de carga através das perfurações:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{fv^2\rho}{2D} \tag{2.8}$$

$$f = \frac{0{,}3164}{N_{Re}^{0{,}25}} \tag{2.9}$$

$$\Delta p_{perf} = \frac{0{,}81\rho Q^2}{C_D^2 n^2 d^4} \tag{2.10}$$

onde:

$f =$ fator de atrito

$v =$ velocidade ao longo do poço

$\rho =$ massa específica do fluido

$D =$ diâmetro do poço

$N_{Re} =$ número de Reynolds do poço

$Q =$ vazão total

$C_D =$ coeficiente de descarga dos furos

$n =$ número de furos

$d =$ diâmetro dos furos

SANSONI JÚNIOR *et al.* (2007), estudaram o acoplamento poço-reservatório usando pacotes comerciais de CFD (Ansys-Icem e Ansys-CFX), onde se buscou aplicar a fluidodinâmica computacional para a predição do escoamento na região compreendida entre o poço e o reservatório e calcular a vazão de produção, a distribuição de fluxo ao longo do poço horizontal, e seu perfil de queda de pressão.

O modelo tridimensional foi montando a partir da geometria do reservatório e do poço e as respectivas propriedades do fluido. O modelo resolve a equação de Darcy para o meio poroso acoplado às

equações de Navier-Stokes para a região do poço. A simetria nos planos horizontal e vertical permitiu que o domínio simulado consistisse na quarta parte da geometria total, viabilizando a simulação do acoplamento poço-reservatório. O tamanho da malha variou sobre uma ampla faixa de nós ou elementos, dependendo das dimensões características do poço e da formação, sendo influenciada principalmente pelo raio de drenagem. A amplitude pode variar de 1.000.000 a 8.000.000 nós para representar o domínio.

Os resultados das simulações concordam não só com dados da literatura, no qual serviram de validação do modelo, mas também com informações de produção de alguns campos petrolíferos da Petrobras.

MALISKA *et al.* (2012), desenvolveram um simulador computacional (WellRes) capaz de simular o escoamento tridimensional multifásico de água, óleo e gás no reservatório, levando em consideração, simultaneamente, o escoamento no interior do poço. Tal aplicativo conta com uma interface gráfica amigável ao usuário permitindo a fácil configuração do problema, bem como um sistema de visualização que fornece ao analista todas as informações que este necessite. Além dessa interface, o aplicativo conta com um núcleo numérico que contempla os itens listados a seguir, os quais estão divididos em dois módulos, reservatório e poço.

Reservatório:

a) Suporte para todos os tipos de malhas *corner-point* e refino de malha local (LGR- *Local Grid Refinement*);

b) Modelo tridimensional *black-oil* padrão de escoamento de água, óleo e gás com formulação baseada em frações mássicas;

c) Consideração de efeitos de pressão capilar e compressibilidade de rocha e fluido;

d) Método de solução totalmente implícito (FIM - *Fully Implicit Method*);

e) Uso de um acurado modelo de poço aplicado a poços com trajetória arbitrária.

Poço:

a) Trajetória arbitrária independente da malha do reservatório para qualquer quantidade de poços;

b) Modelo *drift-flux* para o escoamento trifásico;

c) Consideração dos efeitos relativos a diferentes tipos de completação, especialmente a furação diversiva;

d) Cálculo da perda de pressão, considerando a aceleração do fluido devido à entrada lateral de massa, ao atrito na parede e à ação do campo gravitacional.

O acoplamento das soluções do poço e do reservatório é uma das tarefas fundamentais do WellRes, já que as escalas espaciais dos dois problemas são bastante distintas. A solução poço-reservatório é segregada, ou seja, a solução da pressão ao longo do poço é empregada para obter a solução do campo de pressões no reservatório que, através do modelo de poço, permite calcular a vazão para os poços e assim determinar nova pressão ao longo do poço, realimentando o processo até a convergência. A forma acurada de acoplar as soluções do poço com as do reservatório é uma das tarefas fundamentais e mais complexas deste aplicativo, isto foi realizado através do cálculo preciso do índice de poço.

2.2 TIPOS DE *ICD*

Conforme já foi descrito anteriormente um *ICD* é um dispositivo de restrição que faz parte da completação do poço, cuja função é balancear o fluxo lateral em poços horizontais, minimizando o fluxo no anular evitando um varrido não uniforme no reservatório e a consequente formação de cone de gás ou água.

De acordo com KHELAIWI e DAVIES (2007) na indústria do petróleo existem 4 tipos de *ICD's* mais utilizados que são os tipos labirinto, o helicoidal, o de bocal e o tipo orifício.

Os dois primeiros são também chamados de *ICD's* tipo canal, pois estes fazem o fluido escoar por um canal antes do mesmo entrar no interior do *liner*, reduzindo a pressão do mesmo.

O *ICD* tipo labirinto foi um dos primeiros a aparecer na indústria do petróleo, sendo formado por canais de labirinto instalados no interior da tela que envolve o *liner*, de acordo com a Figura 9, o fluido vindo da formação passa através dessa tela e vai para os canais antes de penetrar no interior do *liner*. O comprimento e o diâmetro dos canais do labirinto podem ser ajustados para se obter a perda de pressão requerida para balancear o influxo ao longo do *liner*.

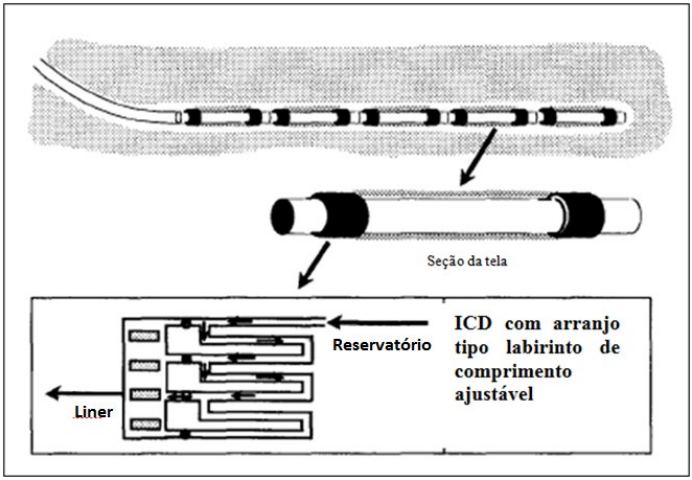

Figura 9: *ICD* tipo labirinto (KHELAIWI e DAVIES, 2007)

O *ICD* tipo helicoidal foi desenvolvido baseado no tipo labirinto e consiste de vários canais helicoidais de diâmetro e comprimento pré-selecionados visando impor um diferencial de pressão para uma determinada vazão. O fluido vindo da formação penetra na tela indo para os canais helicoidais, onde sofre uma queda de pressão antes de ir para o interior do *liner*, conforme pode se visto na Figura 10.

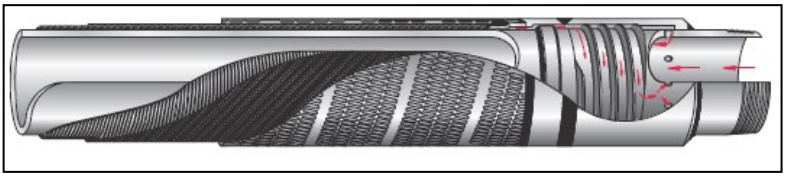

Figura 10: *ICD* tipo helicoidal (KHELAIWI e DAVIES, 2007)

O *ICD* tipo bocal usa bocais para criar a queda de pressão, o fluido passa pela tela e vai para uma câmara atravessando uma quantidade pré-configurada de bocais antes de chegar ao interior do *liner*, o número e o diâmetro dos bocais são calculados em função da queda de pressão desejada, este tipo de *ICD* pode ser visto na Figura 11.

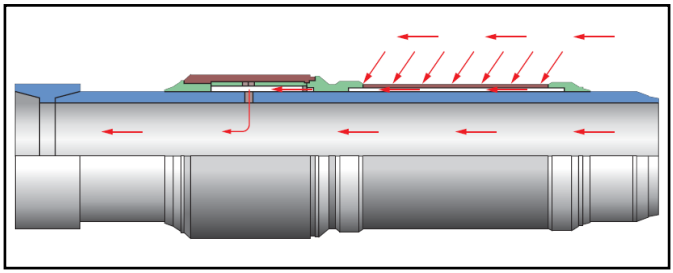

Figura 11: *ICD* tipo bocal (KHELAIWI e DAVIES, 2007)

O *ICD* tipo orifício esquematizado na Figura 12, é bem semelhante ao de bocal, ele consiste de orifícios feitos no *liner* com quantidade e diâmetro calculados para oferecer a queda de pressão necessária para uniformização do influxo do reservatório.

Os *ICD's* tipo canal (labirinto e helicoidal) dependem da fricção para criarem a perda de pressão, portanto são altamente dependentes da viscosidade dos fluidos e mais susceptíveis aos efeitos de emulsão em escoamentos multifásicos. Por outro lado como a perda de pressão ocorre em um intervalo relativamente longo, quando comparado com tipo bocal e orifício, sofrem menos erosão em escoamentos com alta vazão e ou em poços com produção de areia. Os *ICD's* tipo bocal e orifício usam a restrição para criarem a perda de pressão, portanto a perda de pressão é muito mais dependente da densidade dos fluidos que da viscosidade dos mesmos, neles a relação entre fluxo de massa e perda de pressão é obtida pela equação de Bernoulli e um coeficiente de descarga para o bocal ou orifício.

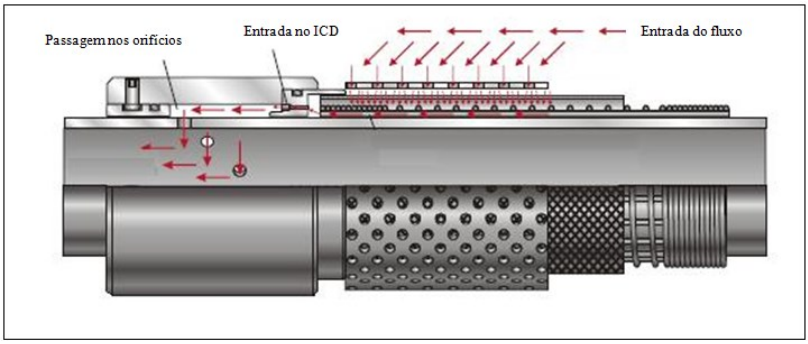

Figura 12: *ICD* tipo orifício (KHELAIWI e DAVIES, 2007)

Mais recentemente, MATHIESEN *et al.* (2011), descreveram um novo tipo de *ICD*, desenvolvido pela companhia Statoil, chamado de *RCP* (*Rate Controlled Production*) que se auto ajusta de acordo com as propriedades do fluido e das condições do fluxo e é baseado no principio de Bernoulli. Conforme se pode ver na Figura 13, as setas indicam o caminho do fluido vindo do anular após passar pela tela até chegar ao interior do *liner*, nesta pode-se ver um disco que é responsável por restringir ou aumentar a área de passagem do fluido pelo *ICD* e consiste na única parte móvel do *ICD*. Este *ICD* restringe o fluxo para fluidos de baixa viscosidade, pois quando gás entra no *ICD*, devido a sua baixa viscosidade, sua velocidade será alta e pelo principio de Bernoulli a pressão na parte superior do disco será menor, fazendo com que o anel suba restringindo a entrada do gás. Quando ocorre a entrada de um fluido mais viscoso (óleo, por exemplo) as perdas por fricção aumentam e a velocidade diminuirá, fazendo com que a pressão estática aumente e o disco se mova em direção oposta aumentando a área de passagem. Portanto este *ICD* é seletivo de acordo com a fase e apresenta a grande vantagem de se adaptar ás mudanças que ocorrem nas propriedades do escoamento, ao longo da vida útil do poço.

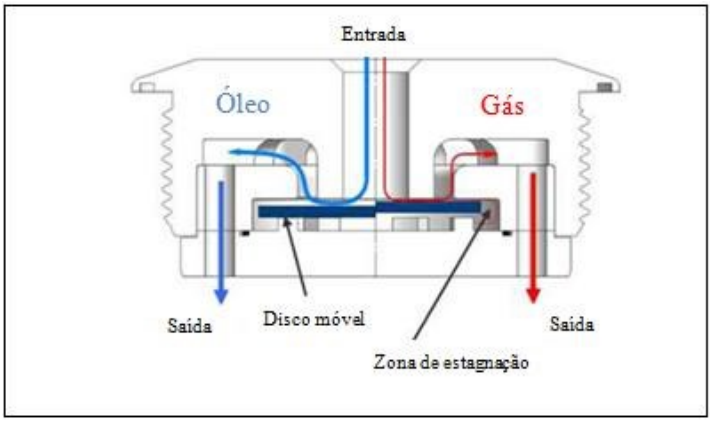

Figura 13: *ICD* tipo *RCP* (MATHIESEN *et al.* 2011)

2.3 ESCOPO DESTE ESTUDO

Com base nesta revisão bibliográfica, propõe-se como objetivo principal deste estudo, a simulação computacional do escoamento bifásico óleo e gás na região do reservatório próxima ao poço, na completação do poço e no interior de um poço de petróleo através de uma abordagem de sistema distribuído, representando a complexidade de escoamento envolvida, ou seja, o fluxo entre o reservatório e o anular, o fluxo através do anular preenchido ou não com um meio poroso que pode ser areia ou cerâmica (*gravel)*, o fluxo no interior do *liner* e o fluxo do anular para o *liner* através de vários esquemas de completação.

Este trabalho vem preencher a lacuna deixada pelos atuais simuladores de acoplamento poço-reservatório, ao simular o poço com um alto nível de detalhe, permitindo a modelagem computacional de complexos esquemas de completação, com um custo computacional baixo.

3. MODELAGEM MATEMÁTICA

3.1 PRELIMINARES

Nesta seção são mostradas as equações governantes que fazem parte da solução do sistema distribuído, que de acordo com a Figura 4 é composto de quatro regiões (Reservatório-Anular, Anular-Anular, Anular-*Liner* e *Liner*-*Liner*).

As regiões Anular-Anular, Anular-*Liner* e *Liner*-*Liner*, fazem parte do poço e a região Reservatório-Anular descreve o acoplamento poço-reservatório. No sistema distribuído não se tem a intenção de simular o reservatório, através dos nós do reservatório serão passadas as condições de contorno do acoplamento entre os dois domínios (pressões e saturações do reservatório) e no último nó no calcanhar do poço é passada a condição de contorno no poço (pressão de fundo do poço).

3.2 EQUAÇÕES GOVERNANTES NO POÇO

O diâmetro de um poço é extremamente pequeno quando comparado com as dimensões de um reservatório, por isso a representação do poço em uma escala do reservatório seria uma linha. O escoamento no interior do poço é governado pelas equações de conservação da massa e conservação da quantidade de movimento.

O modelo matemático para o escoamento no interior do poço será assumido unidimensional, pois é suficiente para descrever a queda de pressão no poço. Além disso, considera-se um regime permanente, pois o tempo do transiente no poço é desprezível quando comparado com o do reservatório, o que torna válida a hipótese de regime estacionário no acoplamento poço-reservatório. Este sistema é dado pelas equações da conservação da massa e quantidade de movimento para cada uma das fases.

Dentro do contexto da engenharia de petróleo, a queda de pressão em escoamentos multifásicos pode ser determinada através de correlações empíricas, modelos mecanicistas ou modelo homogêneo. As correlações empíricas são de simples implementação, mas sua exatidão é limitada a faixa dos experimentos para os quais ela foi determinada. Em BROWN e BEGGS (1977) estão descritas várias destas correlações.

Os modelos mecanicistas são em geral mais precisos, pois representam melhor a física de cada padrão de escoamento, PETALAS e AZIZ (2000), porém requerem um tempo computacional substancialmente maior e também apresentam descontinuidades nas transições entre os padrões de escoamento (SHI *et al*., 2005). Neste trabalho utiliza-se o modelo homogêneo sem consideração de escorregamento entre as fases, ou seja, neste modelo é assumido que as propriedades do fluido podem ser representadas pela média das propriedades da mistura e as fases se movem à mesma velocidade na mistura e as equações de escoamento são resolvidas como se fosse um escoamento monofásico. A hipótese de modelo homogêneo é adequada para simular o escoamento no poço, pois o fluxo radial ao longo do poço atua no sentido de provocar uma agitação no escoamento do interior do poço, tornando a mistura de fases homogênea. Além disso, em poços horizontais não se tem os efeitos gravitacionais tão pronunciados quanto se tem no escoamento vertical, que causam o deslizamento entre as fases óleo (mais pesada) e gás (mais leve).

O modelo homogêneo pode ser descrito por simples expressões que são contínuas sobre uma ampla faixa de condições de fluxo (HOLMES, 2001), o que o torna um modelo particularmente adequado para o uso na modelagem avançada de poço (sistema distribuído).

De acordo com (SHOHAM, 2006) o modelo homogêneo é baseado na hipótese de que determinadas variáveis de escoamento podem ser consideradas iguais para todas as fases. Desta forma, a abordagem é feita utilizando uma única equação de conservação para todas as fases, com se fosse uma mistura homogênea, a hipótese de homogeneidade pode ser feita para qualquer variável de escoamento (velocidade, temperatura, concentração etc.). O modelo homogêneo considera apenas um único campo de velocidade para todas as fases. A distribuição da fração volumétrica da fase restante é calculada através da equação de conservação volumétrica que considera que a soma das frações volumétricas de todas as fases é igual a um.

Para uma mistura bifásica óleo e gás escoando em uma tubulação, as vazões volumétricas de óleo e do gás são q_o e q_g, respectivamente. As frações volumétricas do óleo e do gás são respectivamente:

$$\alpha = \frac{q_o}{q_o + q_g} \tag{3.1}$$

$$(1 - \alpha) = \frac{q_g}{q_o + q_g} \tag{3.2}$$

A velocidade da mistura é definida dividindo a vazão volumétrica total pela seção transversal do tubo:

$$v_m = \frac{q_o + q_g}{A} = \frac{q_t}{A} \tag{3.3}$$

No modelo homogêneo a massa específica da mistura em função da fração volumétrica das fases, é dada por:

$$\rho_m = (1 - \alpha)\rho_g + \alpha\rho_o \tag{3.4}$$

Usando a correlação de Dukler descrita em Wallis (1969) para a viscosidade da mistura, obtém-se:

$$\mu_m = (1 - \alpha)\mu_g + \alpha\mu_o \tag{3.5}$$

3.2.1 Equação de conservação da massa

De acordo com o esquema de um volume de controle do poço de área transversal A, representado na Figura 14, a equação de conservação da massa nos fornece:

$$\frac{d\rho}{dt} + \frac{d(\rho v)}{dL} = 0 \tag{3.6}$$

Em regime permanente, a equação acima se torna:

$$\frac{d(\rho v)}{dL} = 0 \tag{3.7}$$

Para o escoamento bifásico de óleo e gás, as equações de conservação de massa para cada uma das fases, se tornam:

$$\dot{m}_o = \rho_o v_o A = \rho_o q_o = constante \tag{3.8}$$

$$\dot{m}_g = \rho_g v_g A = \rho_g q_g = constante \tag{3.9}$$

Nas equações anteriores, $\dot{m}_o$ e $\dot{m}_g$ são respectivamente as vazões mássicas do óleo e do gás, ρ_o e ρ_g são respectivamente as

massas específicas do óleo e do gás, q_o e q_g são respectivamente as vazões volumétricas do óleo e do gás.

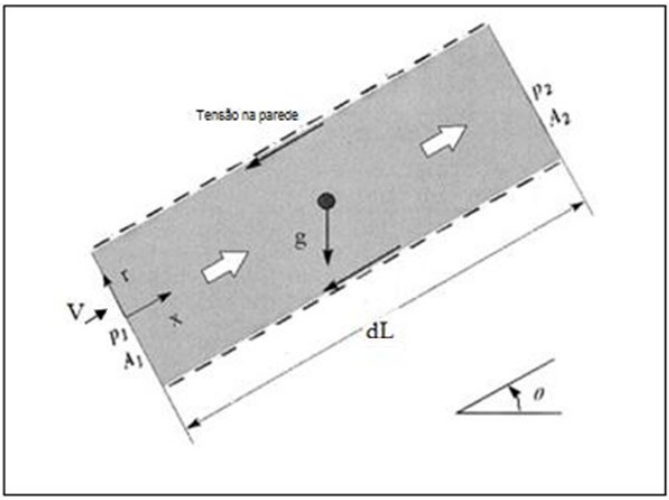

Figura 14: Volume de controle do poço

3.2.2 Equação de conservação da quantidade de movimento

Aplicando a equação de conservação da quantidade de movimento ao volume de controle da Figura 14, a quantidade de movimento que sai do volume de controle, menos a quantidade de movimento que entra no volume de controle, mais a taxa de acúmulo da quantidade de movimento no interior do volume de controle são iguais à soma de todas as forças que atuam sobre o fluido no volume de controle, portanto:

$$\frac{d(\rho v)}{dt} + \frac{d(\rho v^2)}{dL} = -\frac{dp}{dL} - \tau\frac{\pi d}{A} - \rho g \sin\theta \qquad (3.10)$$

No regime permanente e combinando as equações 3.7 e 3.10:

$$\rho v \frac{dv}{dL} = -\frac{dp}{dL} - \tau\frac{\pi d}{A} - \rho g \sin\theta \qquad (3.11)$$

Isolando o gradiente de pressão:

$$\frac{dp}{dL} = -\tau\frac{\pi d}{A} - \rho g\, sin\,\theta - \rho v\frac{dv}{dL} \tag{3.12}$$

A equação 3.12 representa o gradiente de pressão considerando escoamento unidimensional, estacionário e homogêneo, este é constituído por três componentes. O primeiro termo do lado direito da equação representa o componente de atrito resultante da resistência ao cisalhamento no escoamento. O segundo termo do lado direito da equação representa o componente de gradiente de elevação (devido à inclinação do tubo a partir da horizontal, angulo θ da Figura 14). O último termo do lado direito da equação representa o componente de aceleração que resulta das alterações de velocidade devido à expansão ou contração dos fluidos (por exemplo, para escoamento através de bicos ou de expansão), no escoamento em tubos com diâmetro constante, os gradientes de aceleração são pequenos e costumam ser negligenciados.

Na equação 3.12, τ é a tensão de cisalhamento na parede e pode ser substituída por um fator de atrito f, dado pela equação 3.13, que é a razão entre a tensão de cisalhamento e a energia cinética por unidade de volume, tal que:

$$\tau = \frac{\rho v^2 f}{8} \tag{3.13}$$

Substituindo a equação 3.13 na equação 3.12, e considerando as propriedades da mistura bifásica (modelo homogêneo), obtém-se:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{tot} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fric} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{elev} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acel} = -\frac{\rho_m v_m^2 f}{2d} - \rho_m g\, sin\,\theta - \frac{\dot{m}}{A}\frac{dv_m}{dL} \tag{3.14}$$

Na equação 3.14, ρ_m é a massa específica da mistura, v_m a velocidade da mistura, f o fator de atrito de Darcy-Weisbach, d o diâmetro do poço, A a seção transversal do poço, θ o ângulo de inclinação com a horizontal na direção do escoamento, g a aceleração da gravidade, L o comprimento e $\dot{m}$ a vazão mássica da mistura.

3.3 EQUAÇÃO DO ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO

O modelo de poço é uma expressão que conecta a pressão de um trecho do poço com a pressão de um trecho do reservatório e as vazões envolvidas na região de influência do poço. O modelo de poço ideal é, logicamente, aquele que vem da solução do problema nas vizinhanças do poço com uma malha extremamente fina. A técnica, portanto, de construir modelos de poços é a busca de uma solução nas vizinhanças do poço de maneira precisa, ou seja, malha fina, e depois aplicar estas correlações para outras situações com malhas grosseiras. O modelo de Peaceman, (PEACEMAN, 1983), é o modelo de poço mais utilizado na simulação de reservatórios, pioneiro na modelagem de poços, e se baseia na solução analítica de um escoamento monofásico, radial ao redor de um poço vertical, em regime permanente e imerso em um meio poroso isotrópico e homogêneo. A ideia do modelo de Peaceman é encontrar uma maneira de aplicar essa solução nas proximidades do poço acoplando-a com as equações discretas do reservatório. Isto implica em considerar que num certo raio limite, onde é feito o acoplamento das equações, o escoamento é radial e unidimensional.

Ao se aplicar um modelo de poço entre o reservatório e o poço, as vazões para cada trecho do poço, são calculadas por:

$$q = IP(p_R - p_w) \tag{3.15}$$

onde p_R é a pressão no reservatório, p_w é a pressão no trecho do poço, IP é o índice de poço, que depende do modelo de poço.

Neste trabalho optou-se por usar a solução analítica deste problema considerando a equação de Darcy em um meio poroso com uma geometria cilíndrica e escoamento radial, resultando numa função logarítmica dada por:

$$p_R = p_w + \frac{q\mu}{2\pi Kh}\left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) + s\right] \tag{3.16}$$

onde r_d é o raio de drenagem do poço, r_w é o raio do poço, q a vazão total no trecho do poço, μ a viscosidade, h a espessura do reservatório, s o fator de película devido ao dano à formação nas proximidades do poço e K a permeabilidade do meio.

3.4 TIPOS DE FLUIDOS NO RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de petróleo é que este produza óleo, gás natural e água; ocasionalmente poderá produzir areia. No escoamento dessa produção, em quaisquer das regiões que a mesma atravessa (e.g., linha de produção submarina) poderá ocorrer formação de depósitos orgânicos (e.g., parafinação, hidratos de gás) e inorgânicos (e.g., incrustações de sulfato de bário). A composição química dos depósitos petrolíferos varia significativamente com a profundidade e localização (tipo de bacia). Uma característica comum é o fato de serem formadas por átomos de carbono e hidrogênio (podem possuir em menores proporções átomos de enxofre, nitrogênio, oxigênio etc.). A composição química de um petróleo irá governar suas características de produção. Caso predominem as cadeias moleculares menores o mesmo se apresentará na forma gasosa e se as maiores predominam, este será um óleo pesado e de alta viscosidade. Dependendo de sua composição e das condições iniciais de pressão e temperatura de um reservatório, o petróleo pode se encontrar no estado monofásico ou bifásico.

Monofásico:

·Óleo (todo o gás apresenta-se dissolvido na fase óleo). É chamado de reservatório subsaturado;

·Gás (pode conter ou não, líquidos (condensado/LGN) que se vaporizam com a diminuição de P e T).

Bifásico: Óleo e gás livre (reservatórios saturados - com capa de gás).

Os reservatórios são caracterizados como função, dentre outras, do tipo de fluido neles contidos. O comportamento de um reservatório, no que tange a característica do fluido nele contido, poder ser descrito, de forma aproximada através de um diagrama de fases (diagrama P-T) para um sistema de vários componentes. A Figura 15 apresenta tal diagrama (BRILL E MUKHERJEE, 1999). O ponto crítico é a região que separa as curvas de ponto de bolha (*bubble point)* e ponto de orvalho *(dew point)* e é onde as propriedades do líquido e gás se tornam idênticas.

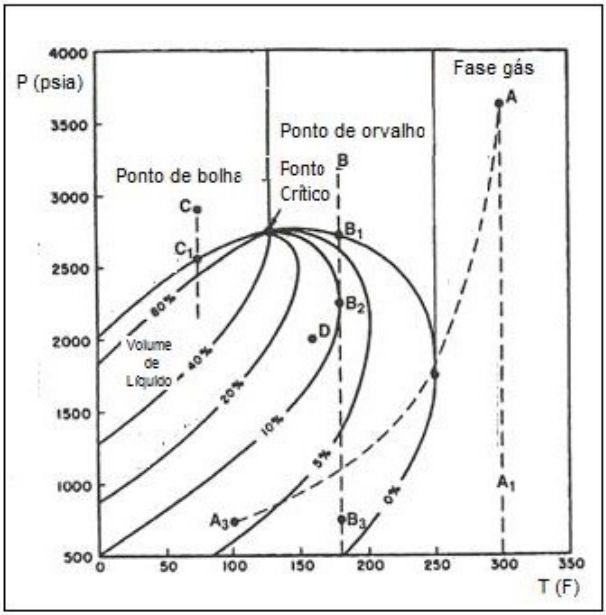

Figura 15: Diagrama de fases típico

De acordo com o diagrama de fases de um sistema de multicomponente e as condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório, cinco tipos de fluidos podem ocorrer num reservatório, os quais são:

· Reservatório de óleo tipo *"black-oil"*;

· Reservatório de óleo volátil;

· Reservatório de gás seco;

· Reservatório de gás condensado (gás úmido);

· Reservatório de gás condensado retrógrado (o termo retrógrado é usado porque normalmente associa-se um fenômeno de vaporização, quando de uma expansão isotérmica, ao invés de condensação).

O comportamento de um fluido de reservatório durante a produção é determinado pela forma do seu diagrama de fases e pela

posição do seu ponto crítico. Descreve-se a seguir as principais características de cada um desses fluidos.

O tipo mais comum de fluido em reservatórios de petróleo é o tipo *black-oil*, no qual o óleo é composto principalmente por frações molares de heptano e compostos mais pesados (C7+). Estes reservatórios apresentam menores pressões de saturação e temperatura bem abaixo da temperatura crítica, estas características conduzem a um grau de encolhimento pequeno, e fator volume formação (Bo) inferior a 2 m^3/m^3std, e menos gás no reservatório.

Conforme pode ser visto na Figura 15, inicialmente no ponto C o reservatório encontra-se subsaturado (monofásico líquido). Durante a produção, a pressão do reservatório de petróleo diminui continuamente e, eventualmente, a pressão pode cair abaixo da pressão de ponto de bolha (C1), onde a fase gás começa a ocorrer, existindo óleo e gás (duas fases) no interior do envelope de fases.

Quando a temperatura do reservatório se aproxima do ponto crítico, o fluido no reservatório é classificado como óleo volátil, as linhas de iso-volumes desse fluido estão mais perto da curva do ponto de bolha, qualquer redução da pressão abaixo do ponto de bolha pode causar uma diminuição significativa da fração de óleo e um aumento da produção de gás.

Os reservatórios onde a temperatura se situa entre a temperatura crítica e a cricondentherm (Ponto B Figura 15), são chamados de reservatórios de gás retrógrado. Nestes reservatórios, quando a pressão cai abaixo do ponto de orvalho, como pode ser observado na Figura 15, a partir de B1, até B2, surge gotas de líquido devido à condensação resultando num aumento do volume de líquido, ao que se chama de condensação retrógada. No entanto, continuando com a queda de pressão além do ponto B2, o volume de líquido volta a diminuir.

Em reservatórios onde se tem somente a fase gás, a temperatura do reservatório está acima do cricondentherm (ponto A na Figura 15), estes são chamados reservatórios de gás seco ou de gás úmido. Os fluidos produzidos a partir desses reservatórios são compostos principalmente de metano e não hidrocarbonetos tais como nitrogênio e dióxido de carbono, e podem nas condições do separador permanecer em uma única fase gás (reservatórios de gás seco) ou apresentarem óleo e gás (reservatório de gás úmido), tal como pode ser observado no ponto A3 da Figura 15.

Na modelagem do escoamento multifásico de petróleo pode-se usar o modelo *black-oil* ou o modelo composicional. No modelo *black-oil* são usadas correlações empíricas na determinação das propriedades

dos componentes em função de seu estado termodinâmico (pressão e temperatura). Neste modelo, transferência de massa entre as fases é descrita pela capacidade da fase gás estar dissolvida na fase óleo em determinadas condições, o parâmetro que descreve esta transferência de massa é chamado de razão de solubilidade.

No modelo composicional, o somatório das propriedades de cada elemento ponderado com a fração molar origina as propriedades da mistura. Este modelo é mais adequado para reservatórios de óleos leves e de gás, o maior rigor requerido na definição das propriedades de cada componente da mistura, permite, através de um processo de maior custo, uma definição das propriedades da mistura com alto grau de precisão. A tentativa de uso desse método de caracterização às misturas do tipo *black-oil* não necessariamente propícia melhores resultados que a dita formulação *black-oil,* devido a grande quantidade de componentes na fase líquida.

Pode-se assim concluir que a determinação das características do escoamento multifásico, notadamente a pressão e a temperatura, estão intimamente ligadas ao tipo de reservatório e ao comportamento dos fluidos nele contido. Esses aspectos são determinantes na escolha do tipo de análise a ser empregada nos estudos desses escoamentos.

A modelagem *black-oil* é largamente utilizada na prática e a grande maioria dos estudos de simulações de escoamento multifásico adotam esta modelagem, nesta tese, adota-se tal abordagem e considera-se o reservatório isotérmico. Como o escoamento bifásico óleo e gás é o escoamento em questão neste trabalho, o modelo irá considerar fluxo bifásico e a transferência de massa entre as duas fases nas equações governantes através da razão de solubilidade.

4. MODELAGEM NUMÉRICA ATRAVÉS DO SISTEMA DISTRIBUÍDO

Um dos principais objetivos da modelagem matemática empregada nas proximidades do poço é quantificar o impacto na distribuição do fluxo volumétrico entre poço e reservatório e o impacto na taxa de produção, mediante os tipos de completações e estimulações empregados no poço. É desejável que a física envolvida no escoamento multifásico dos poços seja reproduzida pelo modelo matemático com a melhor fidelidade possível e, além disso, seja eficiente e compatível com o modelo do escoamento no anular e reservatório.

Um dos fenômenos físicos que ocorrem nos poços produtores é o escoamento através do anular localizado entre o *liner* e a formação, mostrado na Figura 16. Conforme já explicado no capítulo 1, este escoamento é devido a não uniformidade da pressão no anular que faz com que a distribuição do fluxo do reservatório para o poço ao longo de seu comprimento, seja não uniforme, antecipando o *breakthrough* de gás ou água. A utilização de esquemas especiais de completação são alternativas utilizadas para uniformizar sua distribuição.

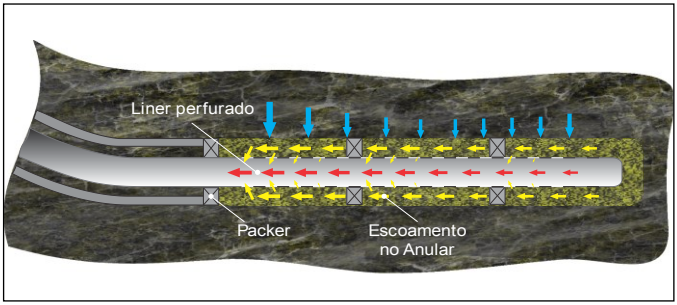

Figura 16: Escoamento no anular

Atualmente os simuladores de reservatórios convencionais não consideram o escoamento no anular dos poços. Desta forma, não modelam com fidelidade a distribuição do fluxo. Isto pode não ser um problema para análises voltadas para o gerenciamento de reservatório. Porém, para o projeto de poços, utilizando-se simuladores acoplados, é essencial que toda a física envolvida no escoamento nas proximidades do poço seja considerada.

No presente trabalho, pretende-se solucionar o escoamento no anular de forma acoplada com o poço e com o reservatório utilizando um esquema distribuído. A motivação é o desenvolvimento de uma metodologia que tenha tempos de computação baixos, já que as correlações que conectam os nós são fornecidas. O dia-a-dia do engenheiro requer rapidez no projeto de poços e o algoritmo proposto neste trabalho tem este objetivo. A determinação das correlações é uma parte importante do trabalho e muitas delas, como por exemplo, o escoamento no anular ou entre o anular e poço não são totalmente conhecidas, ou não estão disponibilizadas na literatura pelos fabricantes dos equipamentos de completação. O trabalho modelará estas situações.

Este procedimento permitirá simular com fidelidade vários tipos de completação do poço, tais como: completação com *liner* de máxima área aberta ao fluxo; completação com o anular preenchido com um meio poroso de areia ou cerâmica (*gravel pack*); completações com sistemas de equalização de fluxo (*liner* diversivo, *packed-off*, *stinger* e *ICD's*); completação a poço aberto não revestido.

Na Figura 17, pode-se ver um esquema das completações simuladas neste trabalho, classificadas por possuírem ou não sistemas de controle de fluxo do reservatório.

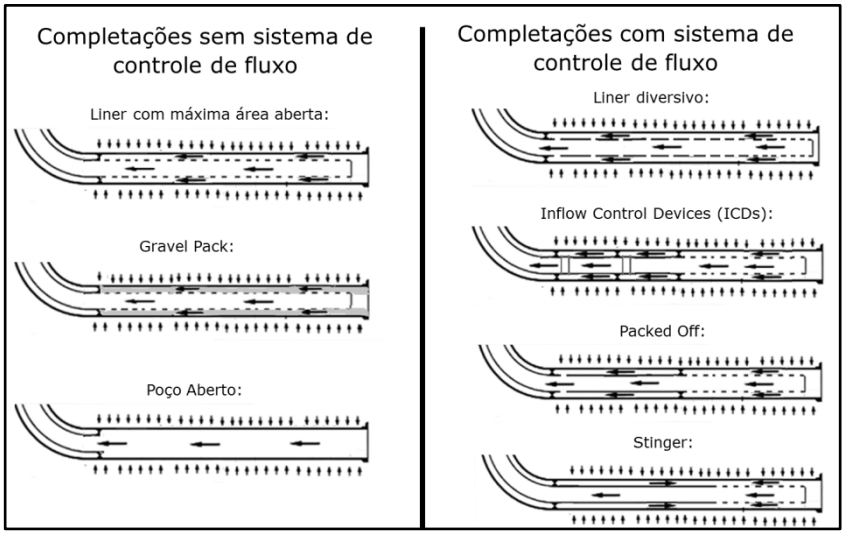

Figura 17: Completações simuladas com o sistema distribuído

4.1 O SISTEMA DISTRIBUÍDO

Na abordagem distribuída, a geometria dos poços horizontais e seu entorno é discretizada através de vários nós conectados por elementos, representando todos os componentes da completação do poço (*liner*, anular, *gravel*, *ICD's*, etc.), bem como a conexão com os nós do reservatório. A estrutura do sistema distribuído aqui desenvolvido foi baseada no modelo de Thanyamanta (2007), na Figura 18 observa-se o sistema distribuído, onde se pode ver três tipos de nós, os nós superiores representam o reservatório, os nós do meio representam o anular do poço e os nós inferiores representam o *liner*. Nas conexões entre cada par de nós se utiliza a equação da quantidade de movimento de acordo com a geometria e fases envolvidas no escoamento naquela região do poço. Estas conexões podem ser:

- Reservatório-Anular;

- Anular-Anular (com *gravel* ou sem *gravel*);

- Anular- *liner*;

- *liner-liner*.

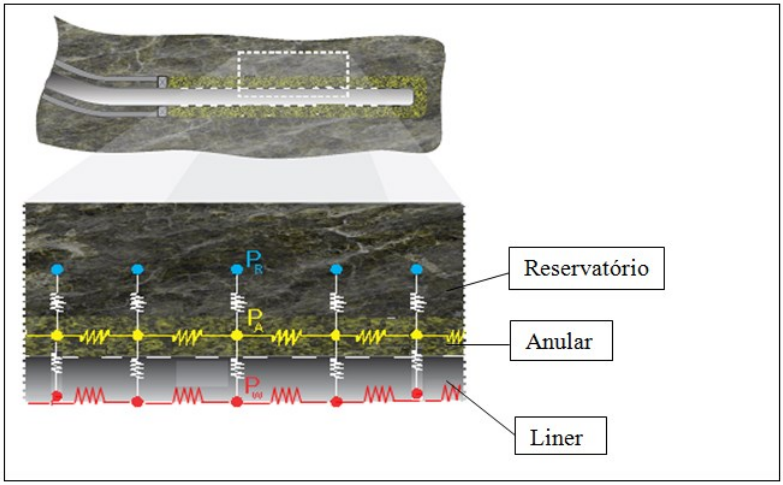

Figura 18: Sistema Distribuído: Acoplamento entre equações do poço, anular e reservatório

A ideia é, através de modelos analíticos, numéricos ou experimentais, calcular os fluxos de massa entre os nós pelo uso de um coeficiente que envolve geometria e física, que se pode chamar de transmissibilidade e a diferença de pressão entre os pontos, de acordo com o tipo de fluxo de cada região.

A abordagem distribuída é extremamente versátil na modelagem dos poços horizontais com completações complexas, esta pode ser utilizada não só para projetar, mas também para predizer problemas encontrados em poços já existentes.

Conforme se observa na Figura 19, o poço horizontal é dividido em trechos, quanto maior o número de trechos discretizados, maior acurácia se obtém nos resultados do sistema distribuído. Cada trecho é composto de três nós e quatro conexões (exceto o último trecho que tem três conexões), os nós externos são os do reservatório, e do fundo do poço (*bottomhole*), e os nós internos são os do anular e do *liner*. Cada trecho representa uma locação específica do reservatório e, portanto cada trecho pode ter diferentes propriedades do reservatório (pressão e permeabilidade).

As condições de contorno do problema são impostas nos nós externos. Nos nós do reservatório são fornecidas as pressões e saturações do reservatório e no nó do *liner* situado no calcanhar do poço é fornecida a pressão de fundo do poço (*Bottomhole pressure*).

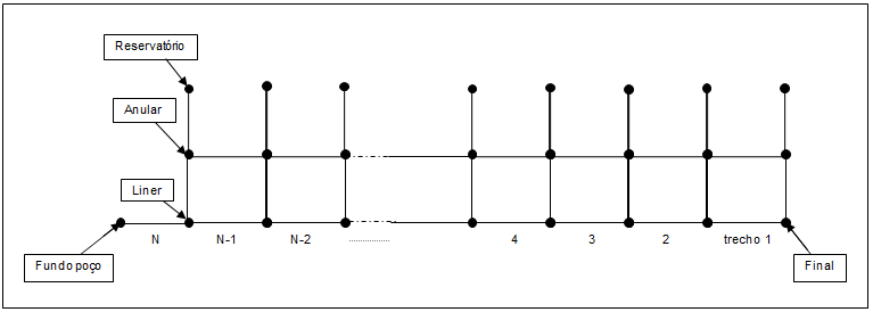

Figura 19: Estrutura do Sistema Distribuído com seus trechos

Do fluido que entra no anular em cada trecho, vindo do reservatório, uma parte escoa ao longo do anular na direção do calcanhar do poço (podendo em alguns casos escoar na direção oposta ao calcanhar, dependendo do tipo de completação utilizada no poço) e

outra parte vai para o *liner*, onde escoa em direção ao calcanhar do poço.

No sistema distribuído, consideram-se as pressões localizadas nos nós e as vazões e frações volumétricas localizadas nas conexões. Para o escoamento bifásico óleo e gás, em cada trecho têm-se nove incógnitas a resolver (duas pressões, quatro vazões e três frações volumétricas de líquido), exceto no último trecho, onde se tem apenas sete incógnitas a resolver (duas pressões, três vazões e duas frações volumétricas de líquido). Portanto, têm-se 9N-2 incógnitas e necessita-se de 9N-2 equações a resolver no sistema distribuído.

Estas equações são obtidas a partir do balanço de conservação da massa em cada nó do sistema (considerando transferência de massa entre as fases, de acordo com o modelo *black-oil*) e da conservação da quantidade de movimento em cada conexão do sistema, este conjunto de equações não lineares será resolvido simultaneamente através do método iterativo de Newton-Raphson. A seguir, a Figura 20 ilustra os dois tipos de trechos e suas respectivas incógnitas.

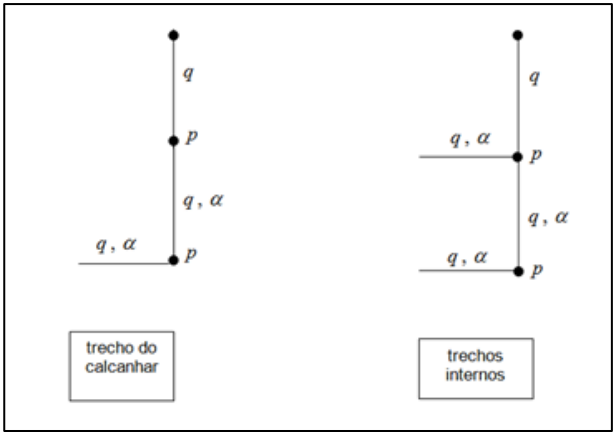

Figura 20: Trechos e suas incógnitas

Em cada trecho do sistema distribuído existem quatro tipos de equações que serão usadas e que estão relacionadas a todas as incógnitas:

- Equação de conservação da massa de óleo e gás nos nós;

- Equação de conexão entre o reservatório e o poço;

- Equação de conservação da quantidade de movimento nas conexões do anular e do *liner*;

- Equação de divisão da fração volumétrica entre anular e *liner*.

4.2 CONSERVAÇÃO DA MASSA DE ÓLEO E GÁS NOS NÓS

As equações de conservação da massa 3.8 e 3.9 são aplicadas em cada nó do sistema distribuído considerando que não ocorra acúmulo de massa nesse sistema. Para o escoamento bifásico óleo e gás, levando em conta também o gás dissolvido obtém-se:

$$\sum \dot{m}_o = \sum \rho_o q \alpha = 0 \tag{4.1}$$

$$\sum \dot{m}_g = \sum \rho_g q (1-\alpha) + \dot{m}_{g/o} = 0 \tag{4.2}$$

Nestas equações $\dot{m}_o$ e $\dot{m}_g$ são respectivamente as vazões mássicas de óleo e gás, as vazões que entram nos nós são positivas e as vazões que saem dos nós são negativas, ρ_o e ρ_g são as massas específicas de óleo e gás, α é a fração volumétrica de óleo, q é a vazão volumétrica total (óleo e gás) e $\dot{m}_{g/o}$ é a vazão mássica do gás dissolvido no óleo. A Figura 21 apresenta como foi feita a distribuição dos nós no sistema distribuído.

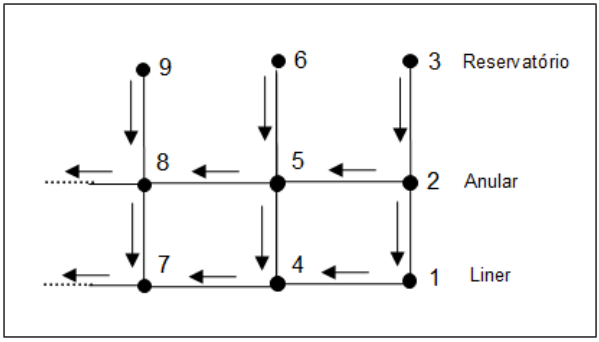

Figura 21: Distribuição dos nós no sistema distribuído

Aplicando a equação 4.1 (conservação da fase óleo) ao nó 5 da Figura 21:

$$\rho_{o6,5}q_{6,5}\alpha_{6,5} + \rho_{o2,5}q_{2,5}\alpha_{2,5} - \rho_{o5,8}q_{5,8}\alpha_{5,8} - \rho_{o5,4}q_{5,4}\alpha_{5,4} = 0 \quad (4.3)$$

Na equação anterior, $\rho_o's$ e $q's$, são nas condições de reservatório, considerando B_o, o fator volume de formação do óleo, pode-se escrever $\rho_o = \frac{\rho_o^{STC}}{B_o}$, e substituindo na equação 4.3, obtém-se:

$$\frac{\rho_{o6,5}^{STC}q_{6,5}\alpha_{6,5}}{B_{o6,5}} + \frac{\rho_{o2,5}^{STC}q_{2,5}\alpha_{2,5}}{B_{o2,5}} - \frac{\rho_{o5,8}^{STC}q_{5,8}\alpha_{5,8}}{B_{o5,8}} - \frac{\rho_{o5,4}^{STC}q_{5,4}\alpha_{5,4}}{B_{o5,4}} = 0 \quad (4.4)$$

ou, como as massas específicas são as mesmas nas condições de superfície, pode-se simplesmente escrever:

$$\frac{q_{6,5}\alpha_{6,5}}{B_{o6,5}} + \frac{q_{2,5}\alpha_{2,5}}{B_{o2,5}} - \frac{q_{5,8}\alpha_{5,8}}{B_{o5,8}} - \frac{q_{5,4}\alpha_{5,4}}{B_{o5,4}} = 0 \quad (4.5)$$

No balanço da conservação de gás deve-se considerar o gás livre e o gás dissolvido na fase óleo. A vazão mássica de gás livre nas condições de reservatório considerando B_g (o fator volume de formação do gás) é dada por:

$$\rho_g q(1-\alpha) = \frac{\rho_g{}^{STC} q(1-\alpha)}{B_g} \quad (4.6)$$

O gás dissolvido na fase óleo é obtido a partir da R_s (razão de solubilidade do gás no óleo), ou seja, $R_s = \frac{q_{g/o}^{STC}}{q_o^{STC}}$, e $q_{g/o}^{STC}$ é a vazão volumétrica de gás dissolvido no óleo nas condições de superfície, então, a vazão mássica de gás dissolvido no óleo é dada por:

$$\dot{m}_{g/o} = \rho_g B_g q_{g/o}^{STC} = \rho_g B_g R_s q_o^{STC} = \rho_g B_g R_s \frac{q_o}{B_o} = \rho_g^{STC} R_s \frac{q_o}{B_o} = \rho_g^{STC} R_s \frac{q\alpha}{B_o} \quad (4.7)$$

Portanto a vazão mássica total de gás (livre e dissolvida) é dada por:

$$\frac{\rho_g{}^{STC} q(1-\alpha)}{B_g} + \frac{\rho_g{}^{STC} R_s q\alpha}{B_o} \quad (4.8)$$

Aplicando a conservação da massa de gás, equação 4.2, ao nó 5 da Figura 21, obtém-se:

$$\left(\frac{q_{6,5}(1-\alpha_{6,5})}{B_{g6,5}} + \frac{R_{s6,5} q_{6,5} \alpha_{6,5}}{B_{o6,5}}\right) + \left(\frac{q_{2,5}(1-\alpha_{2,5})}{B_{g2,5}} + \frac{R_{s2,5} q_{2,5} \alpha_{2,5}}{B_{o2,5}}\right) - \left(\frac{q_{5,8}(1-\alpha_{5,8})}{B_{g5,8}} + \frac{R_{s5,8} q_{5,8} \alpha_{5,8}}{B_{o5,8}}\right) - \left(\frac{q_{5,4}(1-\alpha_{5,4})}{B_{g5,4}} + \frac{R_{s5,4} q_{5,4} \alpha_{5,4}}{B_{o5,4}}\right) = 0 \quad (4.9)$$

4.3 CONEXÃO ENTRE O RESERVATÓRIO E O ANULAR

A equação a ser resolvida na conexão entre os nós do reservatório e os nós do anular, é a solução analítica do escoamento radial entre o reservatório e o poço, conforme Figura 22.

Esta solução é representada pela equação de Darcy para um meio poroso isotrópico em uma geometria cilíndrica com escoamento radial ao redor de um poço horizontal, equação 3.16, aplicada a ambas as fases.

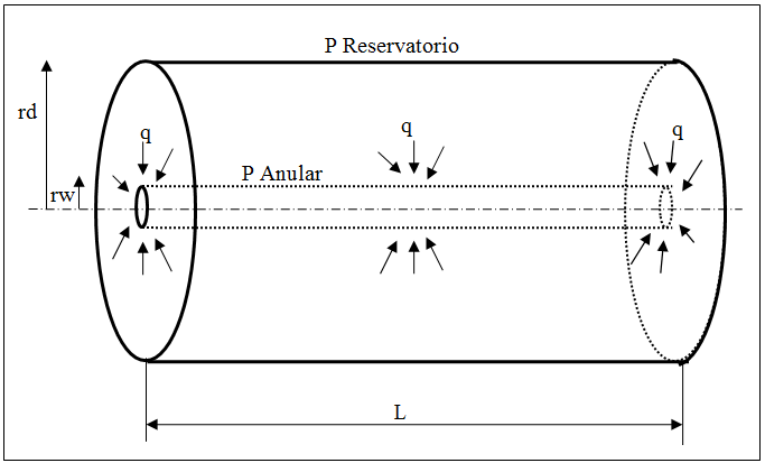

Figura 22: Geometria cilíndrica ao redor do poço

$$q = \frac{2\pi KL}{\left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)+s\right]}\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}+\frac{k_{rg}}{\mu_g}\right)(p_R - p_A) \tag{4.10}$$

Na equação 4.10, r_d é o raio de drenagem do poço, r_w o raio do poço, s o fator de dano à formação (*skin*), L o comprimento do trecho, q a vazão de entrada no poço, K a permeabilidade absoluta do reservatório. O valor de K pode variar de um trecho para o outro, o que permite que se leve em conta as heterogeneidades do reservatório.

A pressão no nó do reservatório (condição de contorno) é dada por p_R, p_A é a pressão no nó do anular, μ_o e μ_g são respectivamente as viscosidades do óleo e do gás e finalmente k_{ro} e k_{rg} são respectivamente as permeabilidades relativas do óleo e do gás (obtidas em função da saturação de óleo do reservatório, que é também condição de contorno).

Esta equação descreve a vazão de fluido vindo do reservatório para o poço, nela pode-se ver que quanto maior for a pressão ou as permeabilidades do reservatório, maior será produção e por outro quanto maior o dano ou a viscosidade, menor a produção do poço.

Aplicando a equação 4.10 à conexão dos nós 6 e 5 da Figura 21:

$$q_{6,5} = \frac{2\pi KL}{\left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)+s\right]}\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}+\frac{k_{rg}}{\mu_g}\right)(p_6 - p_5) \tag{4.11}$$

4.4 CONSERVAÇÃO DA QUANTIDADE DE MOVIMENTO NAS CONEXÕES DO ANULAR E DO *LINER*

Nas conexões entre dois nós do anular ou entre dois nós do *liner* será usada a equação da quantidade de movimento (equação 3.14), que leva em conta os efeitos de fricção, da gravidade e da aceleração.

Nesta tese só considera-se poços horizontais, então o termo do gradiente de pressão devido à gravidade, não está presente. O termo do gradiente de pressão devido à aceleração é causado pelas alterações na velocidade do fluido (este pode ocorrer devido a mudanças na seção do escoamento, mudanças na densidade do fluido, entrada ou saída de fluido). De acordo com IHARA (1993), o termo de aceleração apresenta alguma importância apenas nos primeiros metros do poço, junto ao início do poço (*Toe*), pois é nesta região que a quantidade de movimento transferida na direção radial é da ordem da quantidade de movimento axial na direção principal do escoamento do poço. À medida que o escoamento avança em direção ao calcanhar do poço, a quantidade de movimento transferida pela entrada radial de fluido torna-se desprezível comparado com a quantidade de movimento axial. Além disso, é justamente no início do poço que as velocidades são mais baixas e, portanto as perdas de pressão são menores, contribuindo para tornar a influência do termo de aceleração ainda menor na perda de pressão total do escoamento, alguns autores estimam no máximo 5% a contribuição deste termo na perda de pressão total do escoamento.

Portanto, neste trabalho considera-se no espaço anular e no interior do *liner*, somente o termo do gradiente de pressão devido à fricção na equação da conservação da quantidade de movimento. Em poços horizontais, quando se tem grandes comprimentos e reservatórios de alta permeabilidade, os efeitos de fricção são determinantes na perda de pressão do escoamento.

A equação 3.14, torna-se então:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\rho_m v_m^2 f}{2d} = \frac{\rho_m q_m^2 f}{2dA^2} \tag{4.12}$$

Uma equação simples para o fator de atrito f foi desenvolvida por Blasius, válida para escoamentos turbulentos em tubos lisos com Reynolds variando entre 3000 a 100000, ou seja:

$$f = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{Re}} \tag{4.13}$$

Re é o numero de Reynolds do escoamento, para um escoamento homogêneo óleo e gás, é dado por:

$$Re = \frac{\rho_m v_m d}{\mu_m} \tag{4.14}$$

Na equação 4.14, ρ_m, v_m e μ_m são respectivamente a massa específica, a velocidade e a viscosidade da mistura e d o diâmetro do tubo.

A perda de pressão por fricção no interior de um poço de petróleo é diferente da perda de pressão em um tubo comum, pois a furação do poço introduz uma rugosidade adicional, além da própria entrada radial de fluido que desloca a camada limite do escoamento principal, aumentando a perda de pressão. Na verdade, a existência de uma entrada de massa lateralmente ao poço, torna o problema 2D dentro do mesmo, entretanto, para efeitos de simplificação do problema, é considerada a simplificação de escoamento 1D.

SU e GUDMUNDSSON (1993), pesquisando sobre os efeitos dos furos no cálculo da perda de pressão, determinaram a perda gerada pela "rugosidade relativa" causada pelas furações e perceberam que a sua magnitude é função do diâmetro do furo e do tubo e também da densidade de furos. Os valores obtidos de rugosidade relativa se localizaram na faixa de transição entre tubos lisos e tubos totalmente rugosos. Isto ocorre porque as cavidades da furação oferecem menos resistências ao fluxo do que as protrusões de um tubo totalmente rugoso, além disso, a densidade dos furos é bem menor que a de protrusões.

Portanto as conclusões de SU e GUDMUNDSSON (1993) contribuem para que neste trabalho, se utilize a equação 4.12 no cálculo da perda de pressão ao longo do poço.

O fator de atrito f, para escoamento laminar é baseado no número de Reynolds, dado por:

$$f = \frac{64}{Re} \tag{4.15}$$

Para escoamento turbulento há muitas correlações para obtenção do fator de atrito, uma das mais empregadas é a de COLEBROOK (1939):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1{,}74 - 2\log_{10}\left(\frac{2\varepsilon}{D} + \frac{18{,}6}{Re\sqrt{f}}\right) \tag{4.16}$$

Nesta equação ε é a rugosidade absoluta do tubo, e D é o diâmetro do poço. Esta correlação é não linear, e pode ser resolvida com um solver para equações não lineares.

Nesta tese adotou-se a correlação explícita de HAALAND (1983), que segundo (DEJAN, 2011) oferece bastante concordância com os resultados de Colebrook, com erros da ordem de 1,4%:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1{,}8\log_{10}\left(\left(\frac{\varepsilon}{3{,}7D}\right)^{1{,}11} + \left(\frac{6{,}9}{Re}\right)\right) \tag{4.17}$$

Duas considerações devem ser mencionadas sobre a utilização dessa correlação na obtenção do fator de atrito. A correlação de HAALAND (1983) foi desenvolvida para escoamentos monofásicos e também para situações de escoamento turbulento em todo o seu comprimento.

Como se está admitindo a hipótese de escoamento homogêneo, a primeira questão é justificada, pois conforme já mencionado anteriormente no escoamento bifásico homogêneo, as fases se movem às mesmas velocidades, sem escorregamento e as equações de escoamento são resolvidas com as propriedades médias das fases, podendo ser considerado então como uma razoável aproximação de um escoamento monofásico.

A questão de consideração de escoamento turbulento (DIKKEN, 1990) é representativa do que realmente ocorre na prática, pois em um poço de petróleo de acordo com as vazões e viscosidades envolvidas e também devido à entrada radial de fluxo, apenas uns poucos metros no início do poço apresentam escoamento laminar, na maior parte do poço o escoamento é de fato turbulento.

Em resumo, além das considerações de escoamento bifásico óleo e gás, turbulento, isotérmico, no escoamento bifásico são admitidas as hipóteses do modelo homogêneo com propriedades médias e na obtenção do fator de atrito foi utilizada a correlação de HAALAND (1983). A equação da conservação da massa foi introduzida na equação da quantidade de movimento para que os efeitos do fluxo de massa fossem transportados para o interior do poço horizontal.

4.4.1 Conexão *liner-liner*

Na conexão entre dois nós do *liner*, resolve-se a equação de conservação da quantidade de movimento (equação 4.12), portanto aplicando-a na conexão dos nós 4 e 7 da Figura 21, obtém-se:

$$p_4 - p_7 = \frac{\rho_m q_{4,7}^2 f L}{2 d A^2} \tag{4.18}$$

Na equação anterior, p_4 e p_7, são respectivamente as pressões nos nós a montante e a jusante na conexão, ρ_m é a massa específica da mistura bifásica na conexão, $q_{4,7}$ é a vazão total (óleo e gás) na conexão, f é o fator de atrito por Haaland, L é o comprimento do trecho do poço, d e A são respectivamente o diâmetro e área da seção transversal do *liner*.

4.4.2 Conexão anular-anular

Na conexão entre dois nós do anular pode-se ter dois tipos de equação de conservação da quantidade de movimento: em anulares abertos (domínio fluido) tem-se a equação 4.12 e em anulares com *gravel pack* (domínio poroso) tem-se a equação de Darcy para um meio poroso isotrópico e escoamento bifásico (óleo e gás) com geometria anular. A Figura 23 ilustra um anular com *gravel pack*.

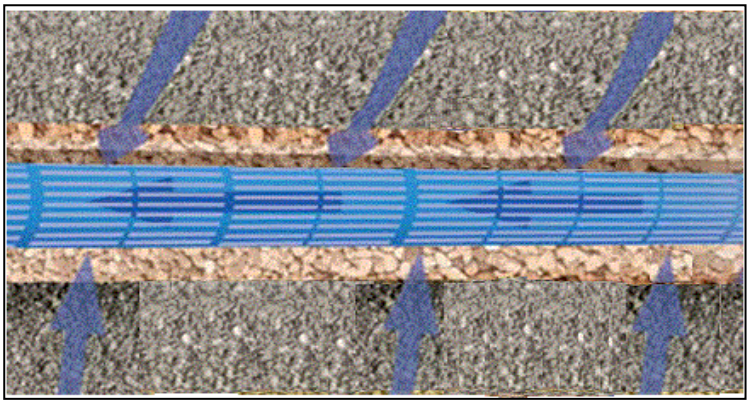

Figura 23: Anular com *gravel pack*

Na aplicação da equação 4.12 em uma geometria anular deve-se considerar o diâmetro hidráulico:

$$d_h = 4\frac{A}{P_M} = 4\frac{\frac{\pi}{4}(d_e^2 - d_i^2)}{\pi d_e + \pi d_i} = \frac{(d_e + d_i)(d_e - d_i)}{(d_e + d_i)} = (d_e - d_i) \quad (4.19)$$

onde, A, é a área da seção transversal do anular, P_M é o perímetro molhado do anular, d_e é o diâmetro externo do anular e d_i é o diâmetro interno do anular.

Portanto, aplicando a equação 4.12 à conexão dos nós 5 e 8 da Figura 21:

$$p_5 - p_8 = \frac{\rho_m q_{5,8}^2 f L}{2 d_h A^2} \quad (4.20)$$

Na equação 4.20, p_5 e p_8, são respectivamente as pressões nos nós a montante e a jusante na conexão, ρ_m é a massa específica da mistura bifásica na conexão, $q_{5,8}$ é a vazão total (óleo e gás) na conexão, f é o fator de atrito por Haaland, L é o comprimento do trecho do poço, d_h e A, são respectivamente o diâmetro hidráulico e a área da seção transversal do anular.

Na maioria das completações de poços horizontais não se utiliza revestimento (*casing*) no poço, conforme a Figura 24.

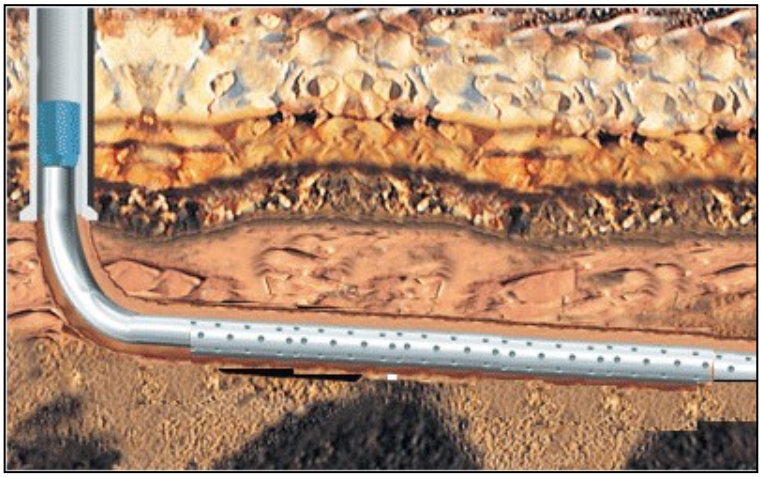

Figura 24: Poço sem revestimento

Nestes casos as paredes interna e externa do anular possuem rugosidades bem distintas, pois a parede interna é formada pelo *liner* (aço) e a parede externa é formada pelo reservatório (rocha), nestes casos (LYONS, 2009), considera na determinação do fator de atrito f por Haaland, uma rugosidade media do anular, calculada como uma média ponderada pelas áreas das paredes interna e externa do anular:

$$\varepsilon_{av} = \frac{\varepsilon_{rocha}\pi d_e L_{an} + \varepsilon_{aço}\pi d_i L_{an}}{\pi d_e L_{an} + \pi d_i L_{an}} = \frac{\varepsilon_{rocha} d_e + \varepsilon_{aço} d_i}{d_e + d_i} \qquad (4.21)$$

onde, ε_{rocha} e $\varepsilon_{aço}$ são as rugosidades da rocha reservatório e do *liner* respectivamente, d_e e d_i são os diâmetros externo e interno do anular e L_{an} é o comprimento do anular.

A seguir é apresentada a Tabela 1 (LYONS, 2009), com as rugosidades de diversos tipos de rocha encontradas nos reservatórios de petróleo. Para o aço utilizado no *liner*, pode ser adotado o valor de 0,00006 m.

Tabela 1: Rugosidade Absoluta das Rochas Reservatório (LYONS, 2009)

TIPO DE FORMAÇÃO ROCHOSA	RUGOSIDADE DA SUPERFICIE
Formação competente (pouco fraturada): Ígnea (Granito), Metamórfica (Gnaisse) e Sedimentar (Carbonáticas)	0,003 a 0,006 m
Formação competente (mediamente fraturada): Ígnea (Basalto), Metamórfica (Gnaisse) e Sedimentar (Carbonáticas)	0,006 a 0,009 m
Formação pouco competente (altamente fraturada): Ígnea (Mármore), Metamórfica (Xisto) e Sedimentar (Areníticas)	0,009 a 0,012 m

Para anular com *gravel pack*, a equação de Darcy tem a seguinte forma:

$$q_m = \frac{KA}{L}\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g}\right)(\Delta p) \tag{4.22}$$

onde, q_m é a vazão total (óleo e gás) na conexão, K a permeabilidade absoluta do *gravel pack*, A a área da seção transversal do anular, L o comprimento do trecho do poço, μ_o e μ_g são respectivamente as viscosidades do óleo e gás, k_{ro} e k_{rg} são respectivamente as permeabilidades relativas do óleo e gás e Δp a diferença de pressão entre os nós da conexão do anular.

Aplicando a equação 4.22 à conexão dos nós 5 e 8 da Figura 21, obtém-se:

$$q_{5,8} = \frac{KA}{L}\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g}\right)(p_5 - p_8) \tag{4.23}$$

4.4.3 Conexão anular-*liner*

O escoamento na região anular-*liner*, pode ser observado na Figura 25, a equação da quantidade de movimento na conexão entre os nós do anular e do *liner* é a equação de perda de pressão em furos. Esta perda de pressão não é causada somente pelo atrito na parede dos furos, mas principalmente causada pela convergência da vazão através das pequenas seções transversais da furação do *liner*, portanto esta é muito mais dependente da densidade do fluido do que da viscosidade do fluido.

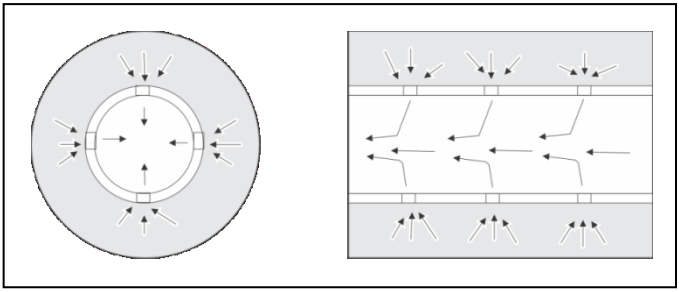

Figura 25: Geometria anular-*liner*

Esta convergência de fluido na furação é ilustrada na Figura 26, ao entrar nos furos, a convergência faz o fluido se acelerar, causando uma perda de pressão por aceleração. Nesta tese considera-se a equação de conservação da quantidade de movimento através da conexão anular-*liner*, a partir da aplicação da equação de Bernoulli entre o anular e *liner*, com isso obtém-se a relação entre o diferencial de pressão e a vazão nesta região.

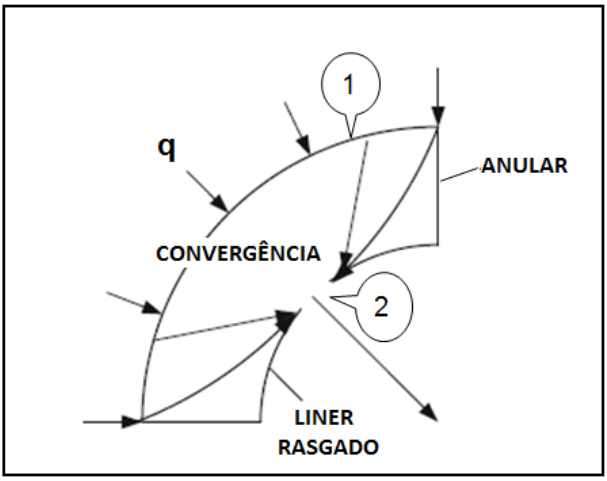

Figura 26: Convergência do escoamento nos furos

Aplicando a equação de Bernoulli entre os pontos 1 e 2 da Figura 26, considerando o escoamento bifásico óleo e gás homogêneo, obtém-se:

$$Z_1 + \frac{p_1}{\rho_m g} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{p_2}{\rho_m g} + \frac{v_2^2}{2g} \qquad (4.24)$$

Após o cancelamento do termo correspondente à elevação, e a aplicação da equação da conservação da massa e algumas manipulações algébricas, chega-se a:

$$q_m = A_2 \sqrt{\frac{2(p_1 - p_2)}{\rho_m \left(1 - \left(\frac{A_2}{A_1}\right)^2\right)}} \tag{4.25}$$

onde, q_m é a vazão total (óleo e gás) do anular para o *liner*, A_1 e A_2 são respectivamente as áreas superficiais do anular e dos furos, p_1 e p_2 são respectivamente as pressões do anular e da furação, ρ_m é a massa específica da mistura.

O termo $\left(\frac{A_2}{A_1}\right)^2$ pode ser desprezado, porque $A_1 \gg A_2$, pois a máxima área aberta permitida para os furos é de no máximo 6% da área superficial do *liner* em função da resistência ao colapso do *liner*. Portanto a equação 4.25 torna-se:

$$q_m = A_2 \sqrt{\frac{2(p_1 - p_2)}{\rho_m}} \tag{4.26}$$

Esta vazão é teórica, na verdade a vazão real é menor, devido aos efeitos não considerados de fricção e contração no escoamento (MASSEY, 2006), define-se um coeficiente de descarga, dado por:

$$C_d = \frac{Vazão\ real}{Vazão\ ideal} = \frac{Área\ da\ vena\ contracta\ X\ Velocidade\ real}{Área\ do\ orifício\ X\ Velocidade\ ideal} \tag{4.27}$$

Finalmente a equação 4.26, torna-se:

$$\Delta p = \frac{q_m^2 \rho_m}{2 C_d^2 A_{furos}^2} = \frac{q_m^2 \rho_m}{2 C_d^2 n^2 A_{furo}^2} \tag{4.28}$$

Aplicando a equação 4.28 à conexão dos nós 5 e 4 da Figura 21:

$$p_5 - p_4 = \frac{q_{5,4}^2 \rho_m}{2 C_d^2 n^2 A_{furo}^2} \tag{4.29}$$

onde p_5 e p_4, são respectivamente as pressões nos nós do anular e do *liner*, $q_{5,4}$ é a vazão total (óleo e gás) na conexão, ρ_m a massa específica da mistura bifásica na conexão, C_d o coeficiente de descarga, n o número de furos naquele trecho do poço, e A_{furo} a área de cada furo.

Kaiser *et al*. (2000), estudando as perdas de pressão entre o anular e o interior de um *liner* com furos retangulares (*slots*), também chamado de *liner* rasgado (*slotted liner*), demonstraram que esta é na maior parte causada pela perturbação (convergência) do escoamento ao redor do *slot* do que pela perda de pressão no próprio *slot*. A Figura 27, Kaiser *et al*. (2000), ilustra claramente a convergência ao redor de um *slot* ao comparar um poço com completação *slotted liner*, com um poço aberto não revestido (*barefoot*), verifica-se no *slotted liner*, a transição do fluxo radial uniforme para o fluxo localizado na entrada do *slot*, com uma velocidade bastante elevada e, por conseguinte perdas de pressão elevadas.

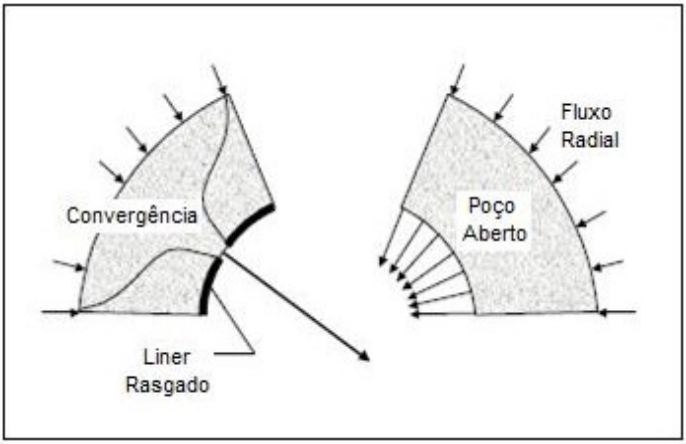

Figura 27: *slotted liner* versus *barefoot*

A convergência no escoamento que dá origem à perda de pressão na conexão anular-*liner* se assemelha à convergência do escoamento que ocorre na entrada de um venturi, conforme Figura 28. Portanto considera-se neste trabalho o coeficiente de descarga de uma geometria tipo venturi.

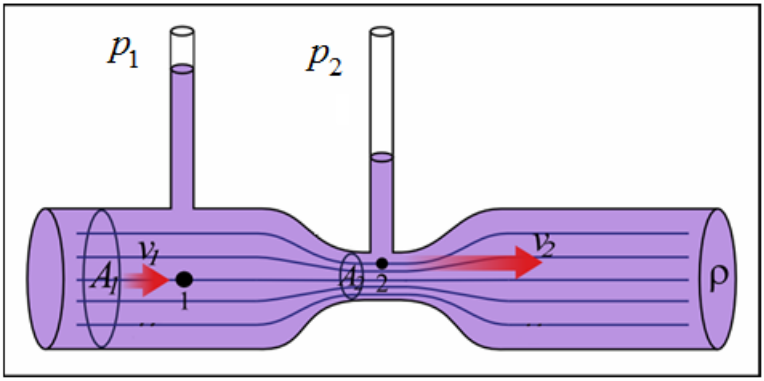

Figura 28: Convergência do escoamento em um venturi

A partir dos resultados de MILLER *et al.* (2009) e HOLLINGSHEAD (2011), foi modelado o coeficiente de descarga em função do número de Reynolds dos furos para o escoamento bifásico (óleo e gás) homogêneo.

Usando funções logarítmicas do tipo $(C_d = B + A\log(Re))$, para estimar o coeficiente de descarga para diferentes intervalos do número de Reynolds, obtém-se:

Para $Re \leq 4000$:

$$C_d = 0{,}3 + \frac{0{,}65}{\log(4000)}\log(Re) \tag{4.30}$$

Para $4000 < Re \leq 400000$:

$$C_d = 0{,}95 + 0{,}015\log\left(\frac{Re}{4000}\right) \tag{4.31}$$

Para $Re > 400000$:

$$C_d = 0{,}98 \tag{4.32}$$

Graficamente estas equações estão representadas na Figura 29, onde pode ser notado que para números de Reynolds acima de 4000, o valor de C_d se torna praticamente constante em torno de 0,98 e as

variações significativas de C_d estão localizadas na região de número de Reynolds abaixo de 4000.

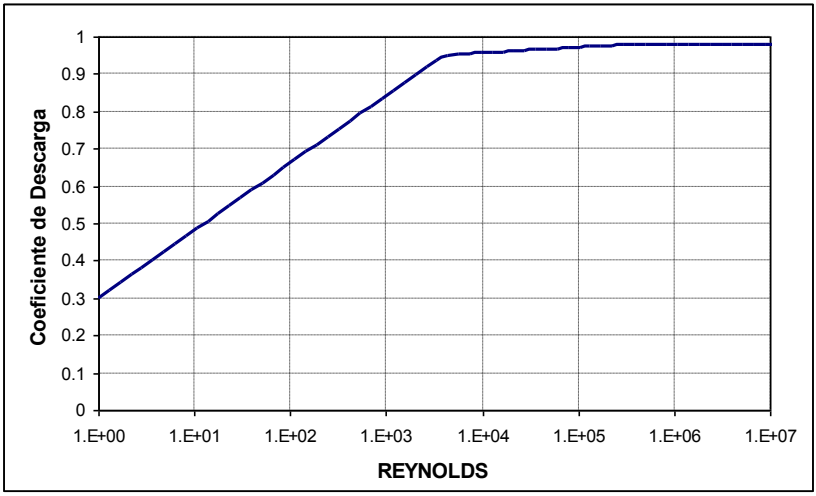

Figura 29: Coeficiente de descarga em função de Reynolds

4.5 EQUAÇÃO DA DIVISÃO DA FRAÇÃO VOLUMÉTRICA ENTRE O ANULAR E *LINER*

Conforme mencionado, para resolver o sistema distribuído com escoamento bifásico óleo e gás, necessita-se de nove equações em cada trecho, até agora já se descreveu oito equações, ou seja: quatro equações de balanço de massa (equações de balanço de massa de óleo e gás no nó do anular e equações de balanço de massa de óleo e gás no nó do *liner*), uma equação de produtividade, e três equações de conservação de quantidade de movimento (entre dois nós do anular, entre dois nós do *liner* e entre um nó do anular e um nó do *liner*). Portanto necessita-se de uma equação a mais para o fechamento do modelo do sistema distribuído.

Esta equação de fechamento é obtida considerando que na divisão do escoamento ocorrida nos nós do anular a fração volumétrica de óleo das duas correntes são iguais. Por exemplo, no nó 5 da Figura 21, o escoamento do anular se divide em duas correntes, uma na direção do nó 8 e outra na direção do nó 4, as frações volumétricas dessas duas correntes são consideradas iguais:

$$\alpha_{5,8} = \alpha_{5,4} \tag{4.33}$$

A consideração de que a fração volumétrica de óleo se divide igualmente entre os nós do anular e do *liner* é razoável, pois não existem fenômenos físicos que poderiam fazer com que as frações fossem diferentes, além disso, as curtas distâncias envolvidas entre os nós do sistema distribuído (dependendo da discretização dos trechos no poço chega a dez metros ou menos), e também as vazões razoavelmente elevadas ao longo de quase todo o anular, contribuem para validar esta hipótese.

Visando estudar de maneira mais realística a divisão da fração volumétrica entre o anular e o *liner* em um poço de petróleo, foi feito um estudo utilizando a mecânica dos fluidos computacional através de um código comercial da Ansys (CFX 14.5), neste estudo considerou-se o escoamento bifásico óleo e gás com vazões e geometrias típicas de um poço de petróleo e os resultados obtidos comprovaram inteiramente a hipótese.

4.6 CONDIÇÕES DE CONTORNO E ESTIMATIVAS INICIAIS

As condições de contorno do problema são impostas nos nós externos. São fornecidos os valores de pressão nos nós do reservatório (p_R) e também no nó do calcanhar (p_{bh}), também são fornecidos os valores de saturação de óleo nos nós do reservatório (S_o).

Antes de iniciar a simulação a direção de fluxo no poço é assumida de acordo com a distribuição de pressão. Nas conexões entre os nós do *liner* a direção do fluxo é considerada positiva indo do início do poço para o calcanhar do mesmo, nas conexões entre os nós do anular e *liner* ela é considerada positiva indo do anular para o *liner*, nas conexões entre os nós do anular ela é considerada positiva na direção do calcanhar, nas conexões entre os nós do reservatório e do anular, ela é positiva na direção do anular.

De acordo com o tipo de completação a ser adotado para o poço, pode haver ocasiões em que o fluxo seja interrompido (como no caso de haver *packer* no anular ou quando o *liner* em alguma região é sem perfuração). Pode haver também outras ocasiões onde o fluxo no anular é no sentido contrário, ou seja, do calcanhar para o início do poço (no caso da completação tipo *Stinger*). Portanto no nosso modelo foi criado um índice para as conexões de acordo com a direção de fluxo, ou seja,

+1 para as conexões onde a direção do fluxo é no sentido positivo, -1 para as conexões onde a direção do fluxo é no sentido negativo, e 0 para as conexões onde o fluxo é interrompido. Com isso, consegue-se que o sistema distribuído tenha uma grande flexibilidade e possa simular complexas completações.

O sistema distribuído gera um sistema de equações não lineares que deve ser resolvido pelo método de Newton Raphson. O processo iterativo começa a partir de uma estimativa inicial, onde os valores iniciais de todas as incógnitas são fornecidos. Como a estrutura do sistema distribuído é modificada para diferentes tipos de completação, esta pode se tornar complicada, devido a esta complexidade e a natureza deste método numérico, uma estimativa inicial apropriada é crucial para a convergência e para o tempo de execução do solver do sistema distribuído.

A estimativa inicial deve descrever fisicamente os parâmetros de fluxo para os diferentes tipos de completação, retratando logicamente a tendência de produção de todo o sistema distribuído, um bom caminho para a estimativa inicial é a linearização do problema a partir das condições de contorno.

Neste trabalho, como estimativa inicial, para a maioria dos tipos de completação foi considerado que as pressões do anular e do *liner* são iguais e decrescem monotonicamente da pressão do reservatório no início do poço até a pressão de fundo do poço no calcanhar do poço. A diferença de pressão entre cada trecho é calculada a partir da pressão do reservatório, da pressão do fundo do poço e do número de trechos. Com a pressão no anular em cada trecho conhecida, pode-se a partir da equação da produtividade, calcular a vazão que entra em cada trecho As vazões no anular e no *liner* são calculadas como uma fração da vazão que entra, esta fração é função da área transversal do anular e do *liner* respectivamente. As frações volumétricas do anular e do *liner* são assumidas iguais às frações volumétricas do reservatório, que é uma condição de contorno.

4.7 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS

Na determinação das propriedades dos fluidos para o escoamento bifásico óleo e gás $(B_o,\ B_g,\ R_s,\ \mu_o,\ \mu_g,\ \rho_o\ e\ \rho_g)$, que serão usadas nas equações do sistema distribuído ao longo do poço em função da pressão,

pode-se aplicar correlações PVT, ou, pode-se fazer testes de laboratório de amostras retiradas do reservatório, gerando uma tabela de propriedades do fluido.

Neste trabalho, foi considerada uma tabela de propriedades para um fluido hipotético, tipicamente "*black-oil*", com pressão de bolha (290 bar). Uma rotina de interpolação linear dupla foi criada para determinar a propriedade em uma dada pressão do sistema distribuído. O uso da tabela de propriedades junto com a rotina de interpolação, além de ser mais precisa que a utilização de correlações, facilita que o usuário utilize diferentes fluidos, bastando a substituição da tabela de propriedades.

Foi utilizada uma ampla faixa de pressão (2 a 945 bar), conforme pode ser observado na Tabela 2, onde estão descritas as propriedades deste fluido hipotético.

Tabela 2: Propriedades do fluido hipotético usado neste trabalho

Pressão (bar)	***Bo (m^3/m^3 std)***	***Bg (m^3/m^3 std)***	***Rs (m^3/m^3)***	***μo (cP)***	***μg (cP)***	***ρo (g/cm^3)***	***ρg (g/cm^3)***
2	1,037	1,298	0	3,978	0,0123	0,8491	0,0009
45	1,143	0,989	29,5	1,2787	0,0139	0,8133	0,0297
90	1,193	0,011	48,83	1,0213	0,0151	0,7902	0,0598
135	1,243	0,0087	68,84	0,8065	0,0169	0,7689	0,0895
180	1,296	0,0059	90,41	0,7021	0,0186	0,7539	0,1301
225	1,353	0,0043	113,98	0,6034	0,0211	0,7401	0,1599
270	1,416	0,0039	139,96	0,5213	0,0239	0,7257	0,1889
315	1,428	0	144,73	0,5002	0	0,7208	0
360	1,417	0	144,73	0,5312	0	0,7311	0
405	1,405	0	144,73	0,5523	0	0,738	0
450	1,394	0	144,73	0,5915	0	0,7414	0
495	1,384	0	144,73	0,6223	0	0,7479	0
540	1,375	0	144,73	0,6495	0	0,7539	0
585	1,367	0	144,73	0,6897	0	0,7588	0
630	1,359	0	144,73	0,7043	0	0,7628	0
675	1,353	0	144,73	0,7234	0	0,7658	0
720	1,346	0	144,73	0,7645	0	0,7691	0
765	1,34	0	144,73	0,7848	0	0,7715	0
810	1,334	0	144,73	0,8193	0	0,7731	0
855	1,329	0	144,73	0,8334	0	0,7761	0
900	1,324	0	144,73	0,8678	0	0,7769	0
945	1,319	0	144,73	0,8879	0	0,7813	0

4.8 MONTAGEM E SOLUÇÃO DO SISTEMA DISTRIBUÍDO

A teoria básica de solver de sistemas lineares já é muito bem conhecida, DOLAN e ALDOUS (1981). Este não é o caso da modelagem detalhada da região próxima ao poço apresentada neste trabalho, que resolve o acoplamento poço-reservatório, utilizando uma abordagem de sistema distribuído para resolver o escoamento no interior do poço, no anular e através da completação, pois se tem um problema não linear para resolver. Então se deve utilizar um solver para sistemas não lineares, através de um procedimento iterativo conhecido como método de Newton-Raphson. Conforme já mencionado, o sistema distribuído consiste de nós e conexões como ilustrado na Figura 19, e aplicam-se então aos nós os balanços de massa e nas conexões os balanços de quantidade de movimento.

O sistema de equações não lineares pode ser escrito da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} F_1(x_1, x_2, \ldots\ldots\ldots, x_n) &= 0 \\ F_2(x_1, x_2, \ldots\ldots\ldots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ F_n(x_1, x_2, \ldots\ldots\ldots, x_n) &= 0 \end{aligned} \tag{4.34}$$

A solução deste sistema de equações não lineares é obtida quando:

$$\vec{F}(\vec{x}) = 0 \tag{4.35}$$

onde:

$$\vec{F} = [F_1, F_2, \dots\dots\dots, F_n]$$

$$\vec{x} = [x_1, x_2, \dots\dots\dots, x_n] \tag{4.36}$$

A matriz Jacobiana J, o vetor $\vec{F}$ e o vetor $\Delta\vec{x}$ são usados para resolver o sistema não linear, ou seja:

$$J.\Delta\vec{x} = -\vec{F} \tag{4.37}$$

onde:

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial F_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial F_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial F_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial F_n}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad \Delta\vec{x} = \begin{pmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{pmatrix} \quad \vec{F} = \begin{pmatrix} F_1(x_1, \cdots, x_n) \\ F_2(x_1, \cdots, x_n) \\ \vdots \\ F_n(x_1, \cdots, x_n) \end{pmatrix} \tag{4.38}$$

Os novos valores das incógnitas $\vec{x}$ são calculados por:

$$\vec{x}^{(k+1)} = \vec{x}^{(k)} + \Delta\vec{x}^{(k)} \tag{4.39}$$

O cálculo prossegue, até que numa iteração m se consiga a convergência pelo maior erro relativo, ou seja:

$$MAX\left[\frac{\Delta\vec{x}^{(m)}}{\vec{x}^{(m)}}\right] < \varepsilon \tag{4.40}$$

onde ε é o valor da tolerância que se queira dar para a determinação das incógnitas.

Na resolução deste sistema não linear, n é o número total de incógnitas do sistema distribuído, $F_1 \dots\dots\dots F_n$ são as equações não lineares, $x_1 \dots\dots\dots x_n$, são as incógnitas a resolver e J a matriz jacobiana utilizada na resolução do sistema não linear.

Para ilustrar a montagem do sistema não linear irá ser considerado apenas o primeiro trecho do sistema distribuído dado na Figura 30.

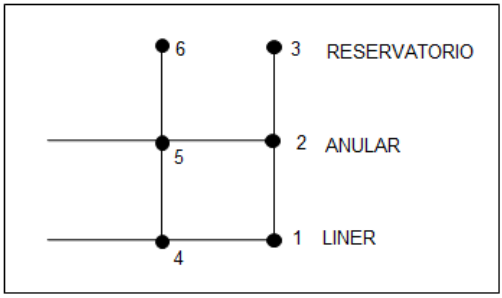

Figura 30: Primeiro trecho do sistema distribuído

O primeiro trecho de acordo com a Figura 30 é composto por três Nós (1, 2 e 3) e quatro conexões (3-2, 2-1, 2-5 e 1-4) e apresenta nove incógnitas:

$x_1 = p_1$: pressão no *liner*

$x_2 = p_2$: pressão no anular

$x_3 = q_{1,4}$: vazão total (óleo e gás) entre os nós do *liner*

$x_4 = q_{2,1}$: vazão total (óleo e gás) entre anular e *liner*

$x_5 = q_{2,5}$: vazão total (óleo e gás) entre os nós do anular

$x_6 = q_{3,2}$: vazão total (óleo e gás) entre reservatório e anular

$x_7 = \alpha_{1,4}$: fração volumétrica de óleo entre os nós do *liner*

$x_8 = \alpha_{2,1}$: fração volumétrica de óleo entre anular e *liner*

$x_9 = \alpha_{2,5}$: fração volumétrica de óleo entre os nós do anular

São conhecidas (condições de contorno) as seguintes variáveis:

p_3: pressão no reservatório

$\alpha_{3,2}$: fração volumétrica de óleo entre reservatório e anular

A seguir serão descritas as nove equações não lineares necessárias para o primeiro trecho:

Equação de conservação da massa de óleo no nó 1:

$$F_1 = \frac{q_{2,1}\alpha_{2,1}}{B_{o2}} - \frac{q_{1,4}\alpha_{1,4}}{B_{o1}} \tag{4.41}$$

Equação de conservação da massa de óleo no nó 2:

$$F_2 = \frac{q_{3,2}\alpha_{3,2}}{B_{o3}} - \frac{q_{2,1}\alpha_{2,1}}{B_{o2}} - \frac{q_{2,5}\alpha_{2,5}}{B_{o2}} \tag{4.42}$$

onde, B_{o1}, B_{o2} e B_{o3}, são respectivamente os fatores volumes de formação do óleo nos nós 1, 2 e 3.

Equação da conservação da quantidade de movimento entre os nós do reservatório e do anular:

$$F_3 = q_{3,2} - \frac{2\pi K L_{seg}}{\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)+s}\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g}\right)(p_3 - p_2) \tag{4.43}$$

onde, K é a permeabilidade absoluta do reservatório, L_{seg} é o comprimento do primeiro trecho, r_d o raio de drenagem do reservatório, r_w o raio do anular, s o fator de dano (*skin*), k_{ro} e k_{rg} as permeabilidades relativas ao óleo e ao gás e μ_o e μ_g as viscosidades do óleo e do gás.

Equação da conservação da quantidade de movimento entre os nós do *liner*:

$$F_4 = p_1 - p_4 - \frac{\rho_m q_{1,4}^2 f_l L_{seg}}{2dA_l^2} \tag{4.44}$$

onde ρ_m é a massa específica da mistura bifásica na conexão, f_l é o fator de atrito por Haaland, d e A_l, são respectivamente o diâmetro e a área da seção transversal do *liner*.

Equação da conservação da quantidade de movimento entre anular e *liner*:

$$F_5 = p_2 - p_1 - \frac{q_{2,1}^2 \rho_m}{2{C_d}^2 n^2 A_{furo}^2} \tag{4.45}$$

onde C_d é o coeficiente de descarga conforme equações 4.30, 4.31 ou 4.32, n é o número de furos no primeiro trecho do poço, e A_{furo} é a área de cada furo.

Equação da conservação da quantidade de movimento entre os nós do anular:

$$F_6 = p_2 - p_5 - \frac{\rho_m q_{2,5}^2 f_a L_{seg}}{2 d_h A_a^2} \tag{4.46}$$

onde f_a é o fator de atrito por Haaland utilizando uma rugosidade média no anular conforme equação 4.21, d_h e A_a, são respectivamente o diâmetro hidráulico e a área da seção transversal do anular.

Equação da conservação da massa de gás no nó 1:

$$F_7 = \left(\frac{q_{2,1}(1-\alpha_{2,1})}{B_{g2}} + \frac{R_{s2} q_{2,1} \alpha_{2,1}}{B_{o2}}\right) - \left(\frac{q_{1,4}(1-\alpha_{1,4})}{B_{g1}} + \frac{R_{s1} q_{1,4} \alpha_{1,4}}{B_{o1}}\right) \tag{4.47}$$

Equação da conservação da massa de gás no nó 2:

$$F_8 = \left(\frac{q_{3,2}(1-\alpha_{3,2})}{B_{g3}} + \frac{R_{s3} q_{3,2} \alpha_{3,2}}{B_{o3}}\right) - \left(\frac{q_{2,1}(1-\alpha_{2,1})}{B_{g2}} + \frac{R_{s2} q_{2,1} \alpha_{2,1}}{B_{o2}}\right) - \left(\frac{q_{2,5}(1-\alpha_{2,5})}{B_{g2}} + \frac{R_{s2} q_{2,5} \alpha_{2,5}}{B_{o2}}\right) \tag{4.48}$$

onde, B_{g1}, B_{g2} e B_{g3}, são respectivamente os fatores volumes de formação do gás nos nós 1, 2 e 3, da mesma forma R_{s1}, R_{s2} e R_{s3}, são respectivamente as razões de solubilidade do gás nos nós 1, 2 e 3.

Equação de fechamento do modelo distribuído (equação da divisão da fração volumétrica entre o anular e o *liner*):

$$F_9 = \alpha_{2,5} - \alpha_{2,1} \tag{4.49}$$

Finalmente, a seguir, serão descritas as derivadas não nulas da matriz jacobiana para o primeiro trecho:

Derivadas da equação de conservação da massa de óleo no nó 1:

$$J(1,3) = \frac{\partial F_1}{\partial x_3} = -\frac{\alpha_{1,4}}{B_{o1}} \tag{4.50}$$

$$J(1,4) = \frac{\partial F_1}{\partial x_4} = \frac{\alpha_{2,1}}{B_{o2}} \tag{4.51}$$

$$J(1,7) = \frac{\partial F_1}{\partial x_7} = -\frac{q_{1,4}}{B_{o1}} \tag{4.52}$$

$$J(1,8) = \frac{\partial F_1}{\partial x_8} = \frac{q_{2,1}}{B_{o2}} \tag{4.53}$$

Derivadas da equação de conservação da massa de óleo no nó 2:

$$J(2,4) = \frac{\partial F_2}{\partial x_4} = -\frac{\alpha_{2,1}}{B_{o2}} \tag{4.54}$$

$$J(2,5) = \frac{\partial F_2}{\partial x_5} = -\frac{\alpha_{2,5}}{B_{o2}} \tag{4.55}$$

$$J(2,6) = \frac{\partial F_2}{\partial x_6} = \frac{\alpha_{3,2}}{B_{o3}} \tag{4.56}$$

$$J(2,8) = \frac{\partial F_2}{\partial x_8} = -\frac{q_{2,1}}{B_{o2}} \tag{4.57}$$

$$J(2,9) = \frac{\partial F_2}{\partial x_9} = -\frac{q_{2,5}}{B_{o2}} \tag{4.58}$$

Derivadas para a equação da conservação da quantidade de movimento entre os nós do reservatório e do anular:

$$J(3,2) = \frac{\partial F_3}{\partial x_2} = \frac{2\pi K L_{seg}}{\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)+s}\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g}\right) \tag{4.59}$$

$$J(3,6) = \frac{\partial F_3}{\partial x_6} = 1 \tag{4.60}$$

Derivadas para a equação da conservação da quantidade de movimento entre os nós do *liner*:

$$J(4,1) = \frac{\partial F_4}{\partial x_1} = 1 \tag{4.61}$$

$$J(4,3) = \frac{\partial F_4}{\partial x_3} = -\frac{2\rho_m q_{1,4} f_l L_{seg}}{2dA_l^2} \tag{4.62}$$

$$J(4,10) = \frac{\partial F_4}{\partial x_{10}} = -1 \tag{4.63}$$

Derivadas para a equação da conservação da quantidade de movimento entre anular e *liner*:

$$J(5,1) = \frac{\partial F_5}{\partial x_1} = -1 \tag{4.64}$$

$$J(5,2) = \frac{\partial F_5}{\partial x_2} = 1 \tag{4.65}$$

$$J(5,4) = \frac{\partial F_5}{\partial x_4} = -\frac{2\rho_m q_{2,1}}{2C_d^2 n^2 A_{furo}^2} \tag{4.66}$$

Derivadas para a equação da conservação da quantidade de movimento entre os nós do anular:

$$J(6,2) = \frac{\partial F_6}{\partial x_2} = 1 \tag{4.67}$$

$$J(6,5) = \frac{\partial F_6}{\partial x_5} = -\frac{2\rho_m q_{2,5} f_a L_{seg}}{2d_h A_a^2} \tag{4.68}$$

$$J(6,11) = \frac{\partial F_6}{\partial x_{11}} = -1 \tag{4.69}$$

Derivadas da equação da conservação da massa de gás no nó 1:

$$J(7,3) = \frac{\partial F_7}{\partial x_3} = -\frac{(1-\alpha_{1,4})}{B_{g1}} - \frac{\alpha_{1,4} R_{s1}}{B_{o1}} \tag{4.70}$$

$$J(7,4) = \frac{\partial F_7}{\partial x_4} = \frac{(1-\alpha_{2,1})}{B_{g2}} + \frac{\alpha_{2,1} R_{s2}}{B_{o2}} \tag{4.71}$$

$$J(7,7) = \frac{\partial F_7}{\partial x_7} = \frac{q_{1,4}}{B_{g1}} - \frac{q_{1,4} R_{s1}}{B_{o1}} \tag{4.72}$$

$$J(7,8) = \frac{\partial F_7}{\partial x_8} = -\frac{q_{2,1}}{B_{g2}} + \frac{q_{2,1}R_{S2}}{B_{o2}} \tag{4.73}$$

Derivadas da equação da conservação da massa de gás no nó 2:

$$J(8,4) = \frac{\partial F_8}{\partial x_4} = -\frac{(1-\alpha_{2,1})}{B_{g2}} - \frac{\alpha_{2,1}R_{S2}}{B_{o2}} \tag{4.74}$$

$$J(8,5) = \frac{\partial F_8}{\partial x_5} = -\frac{(1-\alpha_{2,5})}{B_{g2}} - \frac{\alpha_{2,5}R_{S2}}{B_{o2}} \tag{4.75}$$

$$J(8,6) = \frac{\partial F_8}{\partial x_6} = \frac{(1-\alpha_{3,2})}{B_{g3}} + \frac{\alpha_{3,2}R_{S3}}{B_{o3}} \tag{4.76}$$

$$J(8,8) = \frac{\partial F_8}{\partial x_8} = \frac{q_{2,1}}{B_{g2}} - \frac{q_{2,1}R_{S2}}{B_{o2}} \tag{4.77}$$

$$J(8,9) = \frac{\partial F_8}{\partial x_9} = \frac{q_{2,5}}{B_{g2}} - \frac{q_{2,5}R_{S2}}{B_{o2}} \tag{4.78}$$

Derivadas para a equação da divisão da fração volumétrica entre o anular e o *liner*:

$$J(9,8) = \frac{\partial F_9}{\partial x_8} = -1 \tag{4.79}$$

$$J(9,9) = \frac{\partial F_9}{\partial x_9} = 1 \tag{4.80}$$

A seguir é apresentada a sequência de resolução utilizada na simulação pela abordagem distribuída, na forma de fluxograma de acordo com a Figura 31.

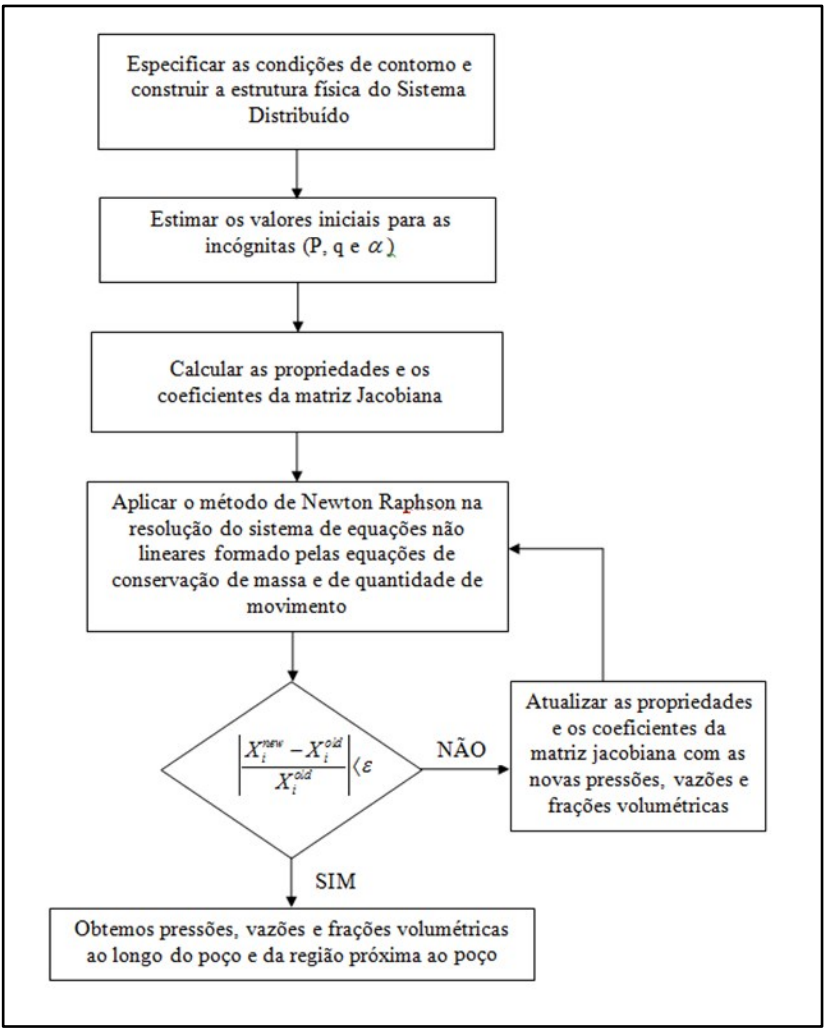

Figura 31: Algoritmo de resolução pela abordagem distribuída

5. RESULTADOS

Nos capítulos anteriores, descreveu-se toda a formulação matemática e numérica dos modelos usados neste trabalho, os resultados obtidos com o sistema distribuído serão mostrados neste capítulo. Através dos resultados procura-se mostrar a capacidade do sistema distribuído aqui desenvolvido em modelar diversos tipos de completação, fornecendo resultados muito úteis para a tomada de decisões sobre o projeto de poços de petróleo.

5.1 COMPARAÇÕES COM RESULTADOS DA LITERATURA

Como forma de validação da estratégia abordada neste trabalho, procuramos retirar da literatura algumas informações reportadas por outros pesquisadores sobre a fluidodinâmica na região próxima do poço. Dentre os trabalhos pesquisados na literatura sobre o acoplamento numérico poço-reservatório, destaca-se o simulador computacional WellRes, desenvolvido por MALISKA *et al.* (2012). O WellRes é capaz de simular o escoamento multidimensional (1D, 2D e 3D), multifásico (água, óleo e gás) em reservatórios de petróleo e, simultaneamente, o escoamento multifásico no interior dos poços. Com uma interface gráfica amigável, o aplicativo permite a fácil configuração dos problemas, bem como um sistema de visualização que fornece ao usuário as curvas para vazão, pressão, frações volumétricas das fases e vazão entre o poço e o reservatório, ao longo da extensão dos poços e para cada tempo de simulação.

No WellRes são suportadas malhas *corner point* que abrangem desde malhas Cartesianas até malhas distorcidas, na simulação do reservatório é adotado o modelo *black-oil* padrão baseado nas frações mássicas dos componentes. A simulação do escoamento no poço é realizada de forma acoplada à simulação do reservatório, possibilitando obter uma estimativa tanto da produtividade dos poços quanto das variáveis do escoamento no reservatório, as equações resultantes são resolvidas pelo método de Newton. O esquema utilizado para tratar o acoplamento entre o escoamento nos poços e o escoamento no reservatório foi desenvolvido de forma que poços com qualquer trajetória possam ser simulados**,** permitindo que a malha do reservatório seja independente da trajetória e da malha do poço. Essas características

permitem que o WellRes seja um excelente balizador para a validação do sistema distribuído desenvolvido neste trabalho.

Para a validação com o WellRes foi escolhido um poço horizontal de 1000 metros com um diâmetro de 5 polegadas no centro de um reservatório homogêneo e isotrópico de 1100X1045X1080 metros, com escoamento monofásico, na Tabela 3, podem ser vistos os demais parâmetros usados na simulação.

Na Figura 32 pode ser visto o domínio de simulação (reservatório e poço) gerado no WellRes, e na Figura 33 a comparação entre as curvas de queda de pressão ao longo do poço para o WellRes e o sistema distribuído. Observa-se uma grande semelhança na forma das curvas e nos resultados apresentados, a queda de pressão ao longo do poço obtida pelo WellRes após o transiente no reservatório foi de 15,4 bar e pelo sistema distribuído foi de 15,9 bar, mostrando uma grande concordância entre os dois modelos.

Tabela 3: Parâmetros usados na comparação com WellRes

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	300
Pressão do calcanhar (bar)	280
Pressão de bolha (bar)	27
Raio de drenagem do reservatório (m)	550
Diâmetro do poço (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Viscosidade do óleo (cP)	1,17
Massa específica do óleo (kg/m^3)	840
Fator volume de formação do óleo (m^3/ m^3)	1,02
Área aberta ao fluxo (%)	30
Rugosidade relativa do poço	0,0001

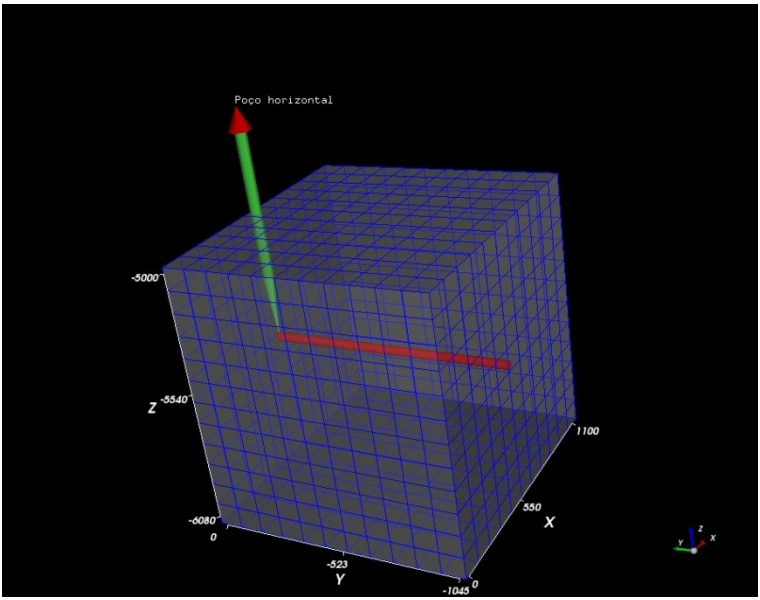

Figura 32: Domínio simulado (reservatório/poço) gerado no WellRes

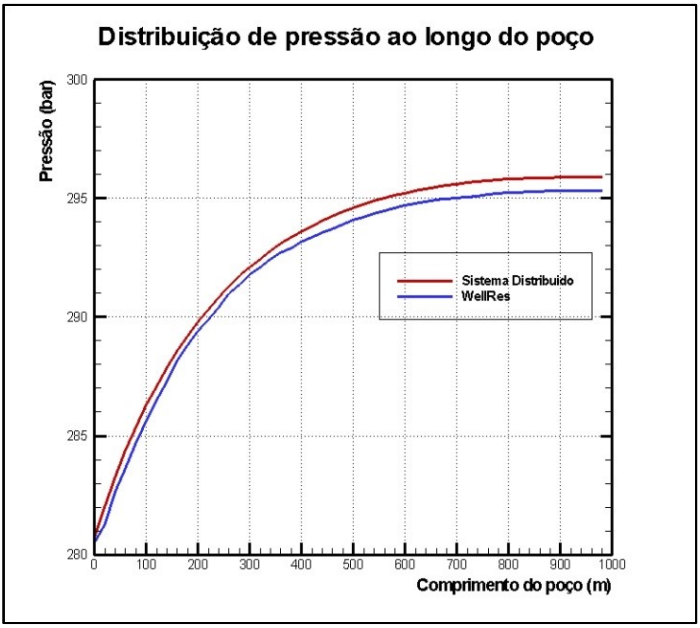

Figura 33: Pressão ao longo do poço

Na Figura 34 apresenta-se a comparação entre as curvas da vazão acumulada ao longo do poço para o WellRes e o sistema distribuído, onde novamente pode ser observada uma grande semelhança na forma das curvas e uma boa concordância nos resultados, pois a vazão ao longo do poço obtida pelo WellRes foi de 12100 m^3/d e pelo sistema distribuído foi de 12900 m^3/d.

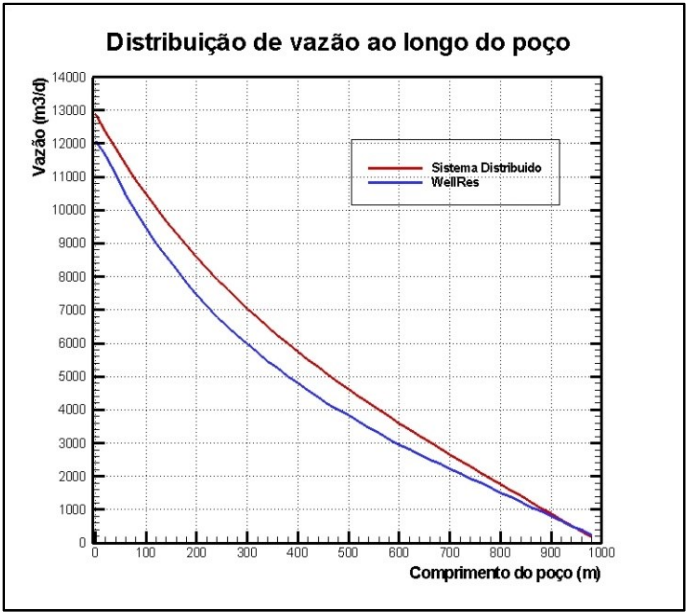

Figura 34: Vazão acumulada ao longo do poço

Os resultados da comparação entre o sistema distribuído e o WellRes mostraram uma grande aderência entre os dois modelos, comprovando que o sistema distribuído é uma metodologia simples, e nem por isso menos precisa na representação do acoplamento poço-reservatório. Este tipo de abordagem está em linha com a filosofia de que se deve pensar em soluções simples para os problemas complexos da engenharia, evitando soluções complicadas que pouco oferecem de ganho no resultado final.

Outra comparação realizada com dados da literatura sobre o acoplamento poço-reservatório refere-se ao trabalho de Ozkan *et al.* (1999) calcados nos dados do campo de Troll Field - Norsk Hydro (Brekke e Lien, 1994). Os autores reportam um modelo semi-analítico

para a predição de perda de carga em poços horizontais, e numa segunda etapa, estendendo o escopo do estudo para a otimização da extensão de poços horizontais. A escolha deste trabalho baseia-se justamente na perspectiva deste se afastar da clássica hipótese de condutividade infinita. A combinação das propriedades do sistema, de acordo com a Tabela 4, aponta para valores da queda de pressão do escoamento no poço e ao longo do reservatório com a mesma ordem de grandeza. Desta forma espera-se ressaltar a influência do acoplamento do poço ao escoamento de petróleo através da formação.

Tabela 4: Parâmetros de Troll Field

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	800
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (psi)	2300
Raio de drenagem do reservatório (m)	850
Diâmetro do poço (in)	6,0
Permeabilidade horizontal do reservatório (mD)	8500
Permeabilidade vertical do reservatório (mD)	1500
Fator de *skin*	0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Viscosidade do óleo (cP)	1,43
Massa específica do óleo (kg/m^3)	881
Fator volume de formação do óleo (bbl/stb)	1,16
Rugosidade relativa do poço	0,0001

Os principais pontos para validação da técnica considerando os efeitos da perda de pressão no poço (condutividade finita) sobre o reservatório foram as curvas de produção e da queda de pressão ao longo do poço. As Figuras 35 e 36 apresentam os resultados obtidos com o sistema distribuído para os valores descritos na Tabela 4 mostrando respectivamente a distribuição de pressão e de vazão ao longo do poço.

De acordo com os resultados obtidos por Ozkan *et al.* (1999), para uma vazão de produção de 30000 bbl/d, o valor da perda de pressão ao longo do poço é da ordem de 12,85 psi. Pode-se observar nas Figuras 35 e 36 a concordância entre os resultados obtidos, pois se obteve 13,5 psi de perda de pressão ao longo do poço para uma vazão de produção de 30000 bbl/d, confirmando assim o sistema distribuído como uma

alternativa de baixo custo computacional para a análise do escoamento na região próxima ao poço e no interior do poço em poços horizontais.

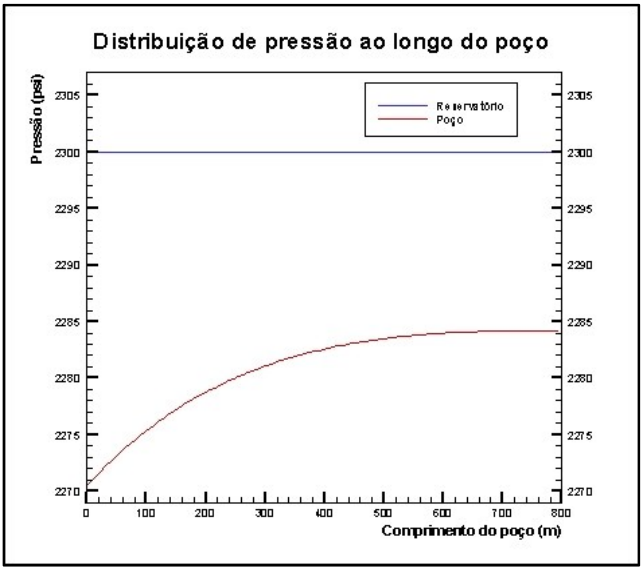

Figura 35: Perfil de pressão no poço (Troll Field)

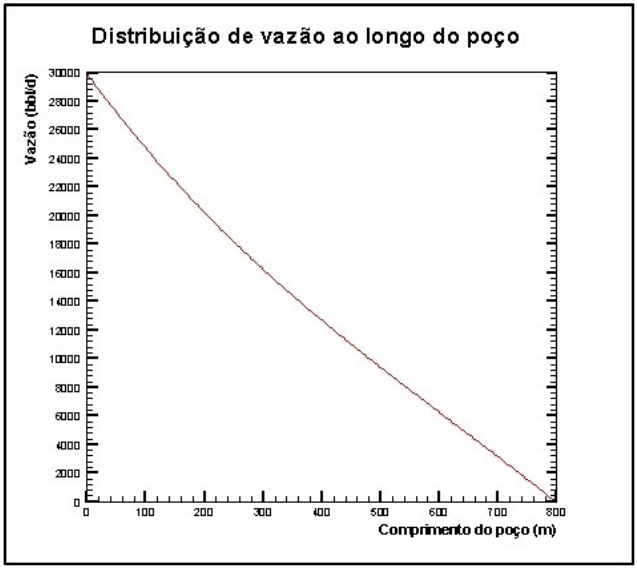

Figura 36: Perfil de vazão no poço (Troll Field)

5.2 ERROS NA DISCRETIZAÇÃO DO SISTEMA DISTRIBUÍDO

Nesta seção será verificada a imprecisão nos resultados resultantes de um maior ou menor refinamento na discretização do sistema distribuído. Com o objetivo de observar os erros de discretização simulou-se um poço horizontal de 1000 metros de comprimento com escoamento monofásico e parâmetros de completação, reservatório e fluido de acordo com a Tabela 5. Foram feitas cinco simulações, onde o poço horizontal foi dividido em 10, 50, 100, 200 e 500 trechos, o que dá um comprimento por trecho de 100, 20, 10, 5 e 2 metros respectivamente.

Tabela 5: Parâmetros usados na análise dos erros de discretização

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	10, 50,100, 200, 500
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório(mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

A Tabela 6 mostra a comparação dos resultados obtidos e as Figuras 37 e 38 mostram respectivamente as curvas de distribuição de pressão e de vazão ao longo do poço para as diferentes discretizações.

Tabela 6: Resultados obtidos em função da discretização

PARÂMETRO	*10 trechos*	*50 trechos*	*100 trechos*	*200 trechos*	*500 trechos*
ΔP no poço (bar)	4,83	4,65	4,58	4,52	4,50
Vazão no poço (m^3/d)	9709,16	12536,84	13184,26	13385,88	13576,07

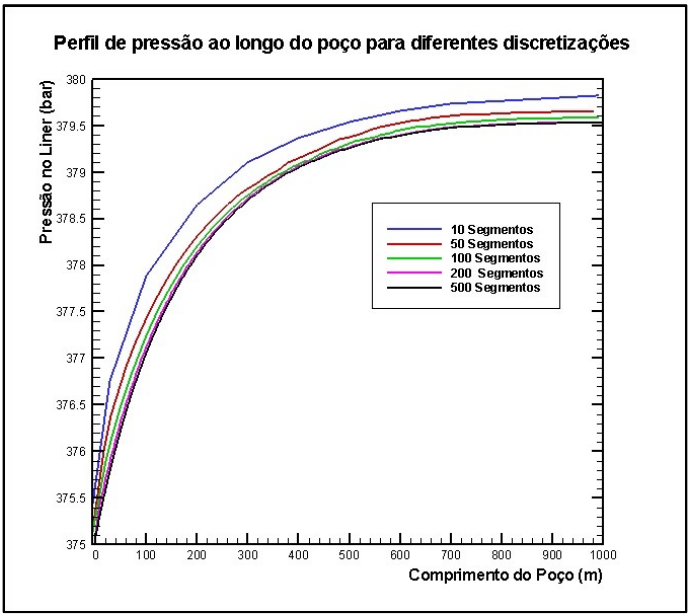

Figura 37: Distribuição de pressão no poço

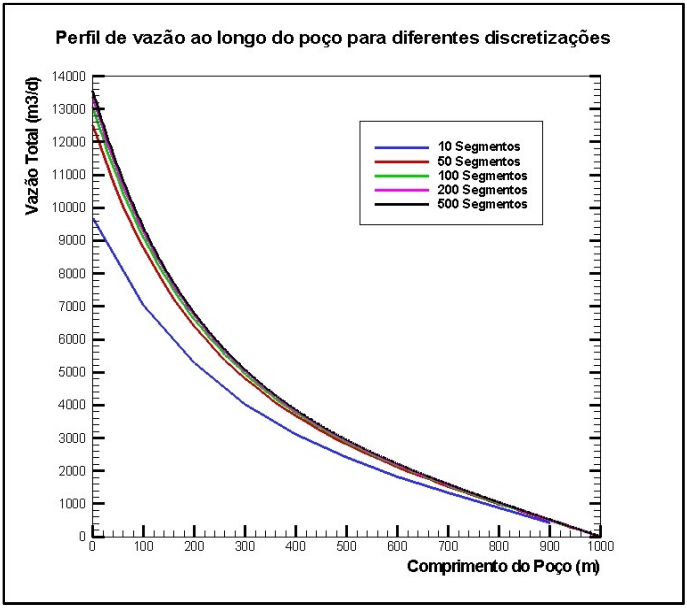

Figura 38: Distribuição de vazão no poço

De acordo com os resultados observa-se que quanto maior a discretização, maior precisão é obtida nos resultados, ou seja, menores são os erros de discretização. De acordo com as Figuras 37 e 38, tanto a distribuição de pressão quanto a distribuição de vazão no poço calculadas para 100, 200 e 500 trechos apresentaram valores bastante próximos, para 50 trechos obteve-se resultados com algum desvio, ao passo que com 10 trechos os resultados apresentaram grandes desvios em relação aos demais.

Os erros causados pela discretização na distribuição de pressão ao longo do poço tomando como base a simulação com uma maior discretização (500 trechos), de acordo com a Tabela 6 foram de 7,33% para a discretização com apenas 10 trechos, 3,33% para 50 trechos, 1,77% para 100 trechos e 0,44% para 200 trechos. Na distribuição de vazão ao longo do poço obtiveram-se de acordo com a Tabela 6, os seguintes erros de discretização em relação à simulação com o refinamento de 500 trechos, -28,48% para a discretização com 10 trechos, -7,65% para 50 trechos, -2,89% para 100 trechos, e finalmente -1,41% para 200 trechos.

Portanto baseado nos resultados obtidos considerou-se uma discretização com 100 trechos para todos os casos de completação aqui estudados, pois esta discretização apresenta erros da ordem de 2% e um tempo computacional 4 vezes menor que a discretização com 500 trechos.

5.3 SIMULAÇÕES DE CONDIÇÕES ESPECIAIS

Nesta seção serão apresentados os resultados de simulações com o sistema distribuído para três importantes tipos de completação usados em poços horizontais (completação equipada com *liner* com a máxima área aberta ao fluxo, completação equipada com *liner* com furação diversiva e completação equipada com *gravel pack*). Nestas simulações adotou-se como já mencionado na seção 4.7, o fluido de um reservatório hipotético com uma pressão de bolha de 290 bar. Para assegurar a consistência do sistema distribuído, foram simuladas três condições de pressões diferentes para todos os casos de completação aqui estudados. Na primeira condição tanto o reservatório quanto o calcanhar do poço estão numa pressão acima da pressão de bolha, ou seja, o sistema é monofásico. Na segunda condição, tanto o reservatório quanto o calcanhar do poço se encontram numa pressão abaixo da pressão de bolha, portanto o sistema é todo bifásico. Finalmente na terceira

condição o reservatório se encontra numa pressão acima da pressão de bolha e o calcanhar do poço se encontra numa pressão abaixo do ponto de bolha, neste caso o escoamento irá se tornar bifásico ao longo do sistema.

Na simulação desta última condição de fluxo foi intencionalmente considerada uma diferença de pressão entre o reservatório e o calcanhar do poço (*driving force*) bastante elevada (170 bar), justamente para poder testar a robustez do sistema distribuído desenvolvido neste trabalho. Deve ressaltar que os valores obtidos de vazão de produção nestes casos, não são valores encontrados em poços reais, pois evidentemente são exageradamente grandes, porém este fato não inviabiliza o estudo da física do problema.

Os resultados apresentados aqui não puderam ser validados, pois infelizmente não foram encontrados na literatura trabalhos que pudessem validá-los. Porém, procurou-se tirar conclusões sobre os resultados das simulações que explicam muito da física envolvida no escoamento ao longo das completações, ilustrando como o sistema distribuído pode contribuir para auxiliar o engenheiro de petróleo na tomada de decisões.

Ao final da seção será mostrado também o traçado da curva de *IPR* (*Inflow Performance Relationship*) para um poço equipado com completação com *liner* com a máxima área aberta ao fluxo.

5.3.1 Completação com liner de máxima área aberta ao fluxo

Nesta seção serão apresentados os resultados das simulações com o sistema distribuído considerando uma completação onde se utiliza um *liner* com a máxima área aberta ao escoamento através de furações ao longo do mesmo. Em função da resistência estrutural do *liner*, os fabricantes limitam que a área máxima dos furos ao longo do *liner* não ultrapasse os 6% da área superficial do *liner*. Pelo fato deste tipo de completação ser a que oferece menor resistência à entrada do fluxo vindo do reservatório, é o tipo de completação ideal quando o diferencial de pressão no interior do poço é pequeno quando comparado ao diferencial de pressão entre o reservatório e o poço, ou seja, em casos de reservatório com baixa permeabilidade ou fluidos muitos viscosos, pois nestes casos a grande resistência ao escoamento se encontra entre o reservatório e o poço e não no interior do poço, que adquire um comportamento de condutividade infinita.

Nestas simulações foi considerado um poço de 6,5” com 1000 metros de comprimento equipado com um *liner* de 5" de diâmetro, portanto para a máxima área aberta ao fluxo de 6%, tem-se 189 furos de 1/2" em cada metro do *liner*.

A Figura 39 ilustra um modelo da discretização deste tipo de completação com o sistema distribuído. A Tabela 7 apresenta os parâmetros utilizados na simulação monofásica (pressão do reservatório e do calcanhar do poço acima da pressão de bolha).

Nas Figuras 40, 41 e 42, estão os resultados dessa simulação e pode-se verificar que a pressão no *liner* e no anular diminuem ao longo do poço, até atingirem a pressão de fundo do poço no calcanhar. As vazões do *liner* e do anular aumentam ao longo do poço e a fração volumétrica é sempre 1, pois o sistema está sempre acima da pressão de bolha (290 bar) e, portanto não há liberação de gás. Pode-se ainda observar uma queda de pressão de 4,5 bar ao longo poço e uma vazão de produção de 13800 m^3/d para os dados fornecidos.

Na Figura 42 e em todas as figuras deste trabalho onde se mostra a distribuição de vazão no poço, a curva indicada como “Furos”, se refere à vazão que flui do anular para o *liner* no trecho do poço e não é vazão acumulada. Observa-se ainda na Figura 42, que no calcanhar do poço, todo o fluido que se encontra no anular é drenado para o *liner*, ocasionado um salto na vazão que flui do anular para o *liner*.

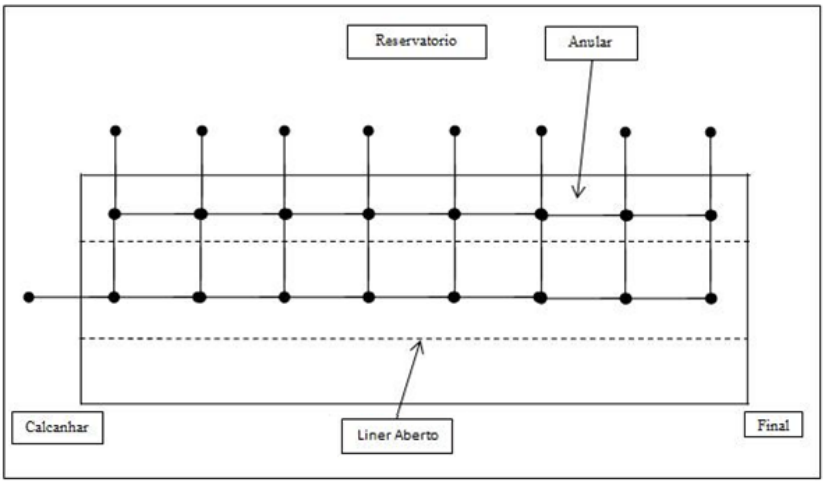

Figura 39: Discretização da completação com *liner* de área máxima ao fluxo

Tabela 7: Completação com *liner* de área máxima ao fluxo (monofásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

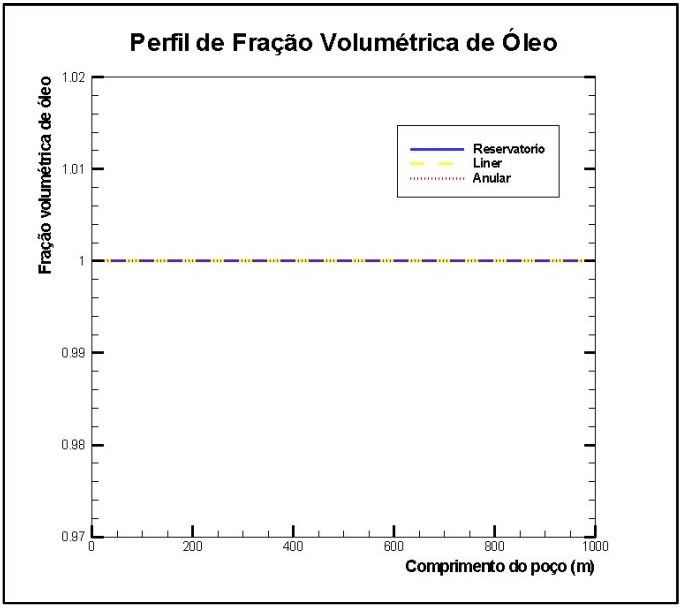

Figura 40: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico)

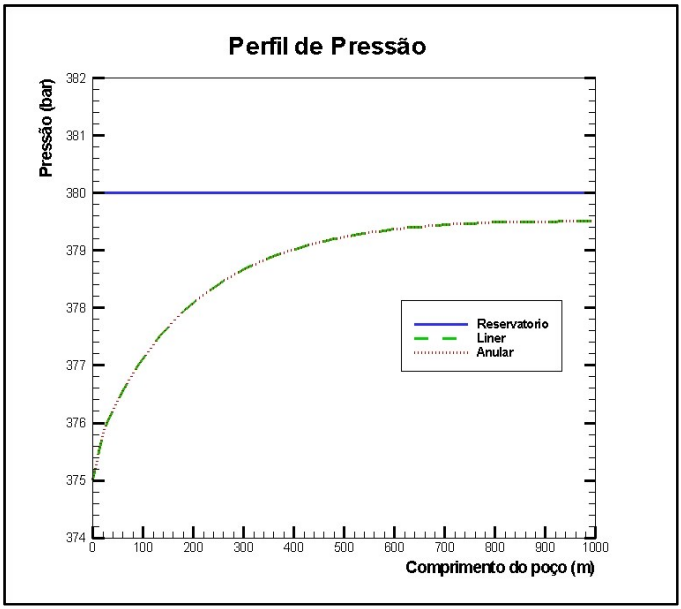

Figura 41: Distribuição de pressão no poço (monofásico)

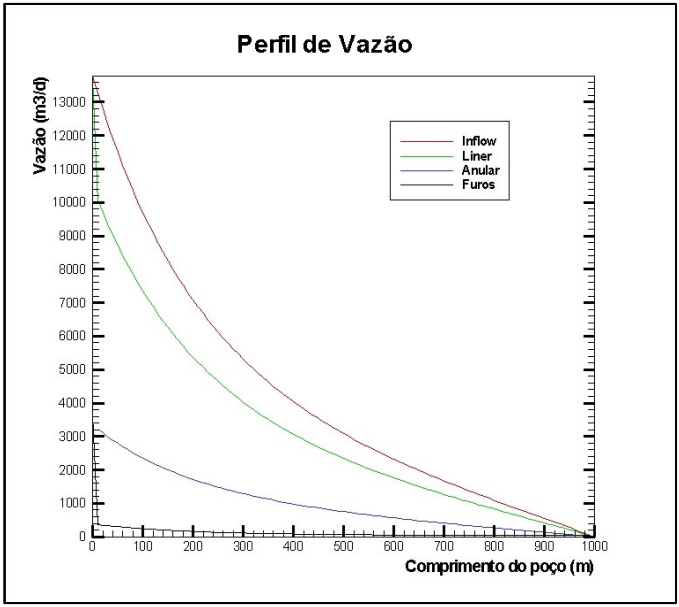

Figura 42: Distribuição de vazão no poço (monofásico)

A seguir são apresentados na Tabela 8 os parâmetros utilizados na simulação bifásica (pressão do reservatório e do calcanhar do poço abaixo da pressão de bolha) e nas Figuras 43, 44, 45 e 46, os resultados dessa simulação. Pode-se verificar que a fração volumétrica de óleo não é mais constante, pois há liberação de gás ao longo do escoamento e à medida que a pressão diminui a fração volumétrica de óleo também diminui. As pressões do *liner* e do anular diminuem ao longo do poço, até atingirem a pressão de fundo do poço no calcanhar, com uma queda de pressão de 1,6 bar ao longo do poço. As vazões totais do *liner* e do anular aumentam ao longo do poço, atingindo uma produção total (óleo e gás) de 8000 m^3/d, sendo aproximadamente 6200 m^3/d de óleo e 1800 m^3/d de gás. A vazão total de produção obtida nesta simulação obviamente está abaixo da vazão obtida na simulação anterior, pois aqui se tem uma diferença de pressão entre o reservatório e o calcanhar do poço de 2 bar, contra 5 bar do caso anterior.

Tabela 8: Completação com *liner* de área máxima ao fluxo (bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	256
Pressão do calcanhar (bar)	254
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	0,9
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

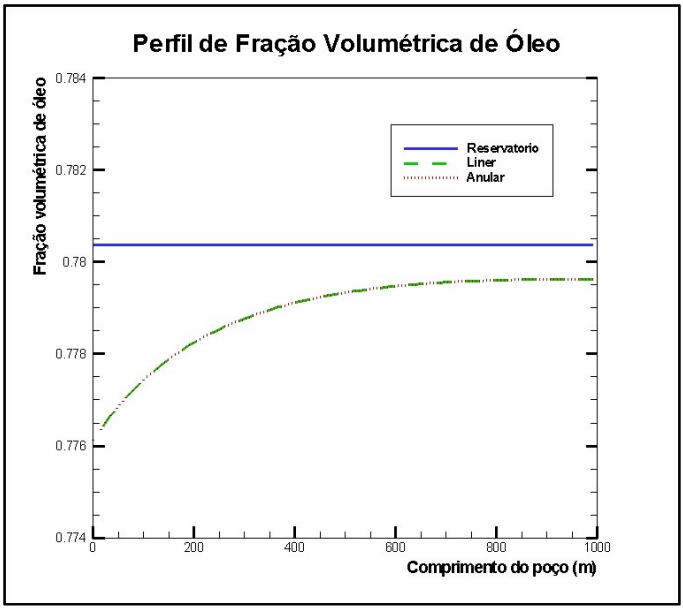

Figura 43: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico)

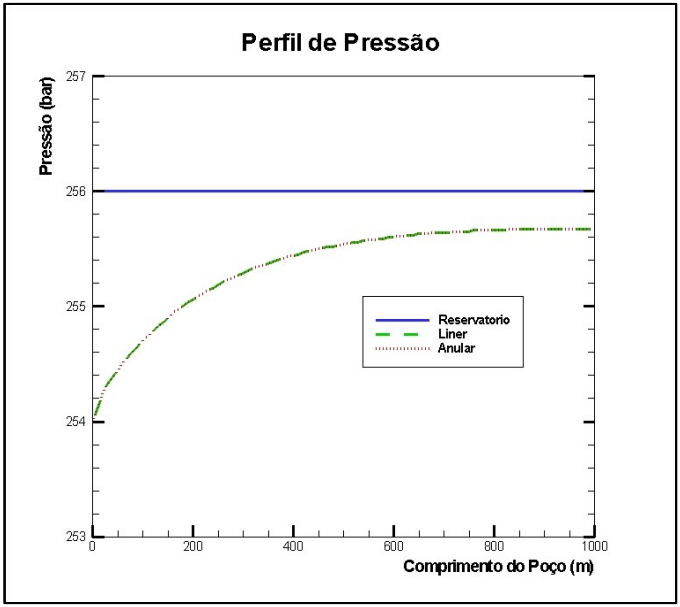

Figura 44: Distribuição de pressão no poço (bifásico)

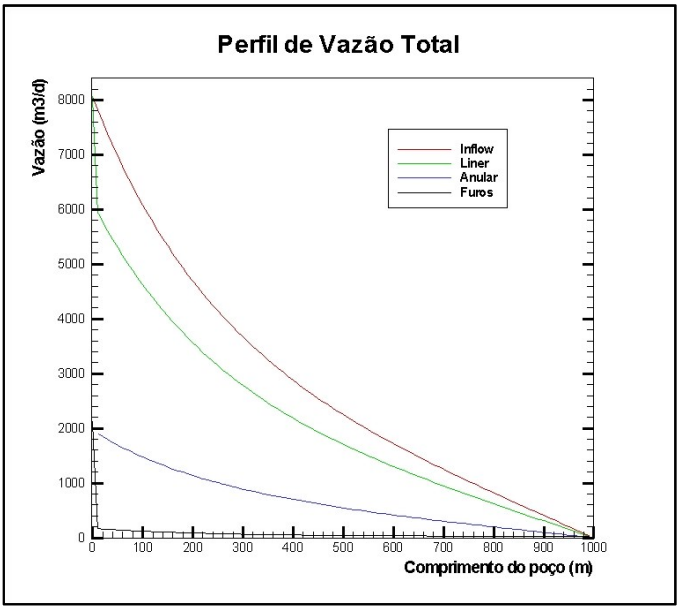

Figura 45: Distribuição de vazão no poço (bifásico)

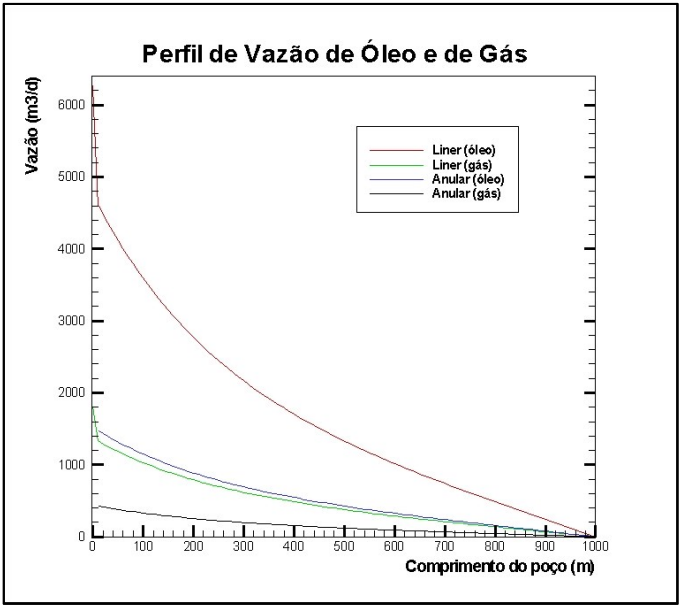

Figura 46: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico)

A seguir será apresentada a simulação da condição na qual o reservatório se encontra numa pressão acima da pressão de bolha e o calcanhar do poço se encontra numa pressão abaixo do ponto de bolha, neste caso o escoamento inicialmente monofásico, irá se tornar bifásico em algum ponto ao longo do sistema. Na Tabela 9 estão os dados de entrada e nas Figuras 47, 48, 49 e 50 os resultados dessa simulação.

Tabela 9:Completação com *liner* de área máxima ao fluxo (transicionando para bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	360
Pressão do calcanhar (bar)	190
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

A Figura 47 indica que a fração volumétrica de óleo ao longo do poço é igual a 1 até se aproximar dos últimos 60 metros do poço próximo ao calcanhar, onde o escoamento atinge a pressão de bolha e então o escoamento passa a ser bifásico e começa a haver a liberação de gás e, portanto a fração volumétrica de óleo começa a cair chegando a 0,9 no calcanhar do poço. A Figura 48 mostra que as pressões do *liner* e do anular diminuem ao longo do poço, até atingirem a pressão de fundo do poço no calcanhar, verifica-se ainda no perfil de pressão ao longo do poço que a pressão poço atinge a pressão de bolha (290 bar) nos últimos 60 metros, confirmando o ponto de transição para o escoamento bifásico.

A queda de pressão obtida ao longo do poço é de 168,5 bar, praticamente todo o *driving force* (170 bar). De acordo com as Figuras 49 e 50, a vazão total de produção (óleo e gás) é de 182000 m^3/d, sendo aproximadamente 164000 m^3/d de óleo e 18000 m^3/d de gás, além disso, pode-se verificar na Figura 50 a ocorrência de gás somente nos últimos

60 metros do poço, diferentemente da Figura 46, onde a liberação do gás ocorre desde o início do poço.

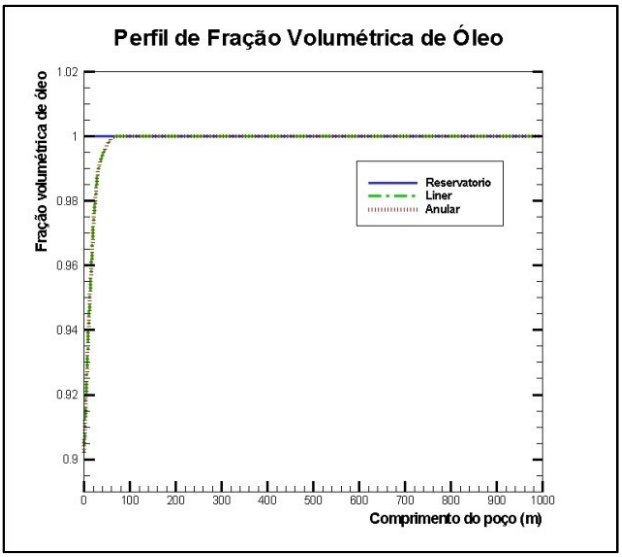

Figura 47: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico)

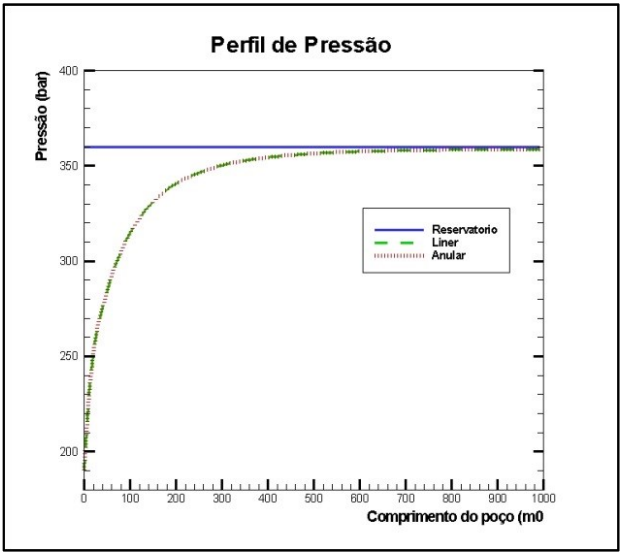

Figura 48: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico)

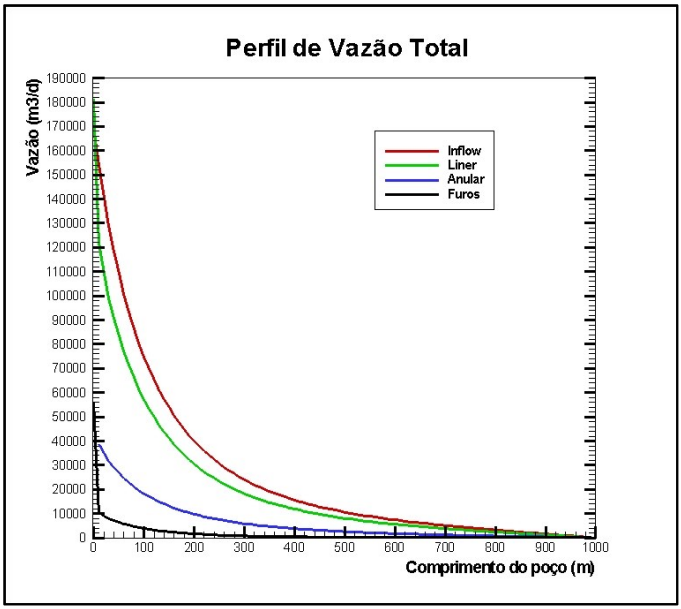

Figura 49: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico)

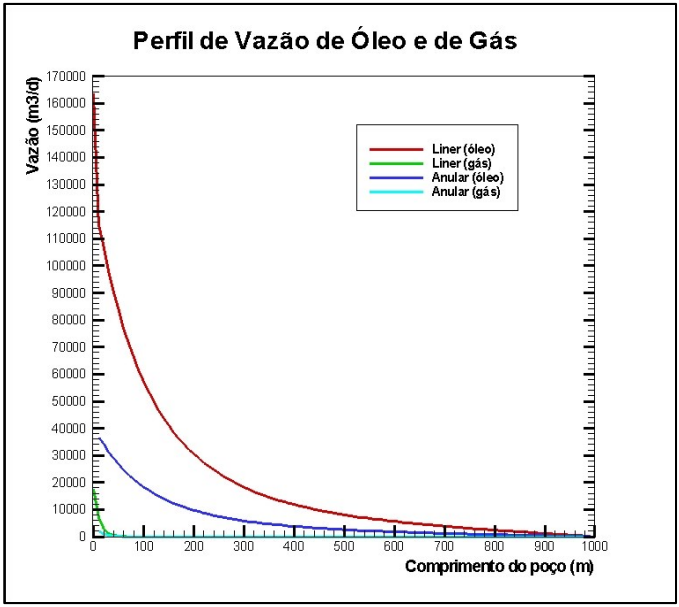

Figura 50: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico)

5.3.2 Completação com *liner* diversivo

Como já foi dito anteriormente, em reservatórios de alta permeabilidade, onde os efeitos de fricção promovidos pelo escoamento da produção no poço são determinantes para o perfil de drenagem do meio poroso (reservatório), a hipótese de condutividade infinita no poço com a supressão desses efeitos leva a uma superestimação da vazão de produção e, portanto, acarreta estimativas errôneas quanto ao montante a ser produzido. A consideração dos efeitos friccionais conduzem a um perfil de produção não uniforme, e mais realístico, ao longo do trecho horizontal.

Baseado nestes fatos utiliza-se uma completação formada por um *liner* com furação variável, ou seja, a área aberta ao fluxo no *liner* é variável ao longo do comprimento, tendo um valor máximo no final do poço e diminui à medida que se aproxima do calcanhar do poço para tornar a pressão ao longo do anular mais uniforme, compensando a queda de pressão ao longo do poço.

A ideia é promover uma resistência não uniforme ao escoamento de modo a equalizar o *drawdown* poço-reservatório, levando a uma drenagem mais homogênea do reservatório ao longo do eixo axial do poço, evitando uma drenagem maior no calcanhar do poço que pode levar a um abandono prematuro do poço sem que ocorra o aproveitamento total do óleo contido no reservatório. A dispersão não uniforme de furos no *liner* pode auxiliar também na equalização do fluxo em poços injetores e nas operações de acidificação, remoção de incrustações e injeção de solventes.

Uma descrição completa deste tipo de completação pode ser obtida em FERNANDES *et al*. (2006), onde se encontra também um exemplo de aplicação da mesma em um poço comercial da Petrobrás. Uma ilustração do modelo da discretização deste tipo de completação pelo sistema distribuído é apresentada na Figura 51.

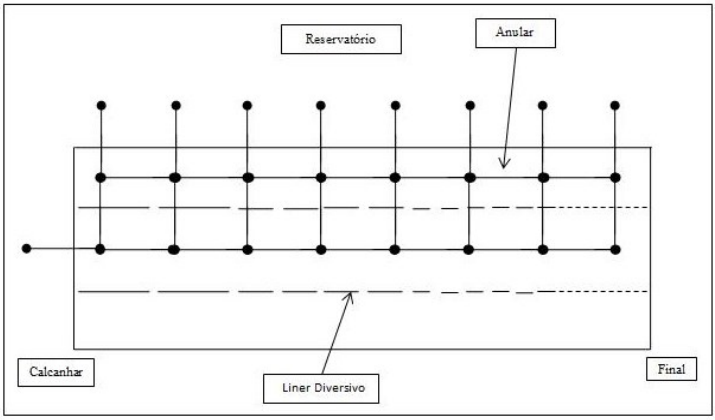

Figura 51: Discretização da completação com *liner* diversivo

Simulou-se um poço de 1000 metros de comprimento, com 6,5" de diâmetro e um *liner* de 5", este *liner* terá 10 furações diferentes ao longo do seu comprimento. Os primeiros 100 metros do *liner* tem uma área aberta ao fluxo de 5%, esta área aberta ao fluxo vai diminuindo a cada 100 metros, até chegar aos últimos 100 metros com uma área aberta ao fluxo de 0,003%. Na Tabela 10 estão os dados de entrada usados na simulação do escoamento monofásico (pressão do reservatório e do calcanhar acima da pressão de bolha), e nas Figuras 52, 53 e 54 são apresentados os resultados desta simulação.

A fração volumétrica de óleo de acordo com a Figura 52 permanece constante igual a 1, pois se trata de um caso monofásico e a pressão do sistema se encontra acima da pressão de bolha e, portanto não há liberação de gás.

Na Figura 53, o perfil de pressão no poço mostra que a pressão no anular tende a ser uniforme em função do *liner* com furação diversiva e com isso o diferencial de pressão reservatório-anular é também mais uniforme, fazendo com que o poço realize uma drenagem mais homogênea do reservatório sem a ocorrência de cones de gás ou de água.

Em função dessa uniformidade de pressão no anular, verifica-se na Figura 54, que vazão ao longo do anular é baixa, chegando a um valor máximo de 1000 m^3/d. A produção obtida pela completação com *liner* diversivo foi de 9400 m^3/d.

Tabela 10: Completação com *liner* diversivo (monofásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Área aberta ao fluxo no *liner* 1 (%)	5
Área aberta ao fluxo no *liner* 2 (%)	3
Área aberta ao fluxo no *liner* 3 (%)	1,8
Área aberta ao fluxo no *liner* 4 (%)	0,4
Área aberta ao fluxo no *liner* 5 (%)	0,03
Área aberta ao fluxo no *liner* 6 (%)	0,01
Área aberta ao fluxo no *liner* 7 (%)	0,005
Área aberta ao fluxo no *liner* 8 (%)	0,0032
Área aberta ao fluxo no *liner* 9 (%)	0,0031
Área aberta ao fluxo no *liner* 10 (%)	0,003
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006

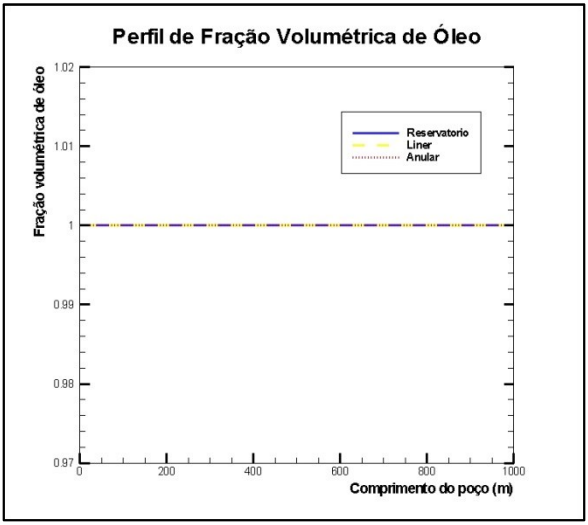

Figura 52: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico)

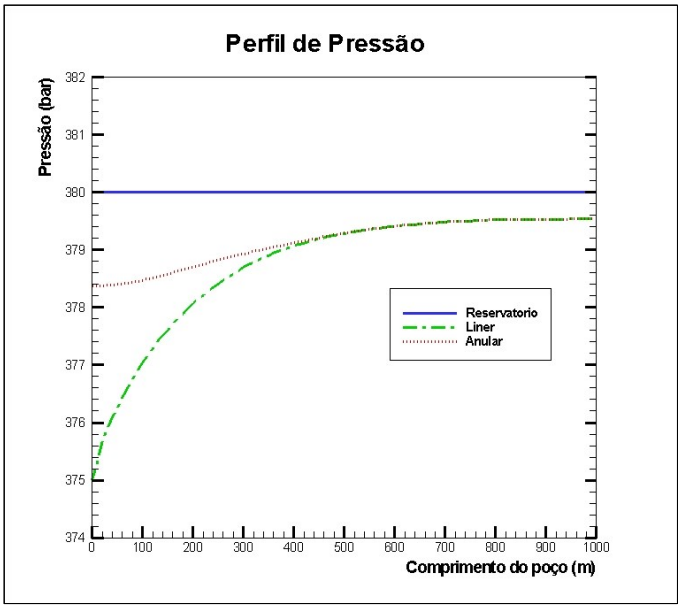

Figura 53: Distribuição de pressão no poço (monofásico)

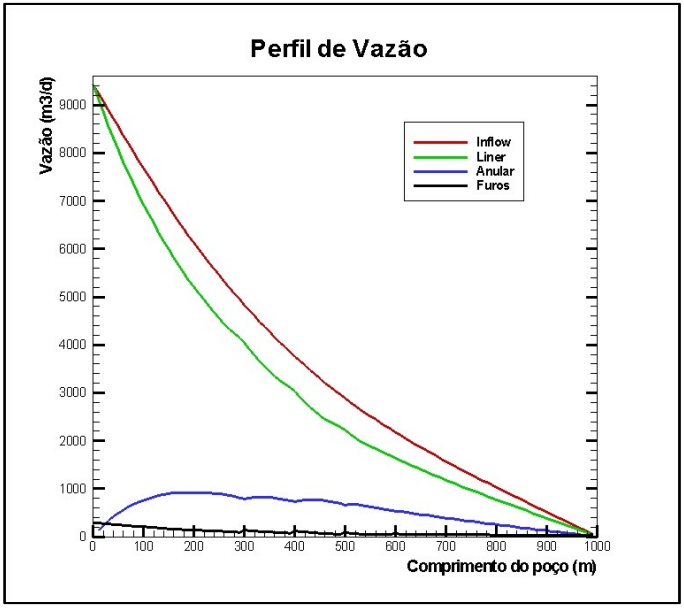

Figura 54: Distribuição de vazão no poço (monofásico)

Na Tabela 11 e nas Figuras 55, 56, 57 e 58 a seguir, estão respectivamente os dados de entrada e os resultados da simulação com escoamento bifásico, onde a pressão do reservatório é menor que a pressão de bolha do fluido.

Verifica-se pelas Figuras 55 e 56, que o perfil de fração volumétrica de óleo acompanha o perfil de pressão, pois à medida que a pressão diminui mais gás é liberado. Da mesma que o caso monofásico, a pressão no anular tende a ser bem mais uniforme que a pressão do *liner*, em função da furação diferenciada ao longo do *liner*.

Nas Figuras 57 e 58, pode-se observar uma produção total (óleo e gás) de 6100 m^3/d, sendo aproximadamente 4720 m^3/d de óleo e 1380 m^3/d de gás. Observa-se ainda na Figura 58, que devido a uma queda mais acentuada da pressão no *liner* nos últimos 400 metros do poço, têm-se nestes mesmos 400 metros uma produção maior de gás no *liner*, por outro lado, no anular a pressão é bastante uniforme, e, portanto têm-se pequena produção de gás ao longo do mesmo.

Tabela 11: Completação com *liner* diversivo (bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Área aberta ao fluxo no *liner* 1 (%)	5
Área aberta ao fluxo no *liner* 2 (%)	3
Área aberta ao fluxo no *liner* 3 (%)	1,8
Área aberta ao fluxo no *liner* 4 (%)	0,4
Área aberta ao fluxo no *liner* 5 (%)	0,03
Área aberta ao fluxo no *liner* 6 (%)	0,01
Área aberta ao fluxo no *liner* 7 (%)	0,005
Área aberta ao fluxo no *liner* 8 (%)	0,0032
Área aberta ao fluxo no *liner* 9 (%)	0,0031
Área aberta ao fluxo no *liner* 10 (%)	0,003
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	256
Pressão do calcanhar (bar)	254
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	0,9
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006

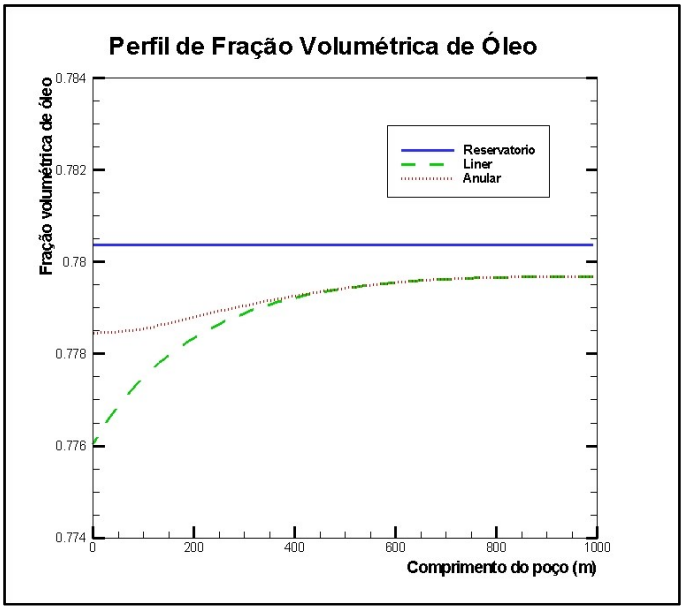

Figura 55: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico)

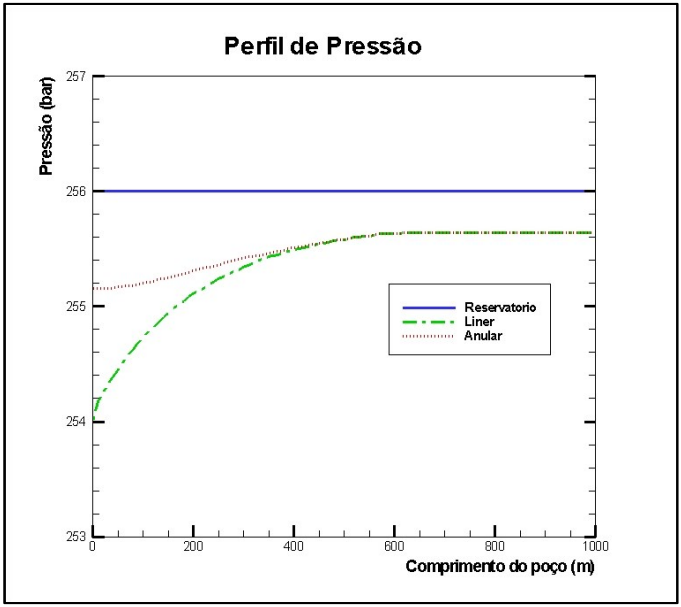

Figura 56: Distribuição de pressão no poço (bifásico)

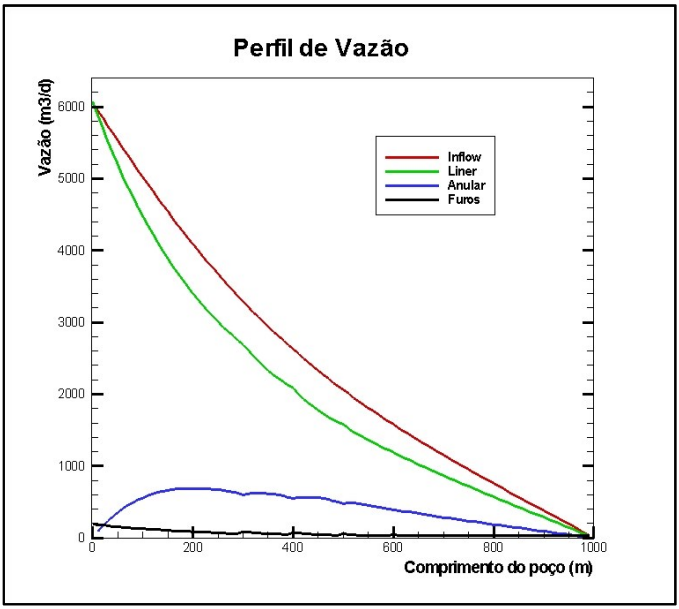

Figura 57: Distribuição de vazão no poço (bifásico)

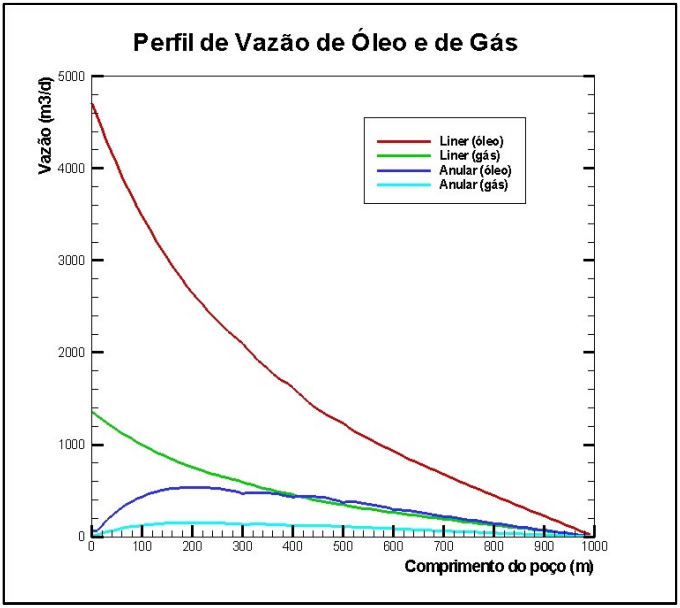

Figura 58: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico)

A simulação da condição onde o escoamento se torna bifásico ao longo do sistema distribuído está descrita na Tabela 12 (dados de entrada) e nas Figuras 59, 60, 61 e 62 (resultados). Pela Figura 59 verifica-se que o escoamento no *liner* atinge a pressão de bolha e passa a ser bifásico nos últimos 140 metros do poço em direção ao calcanhar, chegando lá com uma fração volumétrica de óleo de 0,85. No anular isto não ocorre, pois lá em função da furação diversiva no *liner* a pressão é mantida em um valor acima da pressão de bolha do fluido.

Estes pontos podem ser confirmados também pelo perfil de pressão no poço na Figura 60, onde se verifica que a pressão no *liner* a 140 metros do calcanhar está em torno de 290 bar e a pressão no anular é praticamente uniforme em torno de 350 bar.

As Figuras 61 e 62 mostram que a vazão total de produção (óleo e gás) é de 74500 m^3/d, sendo aproximadamente 63000 m^3/d de óleo e 11500 m^3/d de gás. Verifica-se ainda na Figura 62 que quando o escoamento atinge a pressão de bolha em torno dos 140 metros finais do poço, começa o surgimento de gás no *liner*, já no anular por sua vez o escoamento é sempre monofásico, sem liberação de gás.

Verifica-se também que a vazão de líquido no anular é bastante pequena, pois conforme já mencionado antes, o objetivo da completação com *liner* diversivo é fazer uma drenagem uniforme do reservatório e para isto a pressão no anular deve ser uniforme e, portanto a vazão ao longo do anular deve ser baixa.

Tabela 12: Completação com *liner* diversivo (transicionando para bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Área aberta ao fluxo no *liner* 1 (%)	5
Área aberta ao fluxo no *liner* 2 (%)	3
Área aberta ao fluxo no *liner* 3 (%)	1,8
Área aberta ao fluxo no *liner* 4 (%)	0,4
Área aberta ao fluxo no *liner* 5 (%)	0,03
Área aberta ao fluxo no *liner* 6 (%)	0,01
Área aberta ao fluxo no *liner* 7 (%)	0,005
Área aberta ao fluxo no *liner* 8 (%)	0,0032
Área aberta ao fluxo no *liner* 9 (%)	0,0031
Área aberta ao fluxo no *liner* 10 (%)	0,003
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	360
Pressão do calcanhar (bar)	190
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006

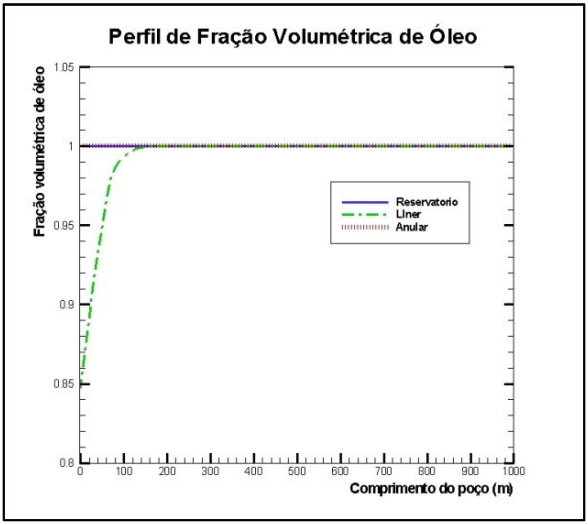

Figura 59: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico)

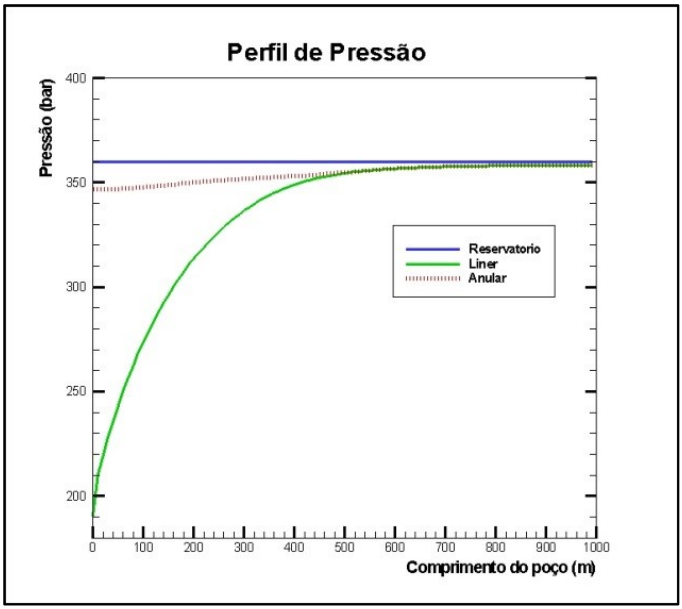

Figura 60: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico)

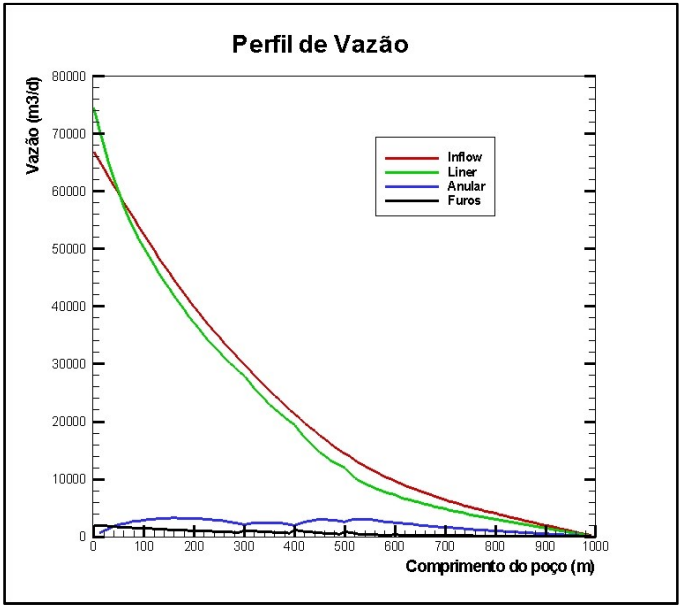

Figura 61: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico)

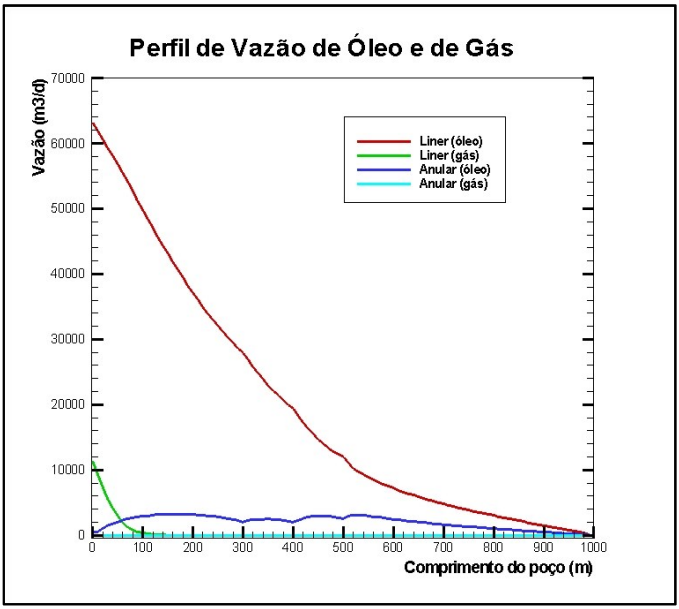

Figura 62: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico)

5.3.3 Completação com *gravel pack*

Quando um poço de petróleo atravessa um reservatório portador de uma estrutura mineralógica onde os grãos da rocha reservatório não estão suficientemente presos uns aos outros e, portanto, onde não há a presença de um agente de cimentação efetivo, tem-se uma formação inconsolidada, de fácil fragmentação. Nestes casos, a areia da formação produzida com óleo e/ou gás pode causar sérios danos a um campo petrolífero, uma vez que a areia é depositada no fundo do poço e pode levar ao encobrimento dos canhoneados ou ao plugueamento das telas, restringindo a vazão. Os grãos da formação que não são depositados no fundo do poço seguem com o fluxo de fluidos através da coluna de produção, podendo causar acumulação de areia nos equipamentos de superfície e subsuperfície danificando equipamentos de elevação artificial, válvulas de segurança e tubulações através da erosão. Assim, a produção de areia é um problema grave e tem demandado muita atenção e a instalação de um sistema para conter a produção de areia é

considerada a melhor alternativa, embora tal medida possa resultar na redução do potencial de produção.

O *Gravel Pack* é a prática mundialmente mais difundida e tem sido utilizada desde a década de 80. Consiste no preenchimento do anular do poço com *gravel* (areia ou cerâmica) de granulometria bem selecionada formando um pacote compacto. Neste método o *gravel* tem a função de reter a areia da formação. O princípio deste método é que o *gravel* (agente de sustentação) atuará como segundo arcabouço, altamente permeável, impossibilitando a movimentação de grãos da formação. O fluxo de fluidos deve ser permitido, mas os grãos da formação devem ser retidos, o preenchimento do anular do poço irá criar um segundo meio poroso, onde as gargantas de poros do leito de *gravel* formado terão diâmetros menores que o diâmetro das partículas de finos (material particulado do reservatório). Será criado uma espécie de filtro permeável, que, desta forma, impede a movimentação dos finos da formação para dentro do *liner*, deixando fluir somente o óleo a ser produzido. Na Figura 23 está mostrada uma completação com *gravel pack.*

Um ponto importante no projeto de um *gravel pack* é a definição da granulometria do agente de contenção, uma vez que este deverá reter a areia da formação com a menor interferência possível na atividade do poço. O critério utilizado é baseado nas recomendações de Saucier (1974), ou seja, o tamanho médio do grão de *gravel* deve ser até seis vezes maior que o tamanho médio do grão de areia da formação, normalmente os valores de permeabilidade do *gravel pack* variam entre 100 a 400 Darcy.

A Figura 63 ilustra um modelo da discretização deste tipo de completação pelo sistema distribuído. Nas simulações desta completação, considera-se o poço de 1000 metros de comprimento e 6,5" de diâmetro, com um *liner* de 5", com uma área aberta ao fluxo de 6%. O espaço anular estará preenchido com um *gravel* com uma permeabilidade absoluta de 230 Darcy.

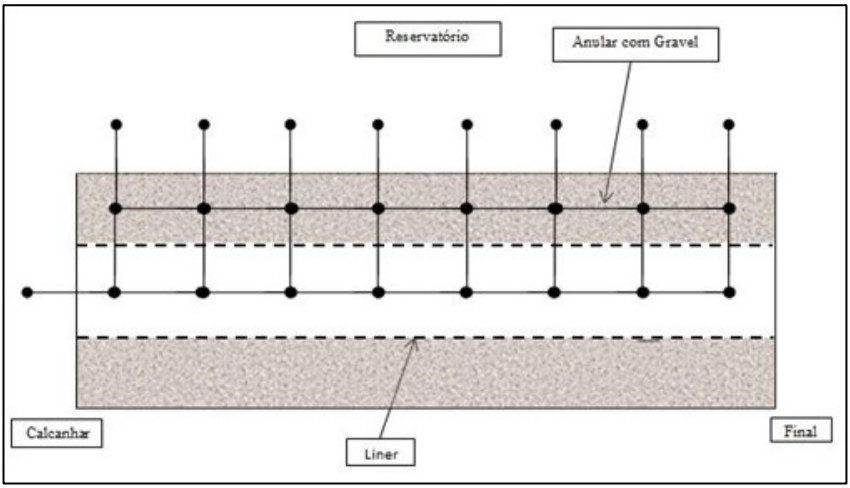

Figura 63: Discretização da completação com *gravel pack*

Os dados de entrada para a simulação do escoamento monofásico neste tipo de completação estão descritos na Tabela 13 e os resultados obtidos estão plotados nos gráficos das Figuras 64, 65 e 66.

Pela Figura 64 verifica-se que ao longo do poço a pressão não atingiu a pressão de bolha, pois se trata de uma simulação monofásica, sem liberação de gás e, portanto as frações volumétricas de óleo em todo o sistema permaneceram iguais a 1.

Na Figura 65 verifica-se que as pressões do anular e do *liner* diminuem ao longo do poço, até atingirem a pressão de fundo do poço no calcanhar, com uma queda de pressão de 4,7 bar ao longo poço.

Na Figura 66 pode ser observado que praticamente não há vazão escoando ao longo do anular, pois devido à maior perda de pressão oferecida pelo *gravel* o fluido vindo do reservatório escoa diretamente do anular para o *liner*, pois este é um caminho de menor perda de pressão e verifica-se que para os dados de entrada fornecidos na Tabela 13, uma vazão produzida de 12000 m^3/d.

Tabela 13: Completação com *gravel pack* (monofásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Permeabilidade absoluta do *Gravel* (mD)	230000
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

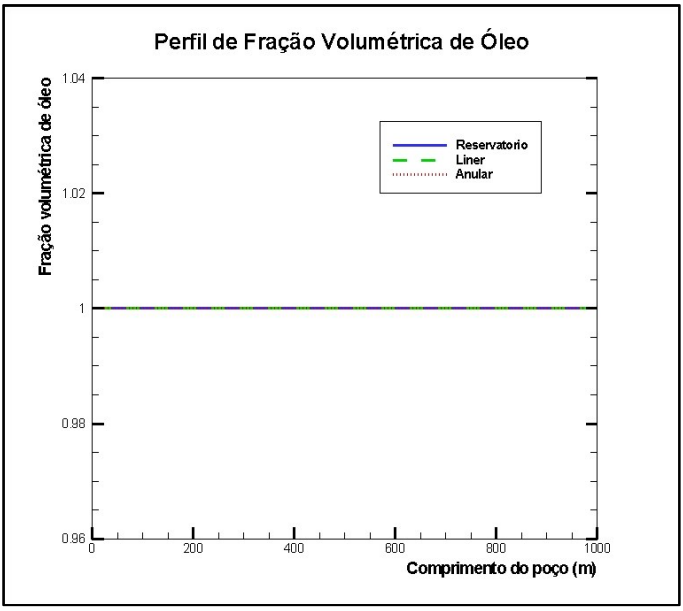

Figura 64: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico)

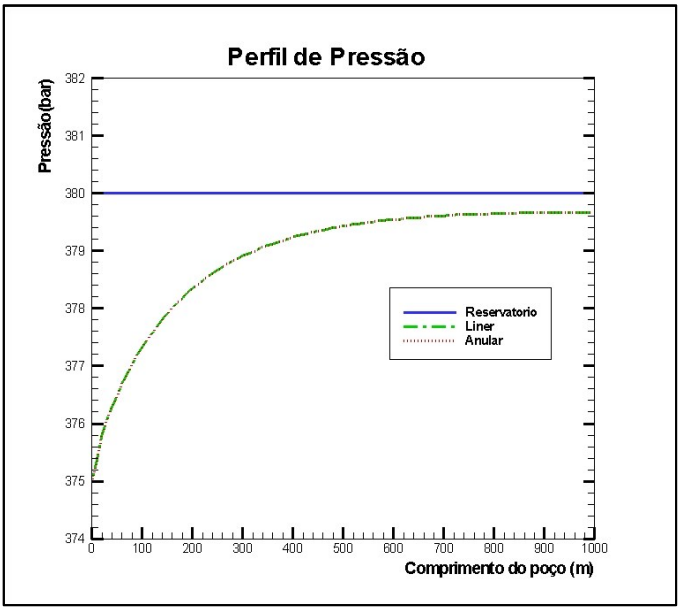

Figura 65: Distribuição de pressão no poço (monofásico)

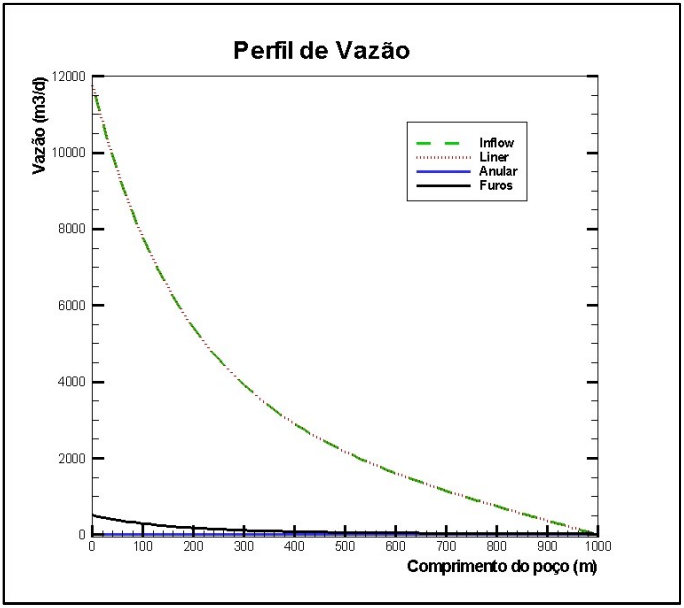

Figura 66: Distribuição de vazão no poço (monofásico)

A seguir na Tabela 14 e Figuras 67, 68, 69 e 70 são apresentados os dados de entrada e os resultados da simulação com *gravel pack* com escoamento bifásico, onde as pressões do reservatório e do calcanhar do poço estão abaixo da pressão de bolha (290 bar).

Pelas Figuras 67 e 68, observa-se que as curvas de fração volumétrica de óleo e de pressão seguem o mesmo perfil de queda ao longo do poço, pois à medida que a pressão vai diminuindo ao longo do poço, mais gás vai saindo de solução do óleo e a fração volumétrica de óleo vai diminuindo, observa-se ainda uma perda de pressão de 1,8 bar ao longo do poço.

Pelas Figuras 69 e 70, da mesma forma que no caso monofásico verifica-se que devido à maior perda de pressão no *gravel* não há vazão nem de óleo e nem de gás escoando ao longo do anular, e para os dados fornecidos na Tabela 14, a produção foi de 6900 m^3/d, sendo 5350 m^3/d de óleo e 1550 m^3/d de gás.

Tabela 14: Completação com *gravel pack* (bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	256
Pressão do calcanhar (bar)	254
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Permeabilidade absoluta do *Gravel* (mD)	230000
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	0,9
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

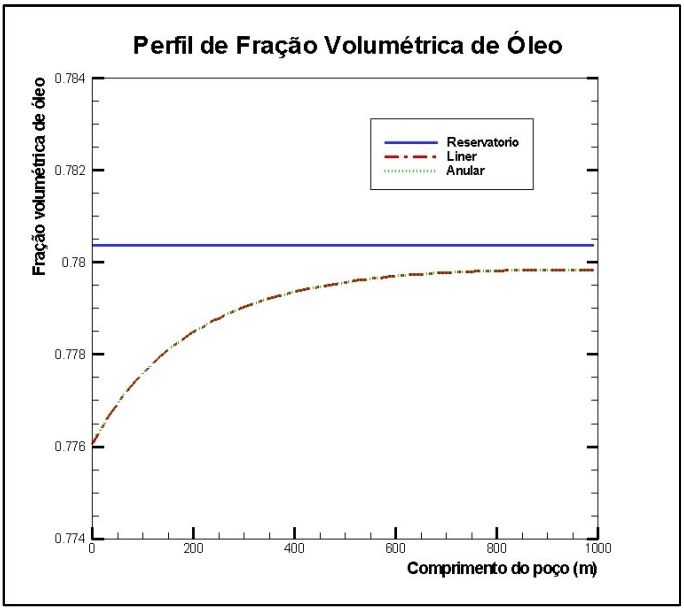

Figura 67: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico)

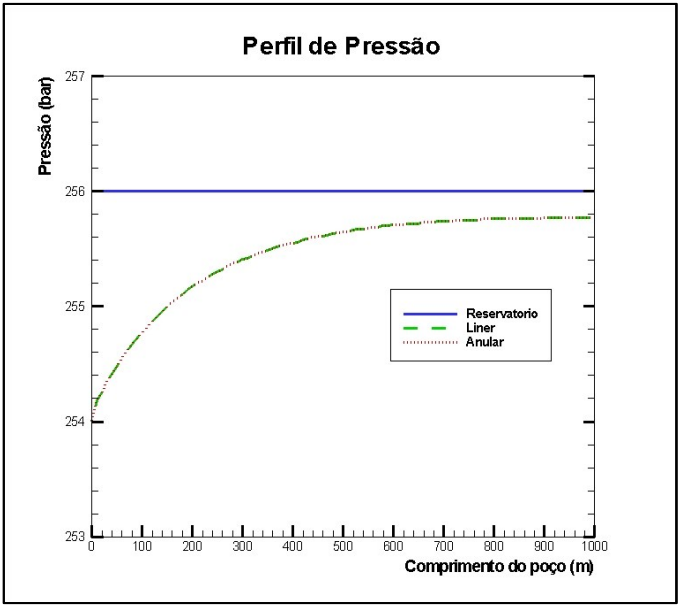

Figura 68: Distribuição de pressão no poço (bifásico)

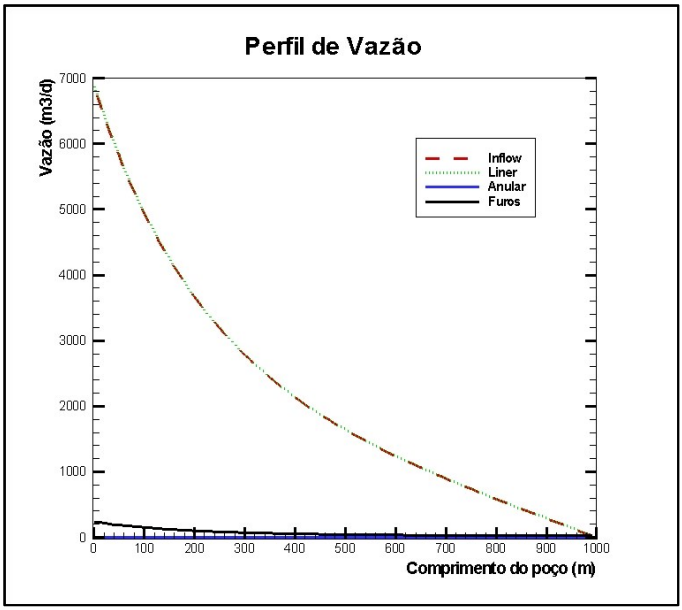

Figura 69: Distribuição de vazão no poço (bifásico)

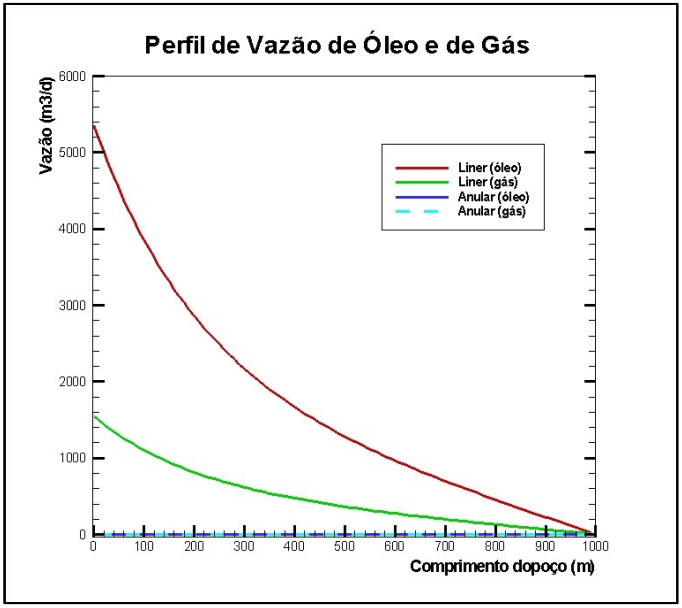

Figura 70: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico)

Na simulação da condição onde a pressão atinge o valor do ponto de bolha do fluido ao longo do sistema e o escoamento se torna bifásico, foram adotados os dados de entrada da Tabela 15 e os resultados estão representados pelos perfis das Figuras 71, 72, 73 e 74.

Na Figura 71 nota-se que nos últimos 60 metros o escoamento atinge o ponto de bolha e então começa a produção de gás, com uma diminuição da fração volumétrica de óleo, chegando ao calcanhar do poço a 0,885.

A Figura 72 mostra que as pressões do *liner* e do anular diminuem ao longo do poço, até atingirem a pressão de fundo do poço no calcanhar, verifica-se ainda no perfil de pressão ao longo do poço que a pressão poço atinge a pressão de bolha (290 bar) nos últimos 60 metros, confirmando o ponto de transição para o escoamento bifásico.

De acordo com as Figuras 73 e 74, a vazão total de produção (óleo e gás) é de 160000 m^3/d, sendo aproximadamente 142000 m^3/d de óleo e 18000 m^3/d de gás, com esta produção de gás se dando apenas no interior do *liner* nos últimos 60 metros do poço.

Tabela 15: Completação com *gravel pack* (transicionando para bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	360
Pressão do calcanhar (bar)	190
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Permeabilidade absoluta do *Gravel* (mD)	230000
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

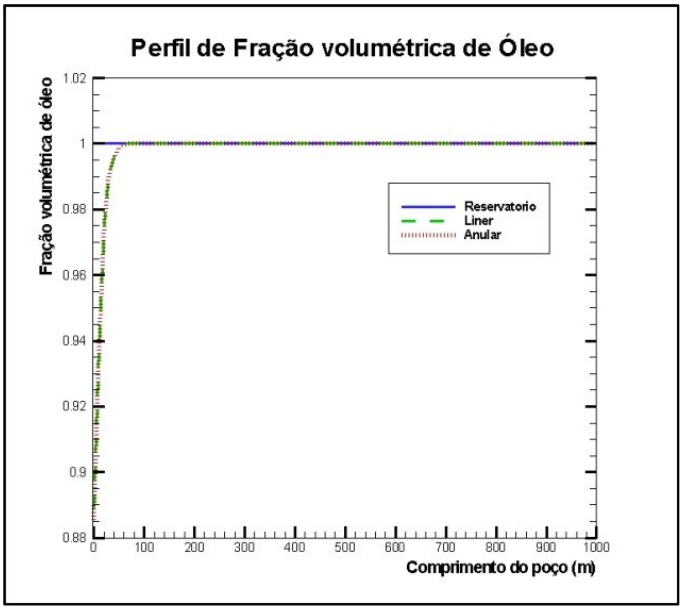

Figura 71: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico)

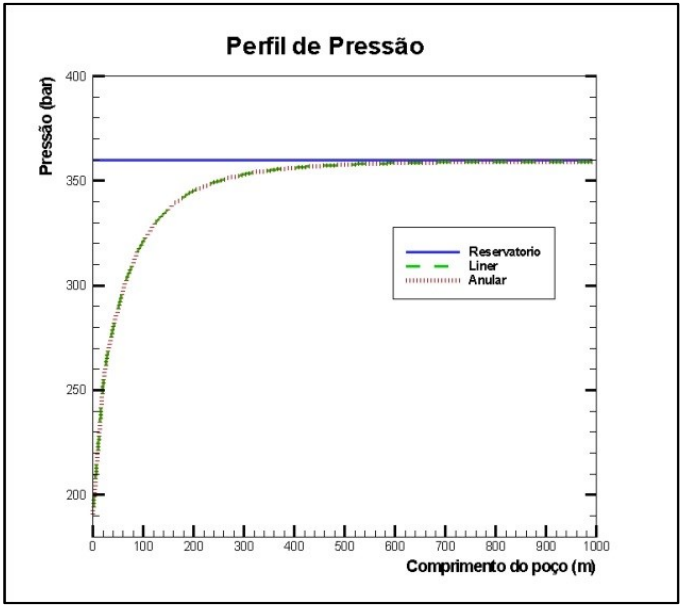

Figura 72: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico)

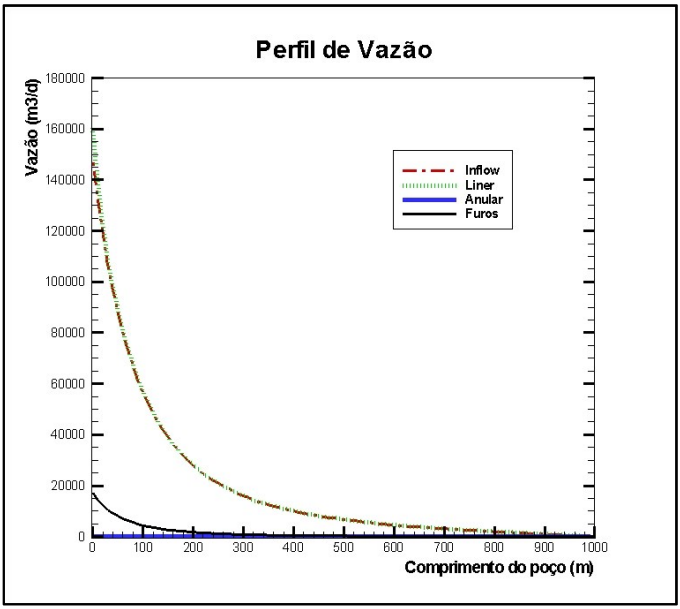

Figura 73: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico)

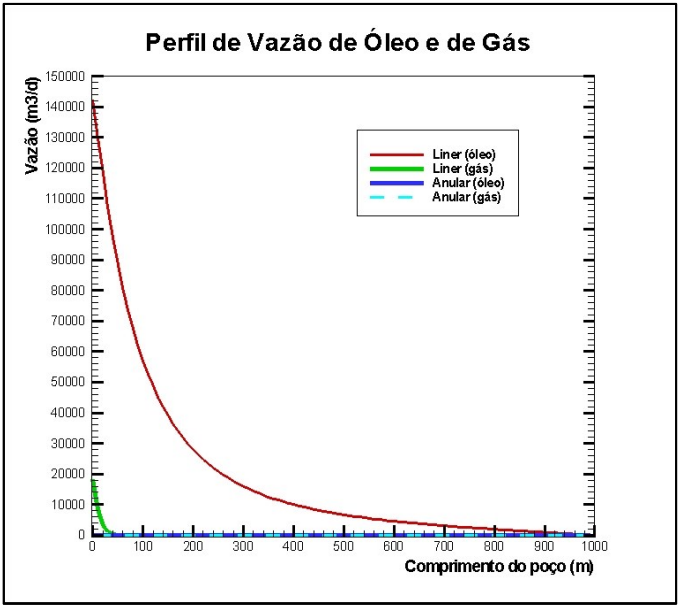

Figura 74: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico)

5.3.4 Comparativo entre os 3 casos simulados

Nesta seção é feito um comparativo entre os 3 casos estudados nas seções anteriores, mostrando que o sistema distribuído apresenta resultados que permitem ao engenheiro de petróleo tirar conclusões importantes que o auxiliam no projeto de completações de poços de petróleo. A partir das curvas de fração volumétrica de óleo, distribuição de pressão, e distribuição de vazão para os 3 tipos de completação estudados, elaborou-se as Tabelas 16, 17 e 18.

A Tabela 16 apresenta para cada tipo de completação, na condição de fluxo monofásico, como varia o *drawdown* (perda de pressão entre o reservatório e o anular do poço) ao longo do poço e também a vazão produzida.

Tabela 16: Comparativo entre as completações (monofásico)

Completação	*Drawdown min-max (bar)*	*Vazão total (m^3/d)*
Área máxima	0,5 - 5	13800
Liner diversivo	0,5 – 1,6	9400
Gravel pack	0,3 - 5	12000

Comparando as completações com *liner* de área máxima ao fluxo e com *liner* diversivo, verifica-se que para os mesmos parâmetros de entrada, a completação com *liner* diversivo apresenta níveis de pressão no anular bem maiores e consequentemente um *drawdown* bem menor ao longo do comprimento do poço, isto pode ser observado também nas Figuras 41 e 53. Isto ocorre porque a completação com *liner* diversivo tende a tornar a pressão no anular o mais uniforme possível, para que se tenha um *drawdown* e uma drenagem do reservatório (varrido) o mais uniforme possível e com isso ela mantém a pressão no anular próximo ao seu valor máximo, que é o valor observado no final do poço. Portanto a diferença que se obtém na vazão produzida entre estas duas completações, é função desta diferença de *drawdown*, ou seja, com a completação com *liner* de área máxima ao fluxo se produz mais, porém a drenagem do reservatório não é uniforme, sendo maior no calcanhar do poço, o que pode levar ao aparecimento prematuro de água, levando ao abandono prematuro do poço com menor recuperação do óleo contido no reservatório.

Na completação com *gravel pack*, o escoamento ao longo do no anular é quase nulo, portanto toda a vazão escoará ao longo do *liner*, causando uma maior perda de pressão no poço, levando a um nível um pouco menor do *drawdown* ao longo do poço e, portanto a uma produção menor quando comparado com a completação com *liner* de área máxima ao fluxo (isto pode ser observado na Tabela 16 e ao se comparar as Figuras 41 e 65 e também as Figuras 42 e 66). Ainda assim esta completação apresenta maiores *drawdown* e produção que a completação com *liner* diversivo, novamente ao custo de um varrido não uniforme no reservatório.

Na Tabela 17, mostra-se para cada tipo de completação, na condição de fluxo bifásico, a variação do *drawdown* ao longo do poço, vazão total produzida e também a vazão da cada fase.

Tabela 17: Comparativo entre as completações (bifásico)

Completação	*Drawdown min-max (bar)*	*Vazão total (m^3/d)*	*Vazão de óleo (m^3/d)*	*Vazão de gás (m^3/d)*
Área máxima	0,4 - 2	8000	6200	1800
Liner diversivo	0,4 – 0,8	6100	4720	1380
Gravel pack	0,2 - 2	6900	5350	1550

Da mesma forma que para o fluxo monofásico, se observa que o poço equipado com a completação com *liner* de área máxima ao fluxo apresentou maior produção, o poço equipado com *liner* diversivo apresentou menor produção e o poço equipado com *gravel pack* apresentou uma produção intermediária. Isto ocorre conforme já explicado, em função dos níveis do *drawdown* ao longo do poço em cada completação, podendo ser observado comparando-se as Figuras 44, 56 e 68 e as Figuras 45, 57 e 69.

As três completações apresentaram a mesma relação entre gás e óleo produzidos (29%), isto ocorreu porque a fração volumétrica de óleo variou muito pouco ao longo do poço devido ao baixo diferencial de pressão poço-reservatório (*drawdown* máximo de 2 bar), isto pode ser comprovado comparando-se as Figuras 43, 55 e 67.

Na Tabela 18, mostra-se para cada tipo de completação, na condição de fluxo transicionando para bifásico ao longo do sistema, a variação do *drawdown* ao longo do poço, a vazão total produzida, a vazão da cada fase produzida e a localização no anular e no *liner*, a partir do calcanhar do poço, onde o escoamento se torna bifásico (a pressão local atinge a pressão de bolha do fluido).

Tabela 18: Comparativo entre as completações (transicionando para bifásico)

Completação	*Drawdown min-max (bar)*	*Vazão total (m^3/d)*	*Vazão de óleo (m^3/d)*	*Vazão de gás (m^3/d)*	*Anular bifásico (m)*	*Liner bifásico (m)*
Área máxima	1,5 - 170	182000	164000	18000	60	60
Liner diversivo	1,5 - 13	74500	63000	11500	----	140
Gravel pack	0,85 - 170	160000	142000	18000	60	60

Da mesma forma que para os fluxos monofásico e bifásico e pelos mesmos motivos já explicados, observa-se que o poço equipado com a completação com *liner* de área máxima ao fluxo apresentou maior produção, o poço equipado com *liner* diversivo apresentou menor produção e o poço equipado com *gravel pack* apresentou uma produção um pouco menor que o poço equipado com *liner* de área máxima ao fluxo.

Nessa simulação foi imposto um valor exageradamente grande para o diferencial de pressão entre o reservatório e o calcanhar do poço (170 bar), isto fez com que o diferencial de pressão ao longo do poço se tornasse bastante grande e com certeza esse seria um poço que necessitaria de um sistema de equalização de fluxo, pois sem o sistema de equalização de fluxo (completação com *liner* de área máxima ao fluxo e completação com *gravel pack*), verifica-se pelas Figuras 48 e 72 que o *drawdown* varia enormemente ao longo do seu comprimento e, portanto a drenagem do reservatório se dará em sua maior parte nas proximidades do calcanhar, como pode ser comprovado pelas Figuras 49 e 73, onde a maior parte da vazão produzida é drenada nos últimos 200 metros a partir do calcanhar do poço. Ao se utilizar um sistema de equalização de fluxo, como é o caso da completação com *liner* diversivo, o *drawdown* ao longo do poço fica muito mais estável conforme se observa na Figura 60 e a drenagem do reservatório muito mais uniforme, de acordo com a Figura 61, que mostra uma curva de produção mais suave, com o poço drenando o reservatório de maneira mais uniforme ao longo de todo o comprimento.

As completações com *liner* de área máxima ao fluxo e com *gravel pack* apresentaram valores da relação entre gás e óleo produzidos de 10% e 11,2%, respectivamente, e em ambas, o fluxo se tornou bifásico a apenas 60 metros do calcanhar, conforme pode ser visto nas Figuras 47 e 71.

Na completação com *liner* diversivo, em função do nível mais alto de pressões no anular, o fluido que escoa no anular se mantém monofásico, e o fluido que escoa no *liner* se torna bifásico a 140 metros

do calcanhar, conforme mostrado na Figura 59, o que levou a uma relação entre gás e óleo produzido de 18,2%.

Verifica-se aqui uma grande aplicação dos sistemas distribuídos para os engenheiros de poços, pois com suas simulações consegue-se prever para uma determinada completação, o quanto de óleo e gás irá ser produzido, se esta produção estará bem distribuída ao longo do poço, ou estará concentrada próxima ao calcanhar do poço, e ainda possibilita-nos prever a região ao longo do *liner* e também do anular onde o fluxo se tornará bifásico, além da vazão de cada fase em cada uma dessas regiões (*liner* e anular). Estas informações são bastante importantes para a escolha de uma completação adequada a um determinado cenário e também para que se possa dimensionar corretamente os separadores de produção. O tempo para execução de cada uma dessas simulações utilizando uma máquina equipada com um processador Intel core i5 de 1,7 GHz variou entre 1 a 3 minutos, dependendo do caso simulado, demonstrando que o sistema distribuído apresenta um baixo custo computacional comparado aos simuladores tradicionais.

Para testar ainda mais o sistema distribuído, e demonstrar toda a versatilidade do método, foram simulados outros tipos de completações com sistemas de equalização de fluxo (*packed-off*, *ICD's* e *stinger*) e também poço aberto não revestido, cujos resultados se encontram no Apêndice 1.

5.3.5 Curva de *inflow performance relationship*

O sistema distribuído calcula vazões e pressões ao longo de todo o poço horizontal, portanto a partir de um conjunto de diferentes pressões no calcanhar do poço, para uma dada pressão no reservatório, pode-se determinar as varias vazões de produção e então traçar uma curva de produção do poço, ou seja, a *IPR* (*Inflow Performance Relationship*), que é uma curva que relaciona a pressão disponível no calcanhar do poço com a vazão produzida pelo poço.

A *IPR* é a curva disponível do sistema, pode-se correlacioná-la com a curva de elevação do sistema, que é a curva requerida do sistema, também chamada de *TPR* (*Tubing Performance Relationship*) que relaciona a pressão necessária no calcanhar com a vazão produzida pelo poço e aí se determina qual será o ponto de produção do sistema, ou seja, o ponto que representa a vazão produzida e a pressão no calcanhar em um determinado poço.

Na Tabela 19, estão os dados utilizados para traçar a *IPR*, que está representada na Figura 75. Nesta simulação da *IPR*, foi considerado o poço de 1000 metros de comprimento e 6,5" de diâmetro, com um *liner* de 5" e completação com *liner* de área máxima aberta ao fluxo, foram feitas 34 simulações com o sistema distribuído, variando a pressão no calcanhar de 10 em 10 bar desde 10 bar até 340 bar que é a pressão no reservatório e para cada simulação determinou-se a vazão produzida e de posse desses valores foi traçada a curva de *IPR*.

Na determinação da *IPR* considerou-se somente uma porção do reservatório com um raio de drenagem de 20 metros, pois aqui a ideia foi mostrar que o sistema desenvolvido neste trabalho permite verificar a influência do tipo de completação (neste caso a completação com máxima área aberta) no comportamento da vazão produzida pelo poço em função da pressão do calcanhar.

Pela Figura 75, observa-se que quanto menor a pressão no calcanhar do poço, maior a vazão produzida, pois o diferencial de pressão reservatório poço (*driving force)* será maior. Verifica-se ainda que com escoamento monofásico a curva de *IPR* é linear, ao passo que na região com escoamento bifásico (pressões abaixo do ponto de bolha) a *IPR* deixa de ser linear, isto ocorre porque no escoamento bifásico devido à produção de gás junto com o líquido, necessita-se de um maior diferencial de pressão para produzir uma mesma quantidade de líquido que no escoamento monofásico, além disso, em vazões elevadas os efeitos de fricção são maiores, colaborando para tornar a *IPR* não linear.

Tabela 19: Dados para a simulação da curva de *IPR*

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	340
Pressão do calcanhar (bar)	10 a 340
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

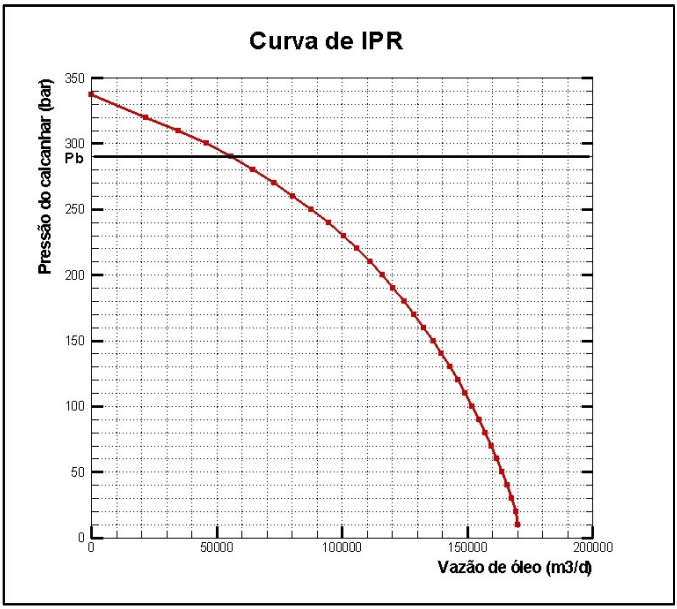

Figura 75: Curva de *IPR* para completação com *liner* de área máxima ao fluxo

6. CONCLUSÕES

A indústria de petróleo está explorando cada vez mais áreas extremas e a um custo cada vez maior, portanto mais do que nunca se torna interessante o uso de modelos matemáticos e computacionais como uma ferramenta barata e altamente efetiva na simulação da produção de novos poços. Existem diversos simuladores de reservatório utilizados na indústria de petróleo para projetar e planejar poços de petróleo. Estes simuladores incorporam muitos modelos que simulam complexas situações operacionais, tais como aquíferos, capa de gás, injeção de fluidos (água, nitrogênio, etc.). E cada vez mais estes pacotes comerciais incorporam novos modelos e esta tese é um passo nesta direção ao propor um novo método para calcular detalhadamente as condições de operação dos poços horizontais com esquemas de completações mais elaborados. A ideia principal deste trabalho foi a de suprir os engenheiros responsáveis pelo projeto de poços com informações importantes e detalhadas do que ocorre na vizinhança e ao longo do poço, utilizando uma ferramenta que pode ser usada em um computador pessoal.

Este trabalho teve uma contribuição muito mais de cunho tecnológico do que acadêmico propriamente dito, pois deu origem ao desenvolvimento de um simulador do acoplamento poço-reservatório, utilizando uma metodologia de sistema distribuído. Na abordagem distribuída, a geometria dos poços horizontais e da região próxima é discretizada através de vários nós conectados por elementos, representando todos os componentes do domínio (*liner*, anular, furação, reservatório), nas conexões entre cada par de nós utiliza-se o modelo de equação de quantidade de movimento de acordo com o tipo de fluxo que ocorre naquela região, possibilitando uma modelagem detalhada das complexas conexões de fluxo que ocorrem na completação de poços horizontais, principalmente nos poços equipados com avançados sistemas de completação. O sistema distribuído, por ser um método que é baseado na resolução de todos os parâmetros ao mesmo tempo, gera um único sistema de equações não lineares, que foi resolvido numericamente por um processo iterativo. Ao longo dos desenvolvimentos, diversas questões na área de petróleo, foram estudadas. As conclusões centrais são agora reunidas neste capítulo.

6.1 SÍNTESE DAS PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Os poços horizontais têm geometrias de fluxo complicadas. Como o nível de detalhes nas simulações de um poço horizontal aumenta devido à complexidade das completações, a principal contribuição deste trabalho, é sem dúvida alguma prover um método capaz de modelar o fluxo de óleo e gás nestas completações, através do sistema distribuído. Estes esquemas seriam inviáveis de se modelar com os simuladores convencionais de acoplamento poço-reservatório que discretizam a geometria através de malhas, onde se trata o poço como um simples conjunto de pontos de injeção ou de surgência no reservatório, conectando-o através de um modelo de poço.

A grande motivação para a realização deste trabalho foi a oportunidade de resolver a simulação do acoplamento poço-reservatório com um olhar detalhado do poço e de suas completações, a partir de uma metodologia eficaz, de baixo custo computacional, e que oferece boas respostas para auxiliar o engenheiro de poço na tomada de decisões a respeito de que tipo de poço e completação atende melhor a um determinado cenário.

Pode-se destacar também como contribuição neste trabalho de especial interesse ao engenheiro de poço, fruto do extenso estudo investigativo para a realização deste trabalho (pois os fabricantes de equipamentos de completação não disponibilizam na literatura suas curvas de vazão), a determinação de uma equação da quantidade de movimento adequada entre o anular e o *liner* (através da furação do *liner*), que leva em conta a convergência do escoamento naquela região, estabelecendo um coeficiente de descarga em função do número de Reynolds do escoamento nos furos. Da maneira que o código computacional aqui desenvolvido se encontra estruturado, as correlações dos fabricantes de equipamentos de completação, quando disponíveis, podem ser facilmente introduzidas nele.

Também como fruto das investigações, foi possível estabelecer com melhor precisão a equação de quantidade de movimento no anular, a partir do uso de uma tabela com as rugosidades médias de rochas encontradas em reservatório de petróleo. Outra contribuição deste trabalho, foi o uso de uma tabela de propriedades do fluido junto com uma rotina de interpolação linear dupla para determinar a propriedade em uma dada pressão do sistema distribuído, além de ser mais preciso que a utilização de correlações, facilita que o usuário utilize diferentes fluidos, bastando a substituição da tabela de propriedades.

Foram também simulados casos de completação envolvendo equipamentos complexos e de interesse da engenharia de poços. Tais cálculos estão registrados no Apêndice 1 deste trabalho.

A presente pesquisa, além das contribuições citadas, científicas e tecnológicas, insere-se na estratégica linha de desenvolvimento de metodologias novas para tratamento de problemas de acoplamento poço-reservatório, com um muito maior detalhamento do escoamento no poço e suas completações, podendo ser verificado e quantificado o escoamento de óleo e gás ao longo do anular e do *liner* em diversos tipos de completação existentes, acrescentando mais física nesta simulação. Projeta-se para este aplicativo um crescimento que o torne uma ferramenta importante para os estudos na área de poços de petróleo, terá, sem dúvidas, um potencial de aplicação muito grande no projeto de poços de petróleo. A ideia é a transformação deste algoritmo em um software que poderá ter um repositório de correlações, tanto teóricas como experimentais, tal que novos tipos de completação podem ser detalhadamente estudados e inseridos neste repositório e integra-lo a um *workflow* completo de análise de reservatórios. O código está desenvolvido de maneira que possa facilmente receber uma interface gráfica e também receber novas implementações como poços multilaterais e poços verticais, e também poços injetores.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho obtiveram-se substanciais contribuições conforme mencionado no item anterior, contudo muito ainda pode ser feito para melhorar e tornar esta ferramenta ainda mais completa para o engenheiro de poço.

O modelo de escoamento bifásico aqui utilizado é o modelo homogêneo, que não considera o escorregamento entre as fases, embora seja um modelo razoável para escoamento em poços horizontais com entrada radial de fluxo conforme já comentado anteriormente, poderá ser futuramente ampliado utilizando novos modelos para escoamento bifásico que consideram escorregamento entre as fases (como por exemplo, o modelo *drift-flux*).

Neste trabalho considera-se o modelo *black-oil* bifásico óleo e gás, em reservatórios que ficam próximos a aquíferos ocorre também a produção de água, portanto seria interessante estender o modelo *black-oil* trifásico para a consideração de água também, e assim poder

quantificar a produção correta dos fluidos e também prever o aparecimento de água no poço (*breakthrough*).

Seria interessante a consideração da equação da energia ao longo do sistema distribuído, pois com isso, além da distribuição de vazão e pressão ter-se-ia também a distribuição de temperatura, que é uma grandeza que também influencia nas propriedades dos fluidos.

Pode-se também criar um sistema distribuído capaz de simular poços inclinados ou desviados, permitindo que os trechos do poço possam ser desviados da horizontal por certo ângulo, pois esta é uma situação comum em poços reais e com isso se teria respostas mais próximas da realidade nas simulações.

Além disso, com o sistema distribuído consegue-se quantificar o fluxo no anular, então se pode futuramente acoplá-lo a um simulador de reservatório, possibilitando a verificação da eficiência de varrido no reservatório, e também a ocorrência de *crossflow* ao longo do poço em reservatórios heterogêneos com faixas de permeabilidades distintas.

Sugere-se também que o software aqui desenvolvido receba uma interface amigável com o usuário, o código foi desenvolvido em Fortran 90 e necessita de uma interface que facilite a entrada de dados pelo usuário (fluido, geometria, etc.) e também a seleção do tipo de completação a ser adotada.

REFERÊNCIAS

AAVATSMARK, I., KLAUSEN, R. “Well index in reservoir simulation for slanted and slightly curved wells in 3d grids”. *SPE - Journal*, v. 8, n. SPE 75275, 2003.

ACTON, F., S. *Numerical Methods that Work*. Mathematical Association of America, Washington, USA, ISBN 0-88385-450-3, 1997.

ALMEHAIDEB, R. A., AZIZ, K. A., Pedrosa, O. J. Jr. “A Reservoir-Wellbore Model for Multiphase Injection and Pressure Transient Analysis”. *Paper SPE 17941 presented at 6th Middle East Oil Technical Conference and Exhibition*, Manama, Bahrain, 1989.

BREKKE, K., JOHANSEN, T. E., OLUFSEN, R. “A New Modular Approach to Comprehensive Simulation of Horizontal Wells". *Paper SPE 26518, presented at the SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, 1993.

BREKKE, K; LIEN, S. C.“New Simple Completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin oil zones”. SPE Drilling & Completion, p. 205-209, *Paper SPE 24762, presented at the SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington DC, USA, 1994.

BREKKE, k., THOMPSON, L.G. “Modeling of Flow in a Near-Wellbore Network”. *ASME 2009 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering ,* Honolulu, Hawaii, USA, 2009.

BRILL, J.P., MUKHERJEE, H. *Multiphase flow in Wells.* Monograph volume 17 of SPE Henry L. Doherty Series, Society of Petroleum Engineers, Richardason, Texas, USA, 1999.

BROWN, K.E., BEGGS, H.D. *The Technology of Artificial Lift Methods—Volume 1.* OKLAHOMA, USA*,* PennWell Books, 1977.

CHOW, H., RANSOM, V. H. “A Simple Interphase Drag Model For Numerical Two-Fluid Modeling of Two-Phase Flow Systems". *Presented at the Second Nuclear Thermohydraulics Meeting of the A.N.S.*, 1984.

CHRISTOPHE, N. “Implementation of a Network-Based Approach in an Object-oriented Reservoir Simulator”. *Dissertação de Mestrado*, Departamento de Engenharia de Petróleo, Stanford University, California, EUA, 1996.

COLEBROOK, C. F. “Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between smooth and rough pipe laws”. *Journal of the Institution of Civil Engineers 12 , 393.422*, 1939.

COLLINS, D.A., NGHIEN, L.X., SHARMA, R., AGARWAL, R.K.“Field-Scale Simulation of Horizontal Wells With Hybrid Grids”. *Paper SPE 21218, 11th Symposium on Reservoir Simulation*, Anaheim, California, U.S.A., 1991.

DEJAN, B.*"Review of explicit approximations to the Colebrook relation for flow friction". Journal of Petroleum Science and Engineering 77 (1): 34–48*, 2011.

DICKSTEIN, F., LARA, A. Q., NERI, C., PERES, A. M.”Modeling and simulation of horizontal wellbore-reservoir flow equations”. *SPE Journal*, p. 205-209, 1997.

DIKKEN, B. J. “Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effect on Production Performance". *Journal of Petroleum Technology*, 42,1426-1433, 1990.

DOLAN A., ALDOUS, J. *Networks and Algorithms*. New York, USA, John Wiley and Sons, 1981.

FERNANDES, P. D., FERREIRA, M. G., BEDRIKOVETSKY, P.“A New IOR Technology to Homogenize Horizontal Well Injectivity

Productivity Profile". *Paper SPE 99343*, *Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 2006.

FOLEFAC, A. N., ARCHER, J. S., ISSA, R. I., ARSHAD, A. M. "Effect of Pressure along Horizontal Wellbore on Well Performance". *Paper SPE* 23094, *Offshore Europe Conference*, Aberdeen, 1991.

GUI, P.G.; CUNHA, J.C. "A Numerical Two-Phase Flow Model Coupling Reservoir and Multisegment Horizontal Well". *Paper SPE 100989*, *Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*, Denver, Colorado, U.S.A. , 2007.

HAALAND, S.E. "Simple and explicit formulas for friction factor in turbulent pipe Flow". *J. Fluid. Eng. ASME 105 (1), 89–90*, 1983.

HOLLINGSHEAD, C. L. "Discharge Coefficient Performance of Venturi, Standard Concentric Orifice Plate, V-Cone, and Wedge Flow Meters at Small Reynolds Numbers". *Dissertação de Mestrado*, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Utah State University, Utah, USA, 2011.

HOLMES J. A. "Modeling Advanced Wells in Reservoir Simulation". *SPE paper 72493-MS*, 2001.

HOLMES, J.A., BARKVE, T., LUND, O. "Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells". *SPE 50646 presented at the 1998 SPE European Petroleum Conference*, The Hague, The Netherlands, 1998.

IHARA, M. "Effect of Accelerational Pressure Drop in a Horizontal Wellbore ". *68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, Houston, Texas, EUA, paper SPE 26519, 1993.

ISLAM, M.R., CHAKMA, A."Comprehensive Physical and Numerical Modeling of a Horizontal Well". *Paper SPE 20627, Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, U.S.A., 1990.

JAIN, A. K. “Accurate Explicit Equation for Friction Factor”. *Journal of Hydraulics Division-ASCE* 102, 674-677, 1976.

JOSHI, S. D. *Horizontal Well Technology*. Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 1991.

KABIR, A., SANCHEZ, G. “Accurate Inflow Profile Prediction of Horizontal Wells Through the Coupling of a Reservoir and a Wellbore Simulator”. *Proceedings SPE Reservoir Simulation Symposium*, Paper SPE 119095, 2009.

KAISER, T. M. V., WILSON, S., VENNING, L.A. “Inflow Analysis and Optimization of Slotted *Liners*”. *SPE International Conference on Horizontal Well Technology*, Alberta, Canada, paper SPE 65517, 2000.

KUCHUK, F. J., WILKINSONM, D. J. THAMBYNAYAGAM, R. K. M. “Pressure transient behavior of horizontal wells with and without gas cap or aquifer”. *SPE Formation Evaluation*, p. 86-94, 1991.

KHELAIWI, F.T., DAVIES, D.R. “Inflow Control Devices: Application and Value Quantification of a Developing”. *SPE International Oil Conference and Exhibition*, Veracruz, Mexico, 2007.

LANDMAN, M. J. “Analytic Modelling of Selectivity Perforated Horizontal Wells". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 10(3):179-188, 1994.

LANDMAN, M. J., GOLDTHORPE, W. H. “Optimization of Perforation Distribution for Horizontal Wells”. *SPE Asia Pacific Conference*, Perth, West Australia, paper SPE 23005, 1991.

LIVESCU, S., DURLOFSKY, L.J., AZIZ, K. “Development and application of a fully-coupled thermal compositional wellbore flow model”. *SPE Western Regional Meeting*, San Jose, California, USA, 2009.

LYONS, W. C. *Air and Gas Drilling Manual*. Gulf Professional Publishing, 3ª Edição, Burlington, Massachusetts, USA, 2009.

MALISKA, C. R., SANSONI JÚNIOR, U., SILVA, A.F.C., TADA, M.P., KARPINSKI, L., SOPRANO, A. B., PESCADOR, A. A. V. B., RIBEIRO, G. G., MAGRI, V. A. P. "Desenvolvimento de um Aplicativo para a Simulação do Escoamento Acoplado Poço-Reservatório (WellRes)". *Relatório Final do Projeto UFSC-0050, Termo de Cooperação N° 0050.0044338.08.4*, Florianópolis, S.C., Brasil, 2012.

MASSEY, B. *Mechanics of Fluids*. Taylor & Francis, 8ª Edição, New York, NY, USA, 2006.

MATHIESEN, V., AAKRE, H., WERSWICK, B., ELSETH, G. "The Autonomous RCP valve: New Technology for Inflow Control in Horizontal Wells". *SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition*, Aberdeen, UK, 2011.

MILLER, G., PINGUET, B., THEUVENY, B., MOSKNES, P. O."A Review of the Influence of Liquid Viscosity on Multiphase Flow Meters Using Differential Pressure Measurements ". *TUV NEL*, Glasgow, United Kingdom, 2009.

NENNIE, E.D., ALBERTS, G.J.N., BELFROID, S.P.C., PETERS, E., JOONSTEN, G.J.P. "An Investigation into the Need of a Dynamic Coupled Well-Reservoir Simulator". *Paper SPE 110316, presented at SPE annual Technical Conference and Exhibition,* Anaheim California, U.S.A. , 2007.

NOVY, R. A. " Pressure Drop in Horizontal Wells: When Can They be Ignored?". *SPE Reservoir Engineering,* 29-35, 1995.

OUYANG, L. B., ARBABI, S., AZIZ, K. "General Wellbore Flow Model for Horizontal, Vertical and Slanted Well Completions". 71st *SPE Annual Technical Conference & Exhibition*, Denver, Colorado, SPE paper 36608, 1998.

OZKAN, E., SARICA, C., HACI, M. “Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal well productivity”. *SPE paper 57687 presented at the 1993 SPE Production Operations Symposium*, Oklahoma, USA, 1999.

OZKAN, E., SARICA, C., HACIISLAMOGLU, M., RAGHAVAN, R. “Effect of Conductivity on Horizontal Well Pressure Behavior". *Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington, D. C., SPE paper 24683, 1995.

PEACEMAN, D. W. “Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability”. *SPE - AIME*, p. 531–543, 1983.

PEDROSA, O. A. and AZIZ, K. A. “Use of Hybrid Grid in Reservoir Simulation". *SPERE*, 611-621, 1986.

PENMATCHA, V. R. “Modeling of Horizontal Wells with Pressure Drop in the Well". *PhD thesis*, Stanford University, Stanford, CA, 1997.

PETALAS, N., AZIZ, K. “A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes”. *J. Cdn. Pet. Tech.,* Vol. 39, No. 6, 43-55, 2000.

POURAFSHARY, P. “A Coupled Wellbore/Reservoir Simulator to Model Multiphase Flow and Temperature Distribution”. *Ph. D. dissertation*, The University of Texas at Austin, 2007.

SANSONI JÚNIOR, U., FERNANDES, P. D., RESSEL, F. P., FILGUEIRAS, M. V. R. “Estudo do Acoplamento Poço-Reservatório: Uso de Ferramentas de CFD para Análise do Escoamento no Entorno do Poço”. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, v. 2, p. 287-302, Rio de Janeiro, R.J., Brasil, 2007.

SAUCIER, R. J. “Considerations in *Gravel P*ack Design”. *Journal of Petroleum Technology,* 26 (2): 205-212, *SPE Paper 4030-PA, presented at SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting*, San Antonio,Texas, EUA,1974.

SHI, H., HOLMES, J.A., DURLOFSKY, L.J., AZIZ, K., DIAZ, L.R., ALKAYA, B., ODDIE, G. “Drift-flux modeling of two-phase flow in wellbores”. *SPE Journal*, **10**, 24-33 , (also SPE paper 84228) , 2005.

SHOHAM, Ovadia. *Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two Phase Flow in Pipes*. Tulsa, Oklahoma, EUA, SPE Textbook, 2006.

STONE, T. W., KRISTO, B. J. “A Comprehensive Wellbore/Reservoir Simulator”. *SPE paper 18419, presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation,* Houston, TEXAS, USA, 1989.

SU, Z., GUDMUNDSSON, J. S. “*Friction Factor of Perforation Roughness in Pipes*”. *68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, Houston, Texas, EUA, paper SPE 26521, 1993.

SUZUKI, K. “Influence of Wellbore Hydraulics on Horizontal Well Pressure Transient Behavior”. *Paper SPE 24684. Annual Technical Conference*, Washington, District of Columbia, U.S.A. , 1992.

THANYAMANTA, W. “Well Modeling Incorporating Compositional and Non-Isothermal Effects”. *Ph.D. Thesis*, Memorial University of Newfoundland, Newfoundland, Canada, 2007.

VICENTE R. “A Numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics”. *Ph. D. dissertation*, Pennsylvania State University, 2000.

VICENTE, R.; SARICA, C.; ERTEKIN, T. “Horizontal Well Design Optimization: A Study of the Parameters Affecting the Productivity and Flux Distribution of a Horizontal Well”. *Paper SPE 84194, Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, USA, 2003.

WALLIS, G.B. *One-Dimensional Two-Phase Flow*. McGraw-Hill, New York, USA, 1969.

WAN, J., DALE, B. A., ELLISON, T. K., BENISH, T. G., GRUBERT, M. A. “Coupled Well and Reservoir Simulation Models to Optimize Completions Design and Operations for Subsurface Control” . *Paper SPE 113635, presented at Europec/EAGE Conference and Exhibition*, Rome, Italy, 2008.

WANG, P., YOTOV, I., WHEELER, M., ARBOGAST. T., DAWSON C., PARASHAR, M., SEPEHRNOORI, K. “A New Generation EOS Compositional Reservoir Simulator: Part I Formulation and Discretization”. *Paper SPE 37979, SPE Reservoir Simulation Symposium*, Dallas, Texas, U.S.A., 1997.

APÊNDICE A: SIMULAÇÕES DE OUTROS TIPOS DE COMPLETAÇÃO

Nesta seção, com a intenção de mostrar a versatilidade da abordagem distribuída, serão apresentados os resultados de simulações para outros tipos de completação usados em poços de petróleo (*packed-off*, *ICD's*, *stinger*, e sem anular). Da mesma forma que no item 5.3, para cada um desses tipos de completação, também foram realizadas três simulações com condições de pressão diferentes: monofásico, bifásico e transicionando para bifásico.

A.1 COMPLETAÇÃO TIPO *PACKED-OFF*

O objetivo deste tipo de completação é tentar manter uma pressão mais ou menos uniforme no anular, com vistas a obter uma drenagem uniforme do reservatório e, portanto evitar que ocorra cone de gás ou de água no calcanhar do poço em reservatórios com gás ou água associados.

Nesta completação, a partir de certo comprimento do poço instala-se um *packer* no anular e utiliza-se um *liner* cego sem furação (*pack off*) até que chegue o calcanhar do poço, onde existe novamente uma comunicação com o *liner* por onde o fluido contido no anular é drenado. Isto faz com que a pressão no anular aumente nesta região, de maneira a manter um diferencial de pressão reservatório-anular mais uniforme e, por conseguinte uma drenagem mais uniforme. A Figura A.1 ilustra um modelo da discretização deste tipo de completação pelo sistema distribuído, onde se pode perceber a flexibilidade do sistema distribuído em modelar as várias regiões do poço.

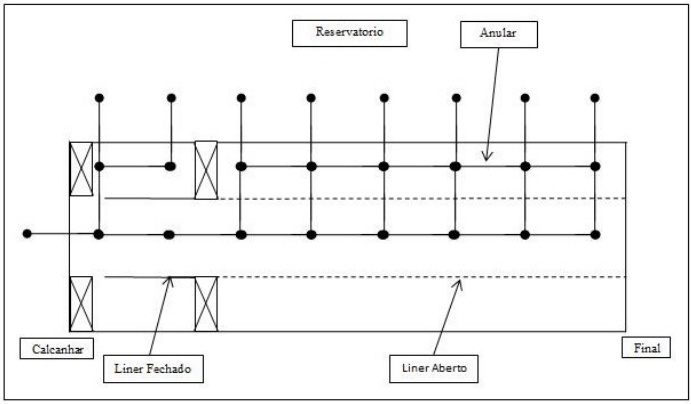

Figura A.1: Discretização da completação tipo *Packed-off*

Nesta simulação considera-se um poço com 1000 metros de comprimento e um *liner* de 5", com uma área aberta ao fluxo de 6% com 189 furos de 1/2" em cada metro do *liner*. A parte cega do *liner* se inicia a partir dos últimos 250 metros do poço em direção ao calcanhar, onde será instalado um *packer* no anular. Na Tabela A.1 estão os parâmetros utilizados na simulação monofásica (pressão do reservatório e do calcanhar do poço acima da pressão de bolha), e nas Figuras A.2, A.3 e A.4 os resultados obtidos.

Tabela A.1: Completação *Packed-Off* (monofásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	750
Comprimento do trecho fechado do *liner* (m)	250
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

De acordo com a Figura A.2, a fração volumétrica de óleo permanece constante igual a 1, pois se trata de um caso monofásico e a pressão do sistema se encontra acima da pressão de bolha.

A Figura A.3 apresenta o perfil de pressão onde se verifica que a pressão do anular aumenta a partir do trecho com *liner* cego, fazendo com que o reservatório "enxergue" uma pressão mais homogênea no anular e, portanto se tenha uma drenagem mais uniforme do mesmo. Observa-se também que no trecho onde o *liner* é cego a queda de pressão ao longo do *liner* é linear, pois a vazão ao longo do mesmo é constante (não há fluido vindo do anular).

Na Figura A.4, observa-se que no trecho com *liner* cego, a vazão na furação é zero, a vazão no *liner* se mantem constante e a vazão no anular cresce rapidamente até que no último trecho do poço ocorre toda a drenagem do fluido acumulado no anular, mostrando que a simulação com o sistema distribuído consegue captar toda a física envolvida no problema. Para os parâmetros de entrada fornecidos na Tabela A.1, a produção obtida com esta completação foi de 12500 m^3/d.

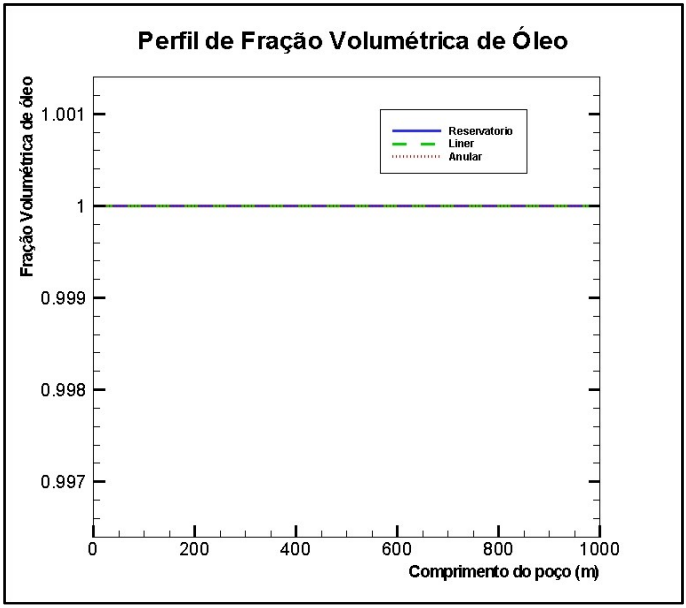

Figura A.2: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico)

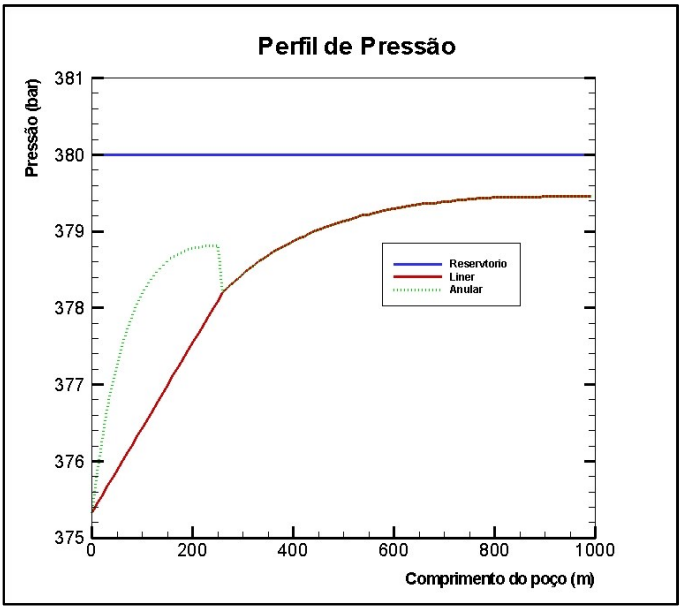

Figura A.3: Distribuição de pressão no poço (monofásico)

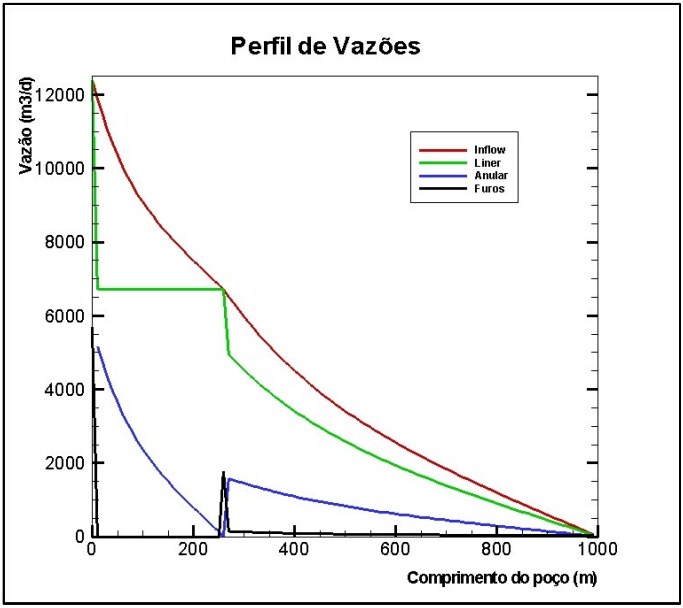

Figura A.4: Distribuição de vazão no poço (monofásico)

A simulação com fluxo bifásico com a pressão do reservatório e do calcanhar do poço abaixo da pressão de bolha é apresentada a seguir, onde na Tabela A.2 estão os dados de entrada e nas Figuras A.5, A.6, A.7 e A.8, os resultados dessa simulação.

Comparando as Figuras A.5 e A.6, verifica-se que o perfil de fração volumétrica acompanha o perfil de pressão, pois à medida que a pressão diminui mais gás é liberado. Da mesma que o caso monofásico, a pressão no anular aumenta a partir do trecho com *liner* cego, devido ao acumulo de fluido no mesmo, e no *liner* tem-se a partir deste ponto uma queda linear da pressão.

Nas Figuras A.7 e A.8, observa-se que no trecho com *liner* cego, as vazões de óleo e gás no *liner* se mantem constante e as vazões de óleo e gás no anular crescem rapidamente até que no último trecho do poço ocorre toda a drenagem do fluido acumulado no anular. Pode-se observar uma produção total (óleo e gás) de 7400 m^3/d, sendo aproximadamente 5800 m^3/d de óleo e 1600 m^3/d de gás.

Tabela A.2: Completação *Packed-Off* (bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	750
Comprimento do trecho fechado do *liner* (m)	250
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	256
Pressão do calcanhar (bar)	254
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	0,9
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

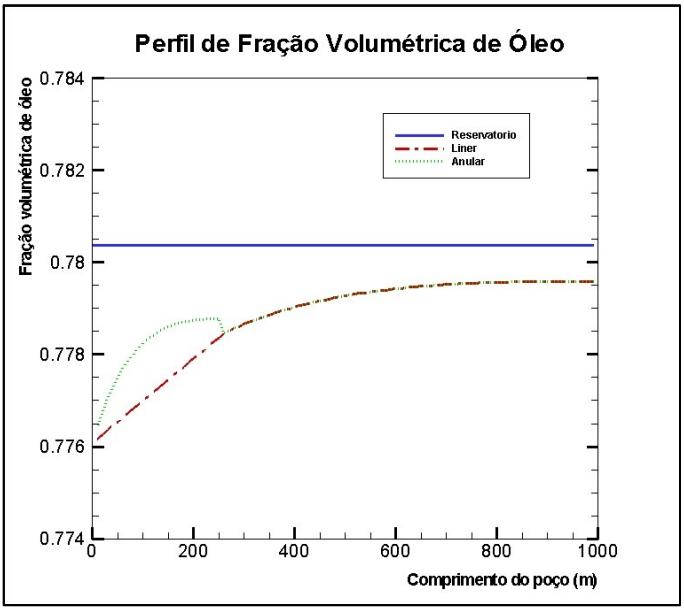

Figura A.5: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico)

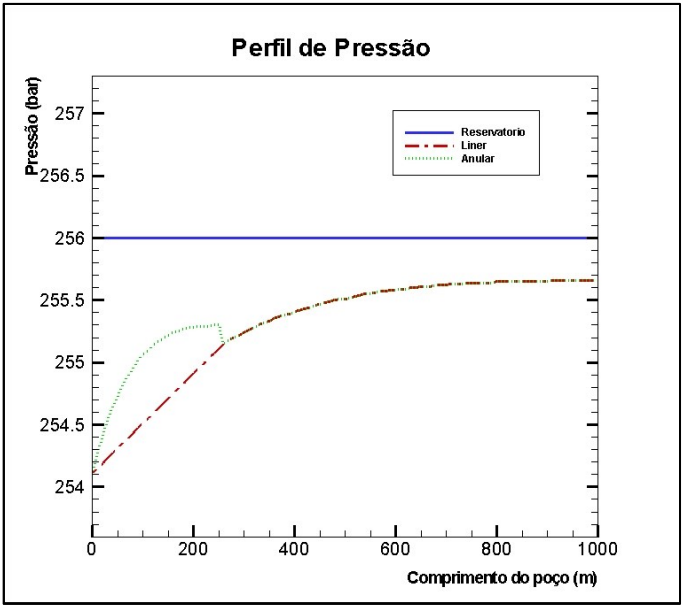

Figura A.6: Distribuição de pressão no poço (bifásico)

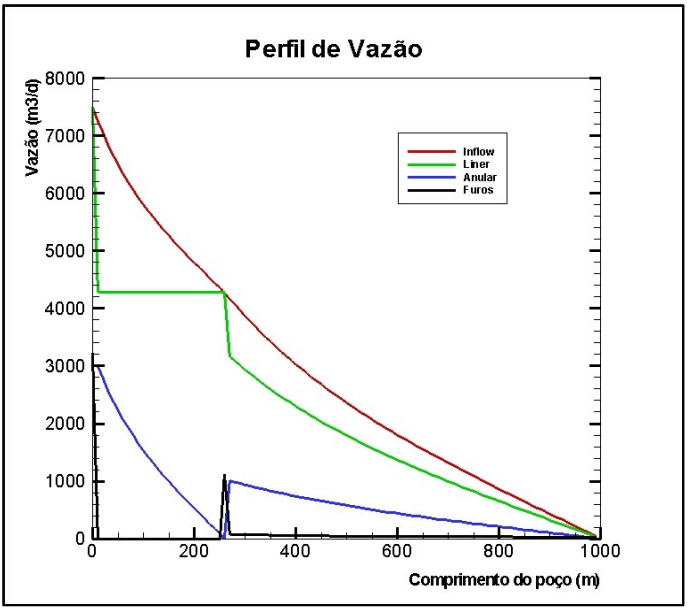

Figura A.7: Distribuição de vazão no poço (bifásico)

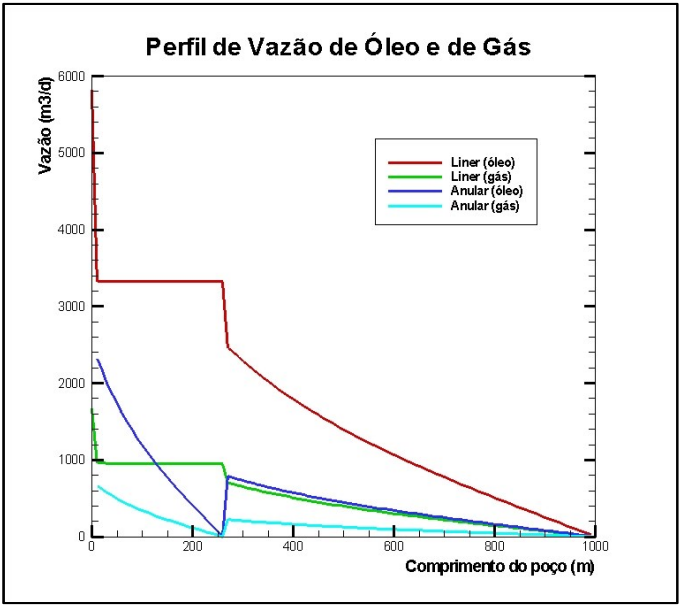

Figura A.8: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico)

A simulação da condição onde o escoamento se torna bifásico em algum ponto do sistema está representada pela Tabela A.3 (dados de entrada) e pelas Figuras A.9, A.10, A.11 e A.12 (resultados).

A Figura A.9 indica que o escoamento no *liner* atinge a pressão de bolha e passa a ser bifásico ao se aproximar dos últimos 150 metros do poço próximo ao calcanhar e no anular isto ocorre somente nos últimos 30 metros, estes pontos de atingimento da pressão de bolha (290 bar), podem ser confirmados também pelo perfil de pressão no poço representado pela Figura A.10, que também mostra a queda linear da pressão no *liner* a partir dos últimos 250 metros no *pack off*.

As Figuras A.11 e A.12 mostram que a vazão total de produção (óleo e gás) é de 146000 m^3/d, sendo aproximadamente 128000 m^3/d de óleo e 18000 m^3/d de gás. Verifica-se ainda na Figura A.12 que apesar de nos últimos 250 metros do *liner* não estar havendo nem entrada e nem saída de fluido, quando se atinge a pressão de bolha nos 150 metros finais do poço, começa o surgimento de gás no *liner* com a consequente diminuição da vazão de líquido, no anular por sua vez a liberação de gás somente é verificada nos últimos 30 metros.

Tabela A.3: Completação *Packed-Off* (transicionando para bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	750
Comprimento do trecho fechado do *liner* (m)	250
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	360
Pressão do calcanhar (bar)	190
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

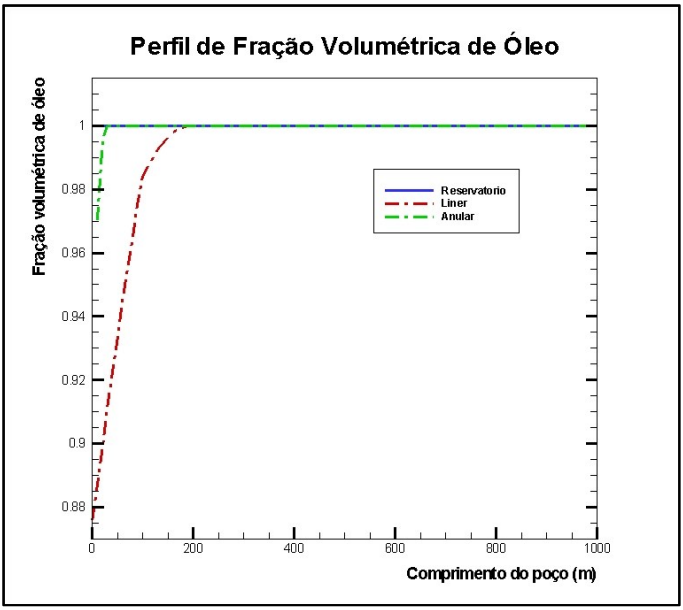

Figura A.9: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico)

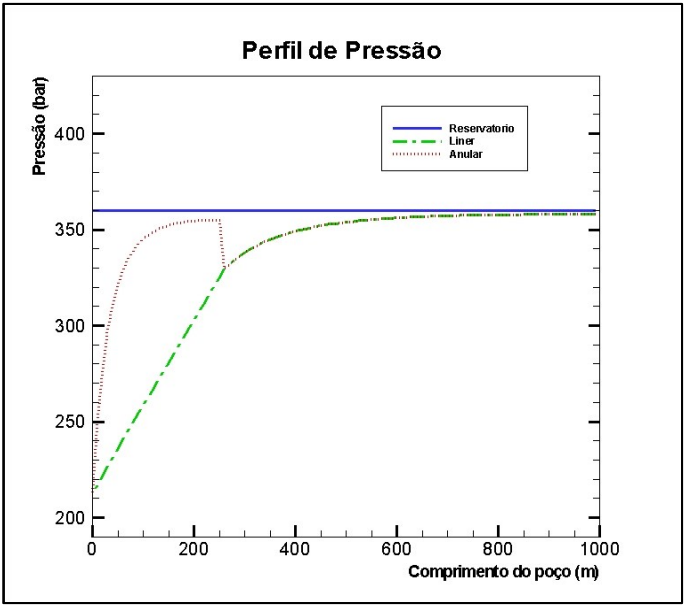

Figura A.10: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico)

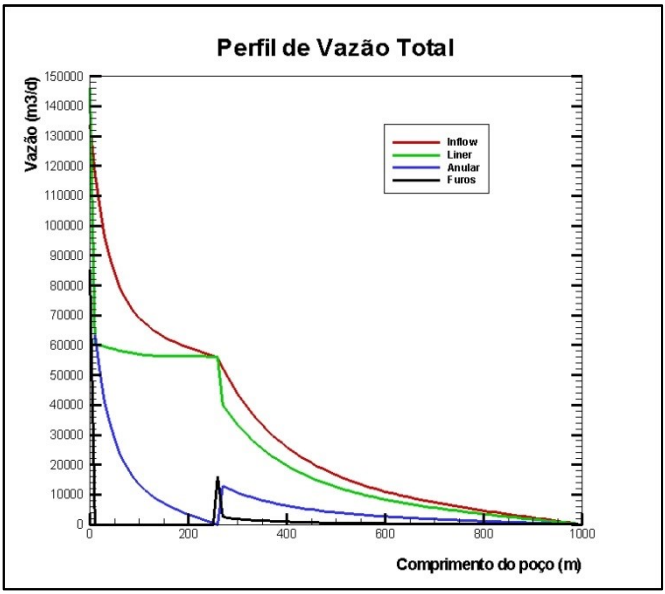

Figura A.11: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico)

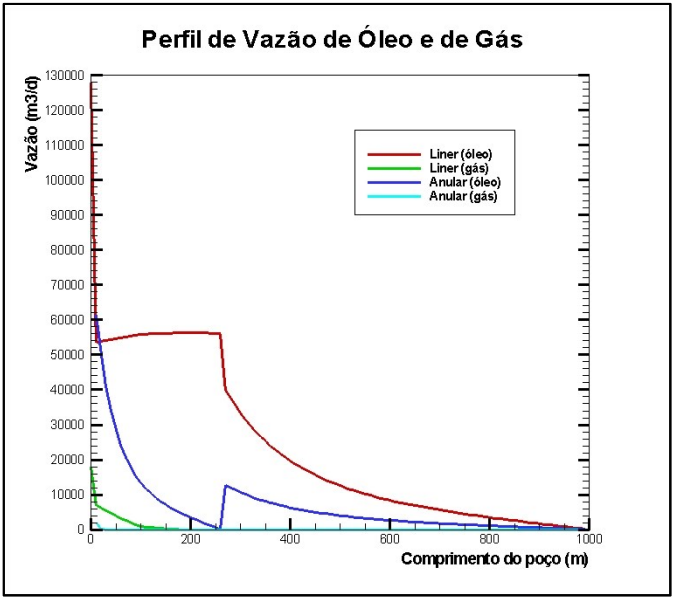

Figura A.12:Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico)

A.2 COMPLETAÇÃO COM MÚLTIPLOS *ICD'S*

Conforme já foi descrito no capítulo 2, o *ICD* (*inflow control device*) é um dispositivo de restrição de fluxo (apresenta uma pequena área aberta ao fluxo), que faz parte da completação do poço, sua função é promover uma uniformização da pressão no anular e consequentemente uma drenagem uniforme do fluido do reservatório evitando a formação de cone de gás ou água. A Figura A.13 ilustra um modelo da discretização deste tipo de completação pelo sistema distribuído.

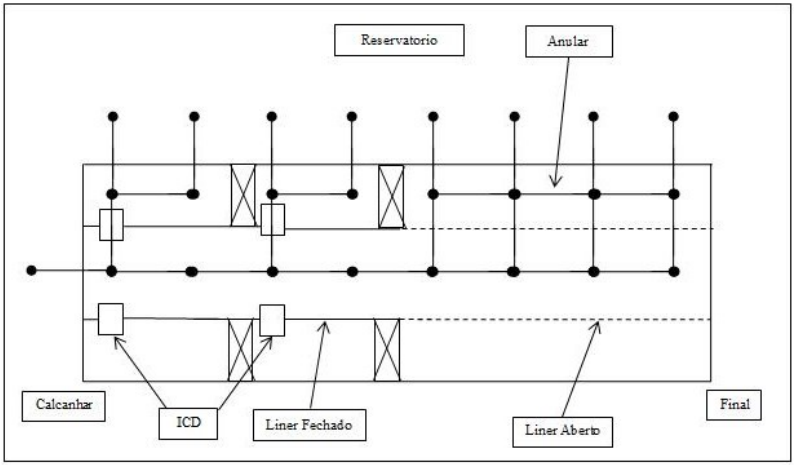

Figura A.13: Discretização da completação com múltiplos *ICD'S*

Nestas simulações considera-se novamente um poço com 1000 metros de comprimento e 6,5" de diâmetro com um *liner* de 5", na modelagem considera-se nos primeiros 500 metros do poço um *liner* com furação uniforme com uma área aberta ao fluxo de 6%, a partir deste ponto instala-se um *packer* no anular e se inicia um *liner* sem furação nos outros 500 metros do poço. Neste outro trecho de 500 metros colocam-se dois *ICD's*, um localizado a 250 metros do calcanhar acompanhado de outro *packer* no anular e por fim o segundo *ICD* localizado no calcanhar do poço, ambos com 0,2% de área aberta ao fluxo.

Os dados de entrada usados na simulação para o caso monofásico com a pressão do reservatório e do calcanhar do poço acima da pressão de bolha estão na Tabela A.4 e os resultados estão nas Figuras A.14,

A.15 e A.16. A fração volumétrica de óleo mostrada na Figura A.14 permanece constante igual a 1, pois se trata de um caso monofásico e a pressão do sistema se encontra acima da pressão de bolha. De acordo com a Figura A.15 verifica-se que devido ao acumulo de fluido no anular, sua pressão aumenta a partir do trecho onde se inicia o *liner* sem furação até chegar ao primeiro *ICD* (a 250 metros do calcanhar), lá ocorre a drenagem do fluido acumulado no anular para o *liner*, aliviando a pressão no anular, a partir daí ocorre novo acréscimo da pressão do anular até o segundo *ICD* no calcanhar do poço. Isto faz com que o reservatório "enxergue" uma pressão mais homogênea no anular e, portanto se tenha uma drenagem mais uniforme do mesmo. Observa-se também que nos trechos onde o *liner* é cego a queda de pressão ao longo do *liner* é linear, pois a vazão ao longo do mesmo é constante (não há fluido vindo do anular).

Na Figura A.16, observa-se que nos trechos com *liner* cego, a vazão na furação é zero, a vazão no *liner* se mantem constante e a vazão no anular cresce rapidamente até chegar aos *ICD´s* onde ocorre toda a drenagem do fluido acumulado no anular. Considerando os mesmos parâmetros de entrada, a produção obtida com este tipo de completação foi de 11500 m^3/d, portanto menor que os 12500 m^3/d obtidos com a completação *packed-off*, e menor ainda que os 13800 m^3/d obtidos com a completação de máxima área aberta.

Tabela A.4: Completação com múltiplos *ICD´s* (monofásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	500
Comprimento do trecho fechado do *liner* (m)	500
Locação do primeiro *ICD* ao longo do poço (m)	750
Locação do segundo *ICD* ao longo do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	3

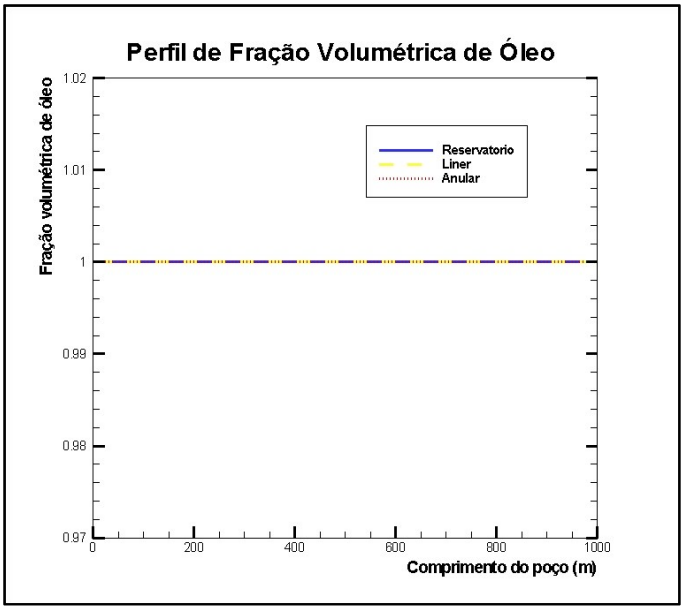

Figura A.14: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico)

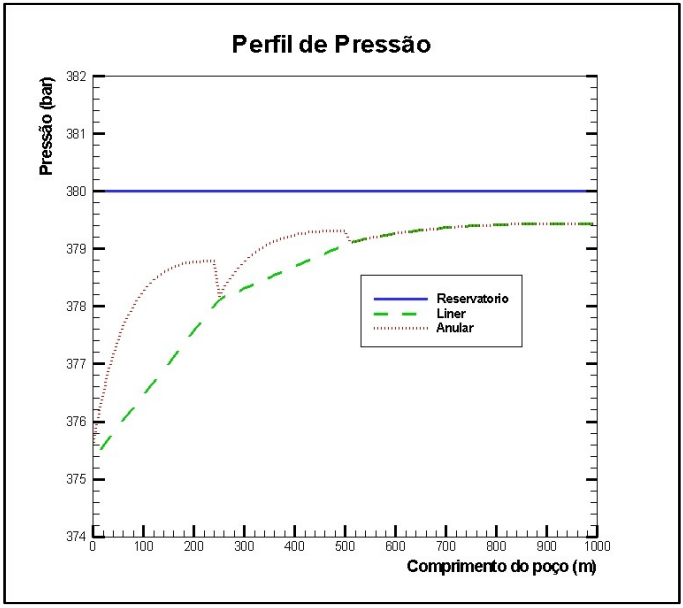

Figura A.15: Distribuição de pressão no poço (monofásico)

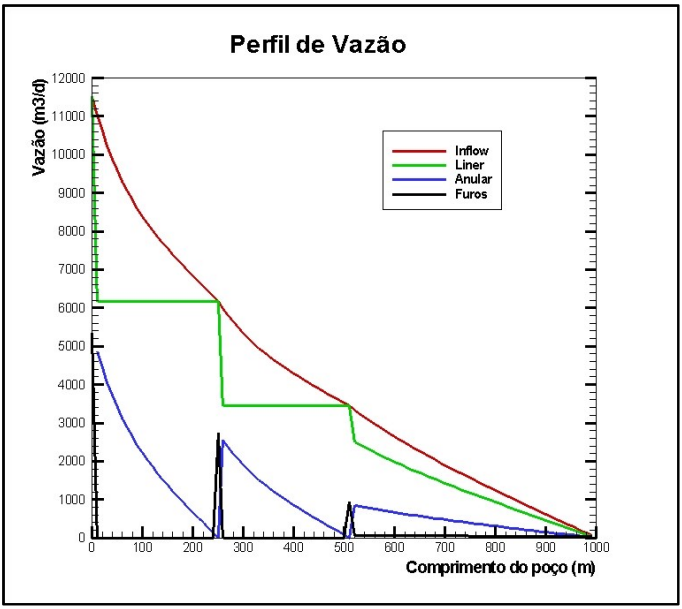

Figura A.16: Distribuição de vazão no poço (monofásico)

A seguir descreve-se a simulação com fluxo bifásico com a pressão do reservatório e do calcanhar do poço abaixo da pressão de bolha, na Tabela A.5 estão os dados de entrada e nas Figuras A.17, A.18, A.19 e A.20, os resultados dessa simulação.

Comparando as Figuras A.17 e A.18, verifica-se que o perfil de fração volumétrica de óleo acompanha o perfil de pressão, à medida que a pressão diminui mais gás é liberado e ao contrário, à medida que a pressão aumenta mais gás entra em solução no óleo. A pressão no anular aumenta a partir do trecho com *liner* cego, devido ao acumulo de fluido no mesmo, vindo a diminuir e retornar ao valor da pressão do *liner* nos *ICD´s* quando então ocorre a drenagem do fluido para o *liner*.

Nas Figuras A.19 e A.20, observa-se que nos trechos com *liner* cego, as vazões de óleo e gás no *liner* se mantem constante e as vazões de óleo e gás no anular crescem rapidamente até que ocorram as drenagens para o *liner* nos *ICD´s* (a 250 metros do calcanhar e no calcanhar). A produção total (óleo e gás) foi de 7200 m^3/d, sendo aproximadamente 5600 m^3/d de óleo e 1600 m^3/d de gás, uma produção praticamente igual à obtida para a completação *packed-off*, para os mesmos dados de entrada.

Tabela A.5: Completação com múltiplos *ICD´s* (bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	500
Comprimento do trecho fechado do *liner* (m)	500
Locação do primeiro *ICD* ao longo do poço (m)	750
Locação do segundo *ICD* ao longo do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	256
Pressão do calcanhar (bar)	254
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	0,9
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	3

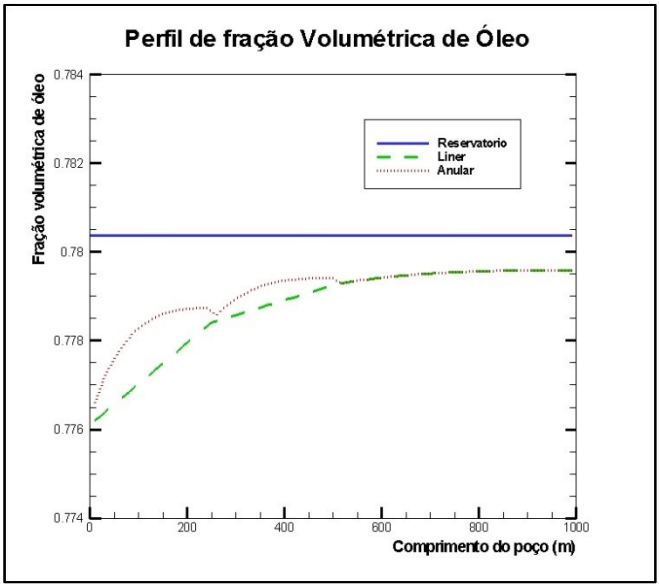

Figura A.17: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico)

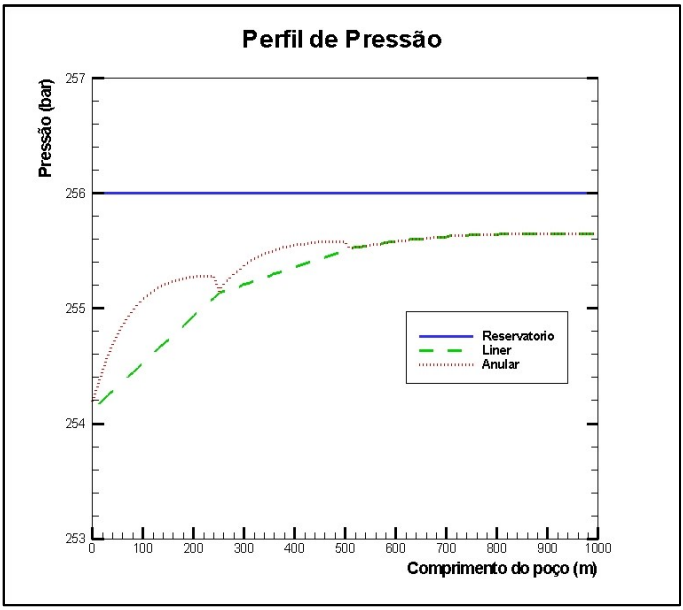

Figura A.18: Distribuição de pressão no poço (bifásico)

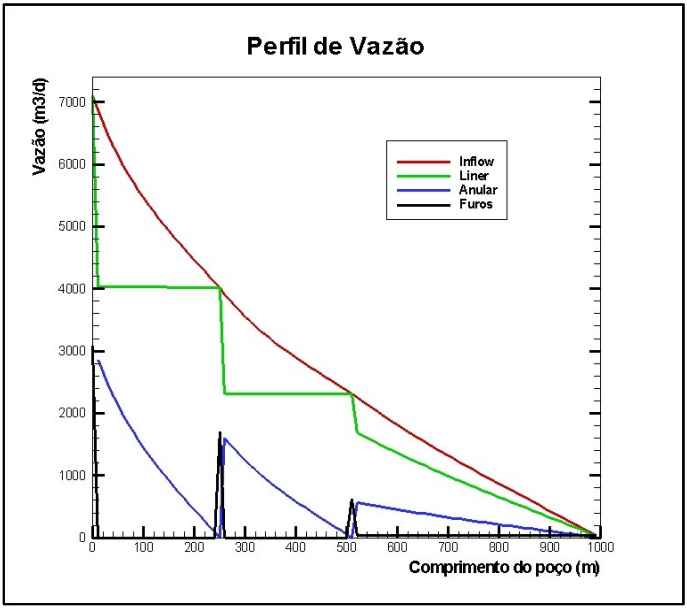

Figura A.19: Distribuição de vazão no poço (bifásico)

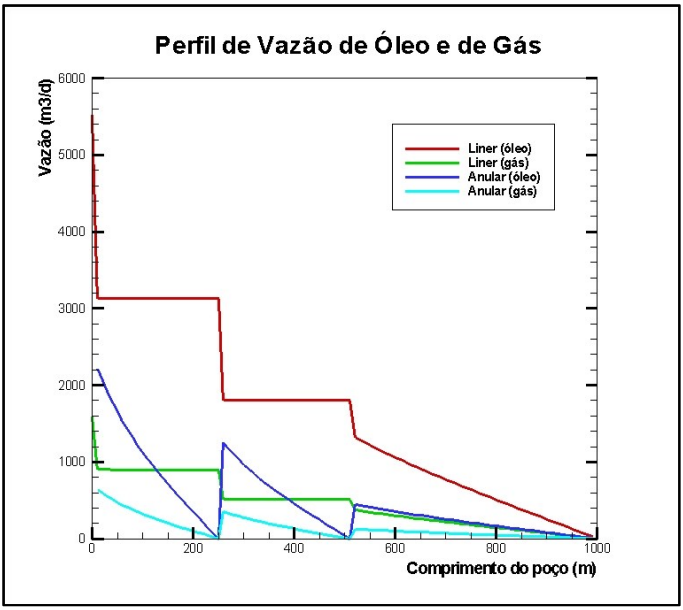

Figura A.20: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico)

A condição onde o escoamento se torna bifásico ao longo do sistema distribuído está representada pela Tabela A.6 (dados de entrada) e pelas Figuras A.21, A.22, A.23 e A.24 (resultados). A Figura A.21 mostra o perfil de fração volumétrica de óleo e nela pode-se verificar que o escoamento no *liner* atinge a pressão de bolha e passa a ser bifásico em torno dos últimos 190 metros do poço em direção ao calcanhar. No anular isto ocorre apenas nos últimos 10 metros do poço, estes pontos podem ser confirmados também pelo perfil de pressão no poço na Figura A.22, onde se verifica que a pressão no *liner* a 190 metros do calcanhar está em torno de 290 bar e a pressão no anular atinge este valor praticamente a 10 metros do calcanhar do poço.

As Figuras A.23 e A.24 mostram que a vazão total de produção (óleo e gás) é de 114000 m^3/d, sendo aproximadamente 100000 m^3/d de óleo e 14000 m^3/d de gás. Verifica-se ainda na Figura A.24 que apesar de nos últimos 250 metros do *liner* não estar havendo nem entrada e nem saída de fluido devido ao fato de ser *liner* sem furação, quando se atinge a pressão de bolha em torno dos 190 metros finais do poço, começa o surgimento de gás no *liner* com a consequente diminuição da vazão de líquido lá. No anular por sua vez a liberação de gás ocorre

somente nos últimos 10 metros do poço e mesmo assim com um valor tão pequeno que se torna imperceptível no gráfico.

Tabela A.6: Completação com múltiplos *ICD´s* (transicionando para bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	500
Comprimento do trecho fechado do *liner* (m)	500
Locação do primeiro *ICD* ao longo do poço (m)	750
Locação do segundo *ICD* ao longo do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	360
Pressão do calcanhar (bar)	190
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	3

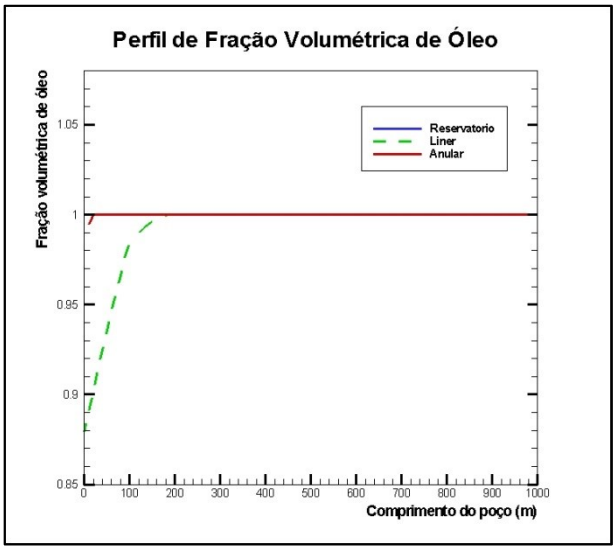

Figura A.21: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico)

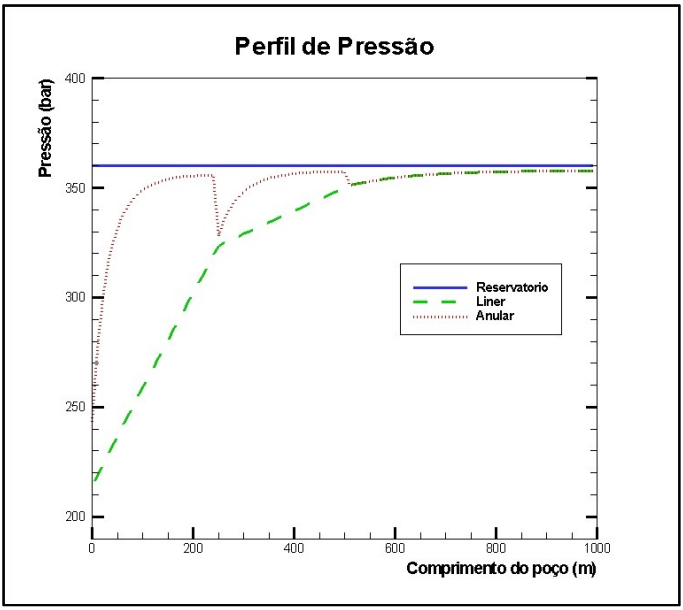

Figura A.22: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico)

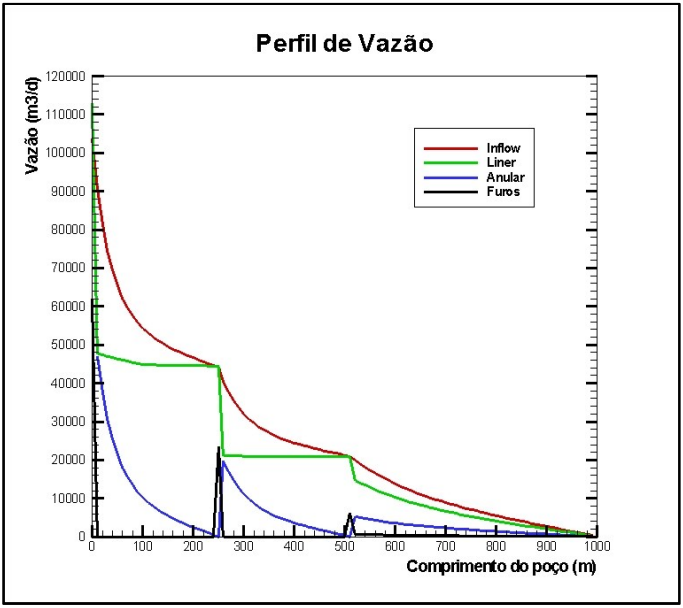

Figura A.23: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico)

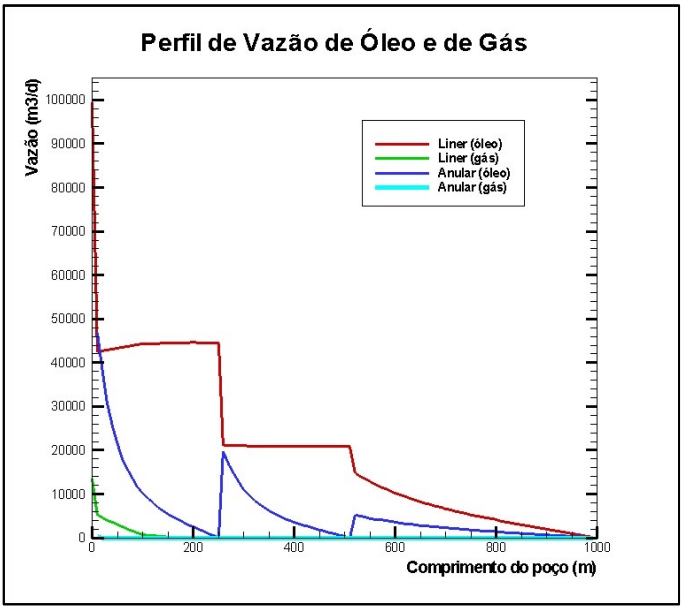

Figura A.24:Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (transicionando para bifásico)

A.3 COMPLETAÇÃO TIPO *STINGER*

Este tipo de completação consiste em dividir o *liner* em duas partes, uma parte é formada de um *liner* perfurado como de uma completação com área máxima aberta ao fluxo e a outra parte chamada de *stinger*, é formada por um *liner* sem perfuração (cego), o fluxo ao longo do anular na primeira parte se dá em direção ao calcanhar do poço e na segunda parte se dá em direção contraria. O objetivo desta completação é novamente manter uma pressão uniforme no anular para possibilitar uma drenagem mais homogênea do reservatório, evitando cone de gás ou de água, aumentando o fator de recuperação do poço, a Figura A.25 ilustra a facilidade da discretização deste tipo de completação pelo sistema distribuído.

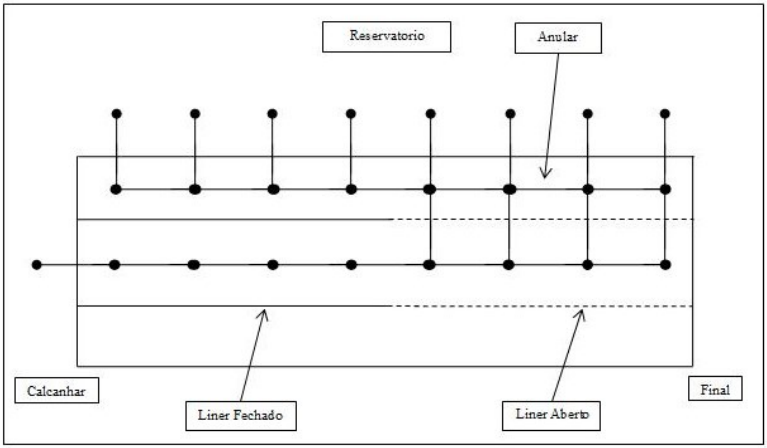

Figura A.25: Discretização da completação tipo *Stinger*

Nas simulações deste tipo de completação considera-se um poço de 1000 metros de comprimento e 6,5" de diâmetro, com um *liner* de 5". O comprimento da parte aberta do *liner* (com a furação máxima de 6%, o que dá 189 furos de 1/2" por metro do *liner*) será de 500 metros e o comprimento do *stinger* (*liner* fechado) será também de 500 metros. A simulação do escoamento monofásico para este tipo de completação está representada pela Tabela A.7 e pelas Figuras A.26, A.27 e A.28.

Tabela A.7: Completação tipo *stinger* (monofásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	500
Comprimento do *stinger* (m)	500
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

A fração volumétrica de óleo de acordo com a Figura A.26 permanece constante igual a 1, pois se trata de um caso monofásico e a pressão do sistema se encontra acima da pressão de bolha, não havendo liberação de gás livre.

Na Figura A.27, verifica-se que o perfil de pressão no anular tende a ser muito mais uniforme que o perfil de pressão no *liner*, pois a pressão no anular diminui gradualmente do final do poço e do calcanhar do poço em direção ao ponto de junção do *liner* fechado com o *liner* aberto, que neste caso é a metade do poço. Já o perfil de pressão no *liner* a partir dessa junção diminui linearmente, pois na parte fechada não há mais entrada de fluido vindo do anular.

Nota-se ainda pela Figura A.27, que a diferença de pressão reservatório-anular é menor na região do *stinger* do que na região com o *liner* perfurado, o que faz com que no calcanhar do poço se tenha uma menor drenagem do reservatório, o que pode ser comprovado pela Figura A.28.

Na Figura A.28, observa-se que a vazão no *liner* vem aumentando gradativamente ao longo da parte aberta e ao chegar ao ponto de junção ela tem um salto, pois neste ponto toda a vazão do anular é transferida para o *liner*, a partir deste ponto seu valor se mantém constante até o calcanhar do poço. No anular a vazão aumenta gradualmente do final do poço e do calcanhar do poço em direção ao ponto de junção, e neste ponto toda esta vazão é transferida para o *liner*. Consegue-se com este tipo de completação, para os dados de entrada fornecidos pela Tabela A.7, uma produção de 5600 m^3/d.

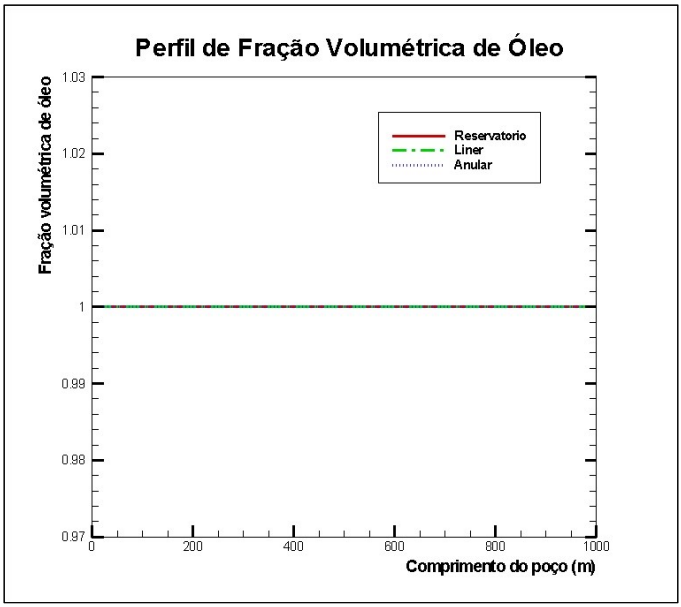

Figura A.26: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico)

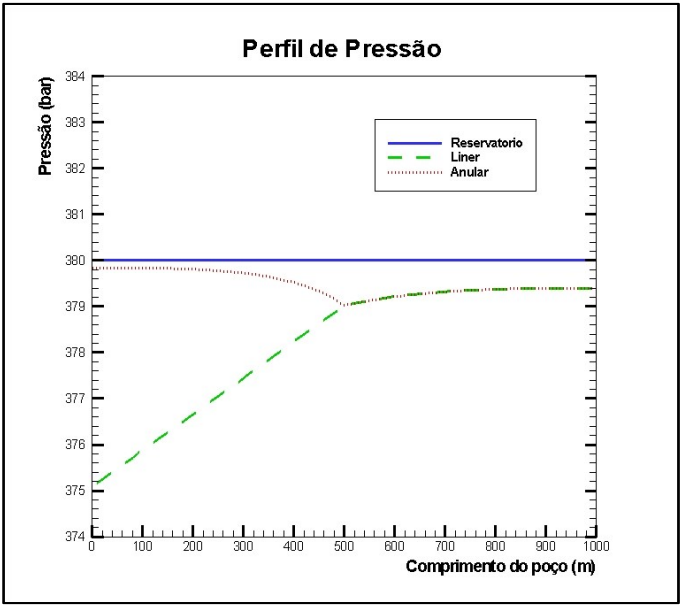

Figura A.27: Distribuição de pressão no poço (monofásico)

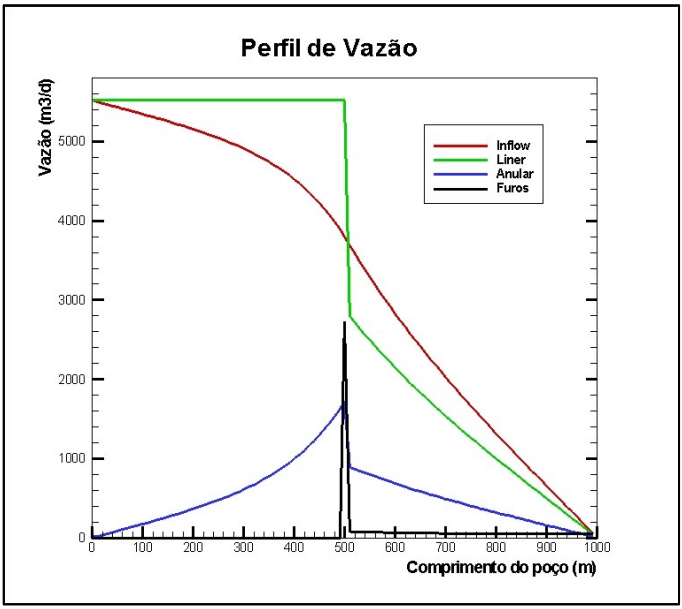

Figura A.28: Distribuição de vazão no poço (monofásico)

Para o caso bifásico, com os dados de entrada de acordo com a Tabela A.8, as Figuras A.29, A.30, A.31 e A.32 mostram os resultados de fração volumétrica de óleo, pressão, vazão total e vazão de óleo e gás, respectivamente.

Comparando as Figuras A.29 e A.30, verifica-se como é esperado, que o perfil de fração volumétrica de óleo tanto no *liner* como no anular acompanha o perfil de pressão.

Da mesma forma que no caso monofásico, o perfil de pressão no anular tende a ser muito mais uniforme que no *liner*, com a pressão no anular diminuindo gradualmente do final do poço e do calcanhar do poço em direção ao centro do poço, e, novamente verifica-se que a região do *stinger* tem um menor *drawdown*.

Nas Figuras A.31 e A.32, observa-se uma produção total (óleo e gás) de 3600 m^3/d, sendo aproximadamente 2800 m^3/d de óleo e 800 m^3/d de gás, uma produção equivalente à metade da obtida para a completação *packed-off*, para os mesmos dados de entrada.

Tabela A.8: Completação tipo *stinger* (bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	500
Comprimento do *stinger* (m)	500
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	256
Pressão do calcanhar (bar)	254
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	0,9
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

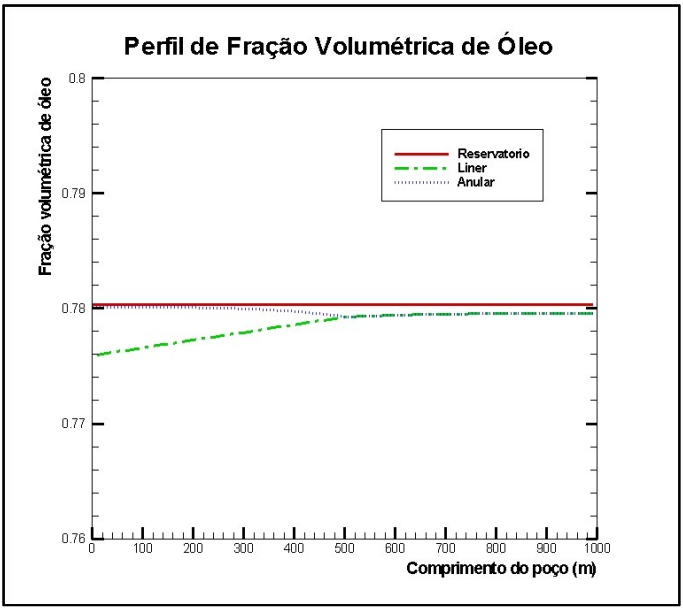

Figura A.29: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico)

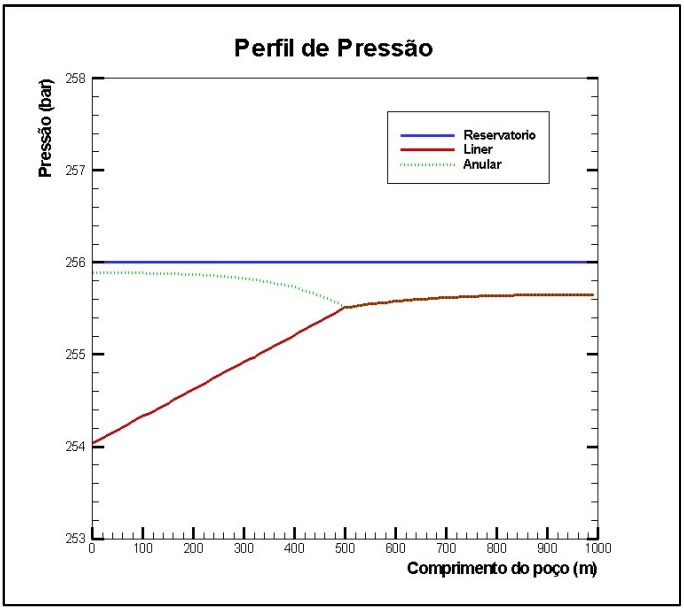

Figura A.30: Distribuição de pressão no poço (bifásico)

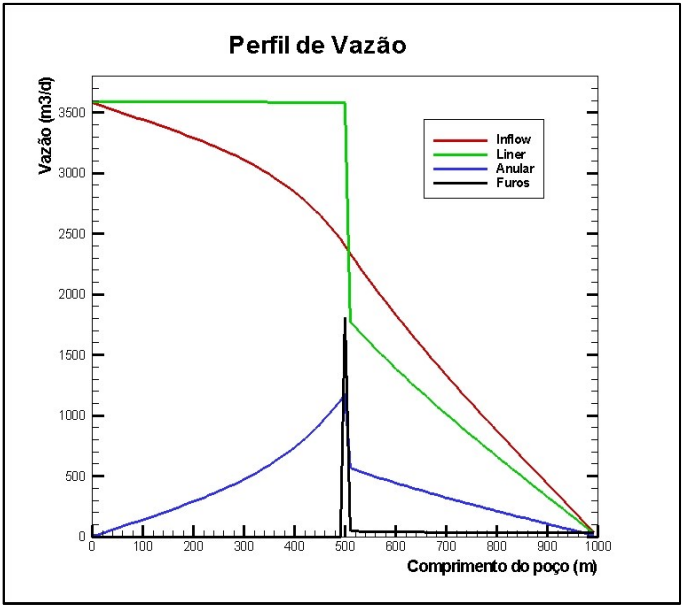

Figura A.31: Distribuição de vazão no poço (bifásico)

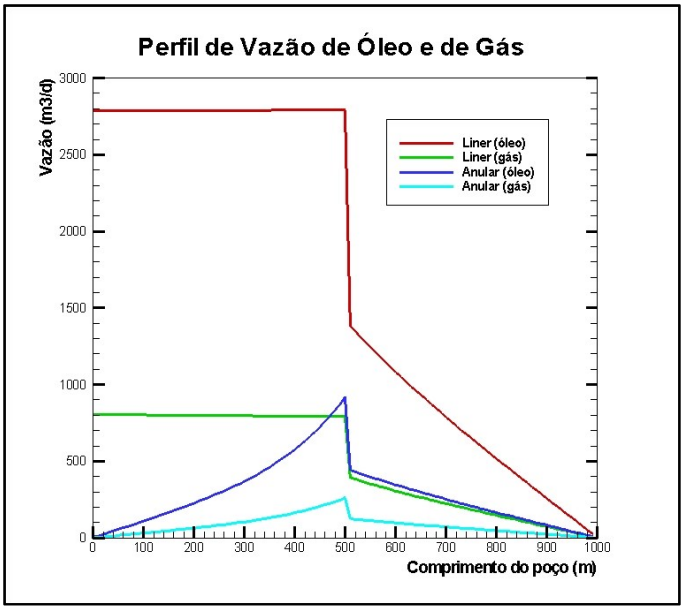

Figura A.32: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico)

Para a simulação da condição onde a pressão atinge o valor do ponto de bolha do fluido ao longo do sistema e o escoamento se torna bifásico, os dados de entrada estão na Tabela A.9 e os resultados são apresentados nas Figuras A.33, A.34, A.35 e A.36.

A Figura A.33 indica que o escoamento no *liner* atinge a pressão de bolha e passa a ser bifásico ao se aproximar dos últimos 340 metros do poço próximo ao calcanhar, já no anular isto não ocorre, sendo sempre escoamento monofásico.

Na Figura A.34 observa-se que a pressão no *liner* decresce linearmente a partir do ponto de junção do *stinger* com a o *liner* de máxima área aberta, e atinge a pressão de bolha do fluido a 340 metros do final do poço. No anular a pressão diminui do final do poço e do calcanhar do poço em direção ao ponto de junção do *stinger* com a o *liner* aberto, quando então atinge seu menor valor que é de 345 bar, bem acima dos 290 bar, que é o ponto de bolha do fluido, o que torna a pressão ao longo do anular bastante próxima da pressão do reservatório, permitindo uma drenagem mais uniforme, mas por outro lado reduzindo razoavelmente a produção do poço.

Verifica-se na Figura A.36 que apesar de nos últimos 500 metros do *liner* não estar havendo nem entrada e nem saída de fluido, quando se atinge a pressão de bolha em torno dos 340 metros do calcanhar do poço, começa o aparecimento de gás no *liner* com a consequente diminuição da vazão de óleo no *liner*. Na Figura A.35 verifica-se que nestes mesmos 340 metros finais a vazão total (óleo mais gás) no liner aumenta, pois o gás livre que se desprende do óleo tem densidade menor e, portanto ocupa um volume maior, além disso, ocorre a expansão do próprio óleo com a diminuição da pressão.

Ainda de acordo com as Figuras A.35 e A.36, no anular não ocorre a liberação de gás, portanto, a vazão de óleo é a vazão total e aumenta de ambos os extremos do poço em direção ao centro do poço, e neste ponto é drenada para o *liner*.

A vazão total de produção (óleo e gás) é de 50000 m^3/d, sendo aproximadamente 42000 m^3/d de óleo e 8000 m^3/d de gás. A completação tipo *stinger*, de todas as completações estudadas até aqui, considerando os mesmos dados de entrada, é a que apresentou a menor produção, isto ocorreu em função dos níveis muito elevados de pressão ao longo do anular neste tipo de completação, tornado o *drawdown* muito baixo quando comparado aos outros tipos de completação.

Além disso, pode ser observado pelas curvas de produção da completação tipo *stinger*, Figuras A.28, A.31 e A.35, que a drenagem do reservatório na região do calcanhar do poço (região do *stinger*) fica menor que no restante do poço, isto ocorre porque este tipo de completação torna o *drawdown* menor nesta região em relação ao restante do poço (pois na região próxima ao calcanhar, a vazão drenada do reservatório se acumula no anular, aumentando a pressão lá), mostrando que esta completação apresenta limitações quanto a ser um bom sistema de equalização de fluxo.

Tabela A.9: Completação tipo *stinger* (transicionando para bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Comprimento do trecho aberto do *liner* (m)	500
Comprimento do *stinger* (m)	500
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	360
Pressão do calcanhar (bar)	190
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	6,5
Diâmetro do *liner* (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta do *liner* (m)	0,00006
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006
Área aberta ao fluxo no *liner* (%)	6

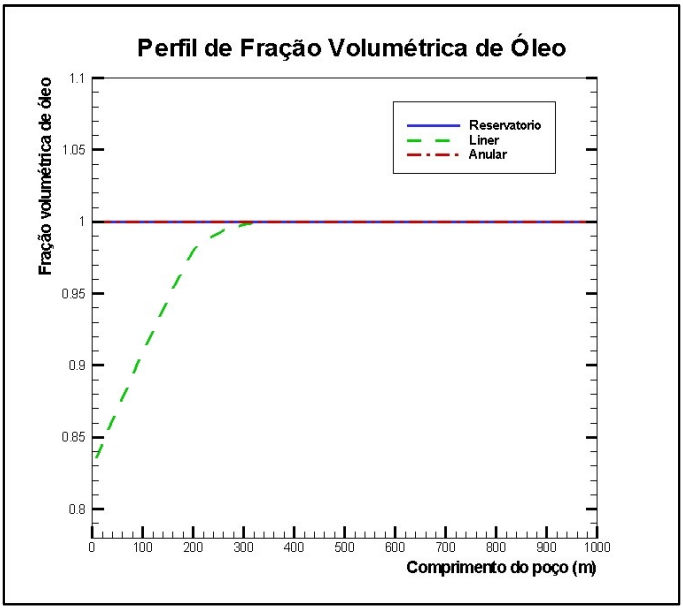

Figura A.33: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico)

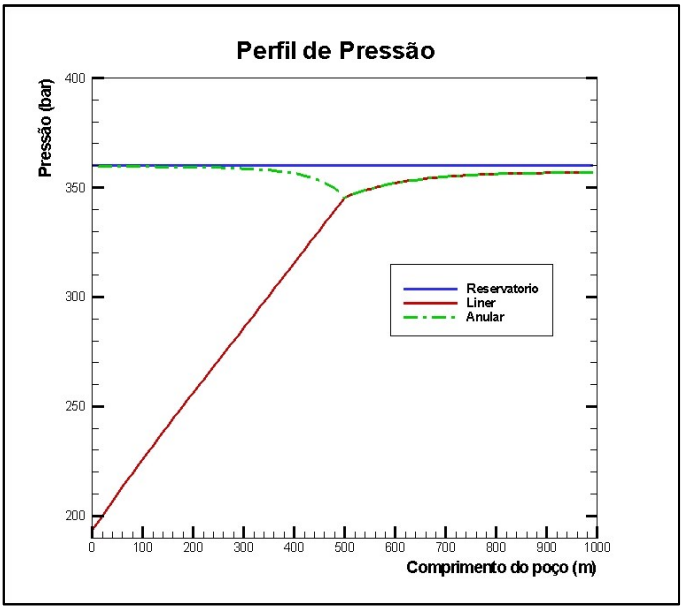

Figura A.34: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico)

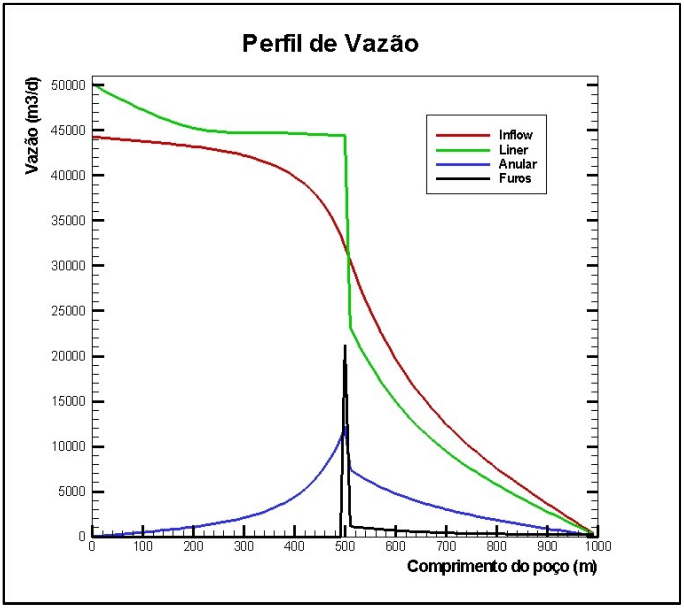

Figura A.35: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico)

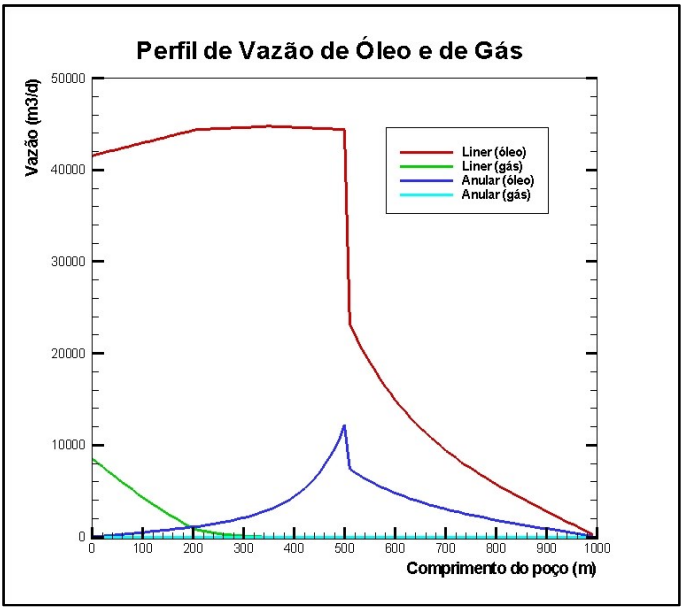

Figura A.36: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico)

A.4 COMPLETAÇÃO A POÇO ABERTO NÃO REVESTIDO

Na completação a poço aberto não revestido, o poço é colocado em produção com as zonas produtoras totalmente abertas, ou seja, sem revestimento, sem *liner* e consequentemente não existe o espaço anular. Este método só é possível em formações de rochas duras e consolidadas, sem risco de desmoronamento. É o método mais antigo e mais barato de completação, pois não há gastos com canhoneio, além da redução no custo com revestimentos, e com o *liner*. A completação a poço aberto não revestido é muito utilizada quando não se tem certeza quanto ao retorno líquido financeiro na produção de petróleo e apresenta a vantagem de facilmente poder ser revertida em outro tipo de completação. As desvantagens e limitações deste tipo de completação são um controle de poço mais difícil durante a operação de completação, falta de seletividade impedindo a correção caso ocorra a produção de fluidos indesejáveis e também a necessidade de frequentes limpezas no poço, caso haja produção de areia.

A Figura A.37 ilustra como é uma discretização deste tipo de completação pelo sistema distribuído. Nas simulações desta completação considera-se um poço de 1000 metros de comprimento, porém agora com 5" de diâmetro ao invés de 6,5", e evidentemente sem o *liner* e nem o anular.

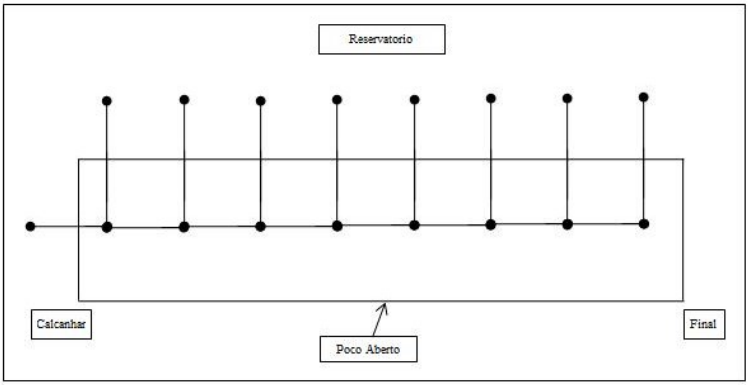

Figura A.37: Discretização da completação a poço aberto não revestido

Os dados de entrada para a simulação do escoamento monofásico neste tipo de completação estão fornecidos na Tabela A.10 e os resultados obtidos estão plotados nos gráficos das Figuras A.38, A.39 e A.40.

Como se trata de simulação monofásica, não ocorre o aparecimento de gás, conforme é mostrado na Figura A.38, onde a fração volumétrica de óleo se mantém constante igual a 1 ao longo de todo o comprimento do poço.

Apesar de aqui não existir um *liner*, que introduz perdas de pressão ao longo do escoamento no poço, obteve-se ao longo do poço uma queda de pressão em torno de 4,9 bar, conforme mostrado na Figura A.39, este valor é maior que os 4,5 bar obtidos na simulação da completação equipada com *liner* de máxima área aberta ao fluxo conforme pode ser visto na Figura 40. A explicação para isso é que aqui o poço possui um diâmetro menor, ou seja, 5" ao invés de 6,5" como adotado anteriormente, portanto as perdas de pressão ao longo do poço aqui serão maiores mesmo não usando o *liner*. Por conta deste maior diferencial de pressão ao longo do poço, a produção foi de 11000 m^3/d (Figura A.40), menor que os 13800 m^3/d (Figura 41) da completação equipada com *liner* de máxima área aberta ao fluxo.

Tabela A.10: Completação a poço aberto não revestido (monofásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	380
Pressão do calcanhar (bar)	375
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006

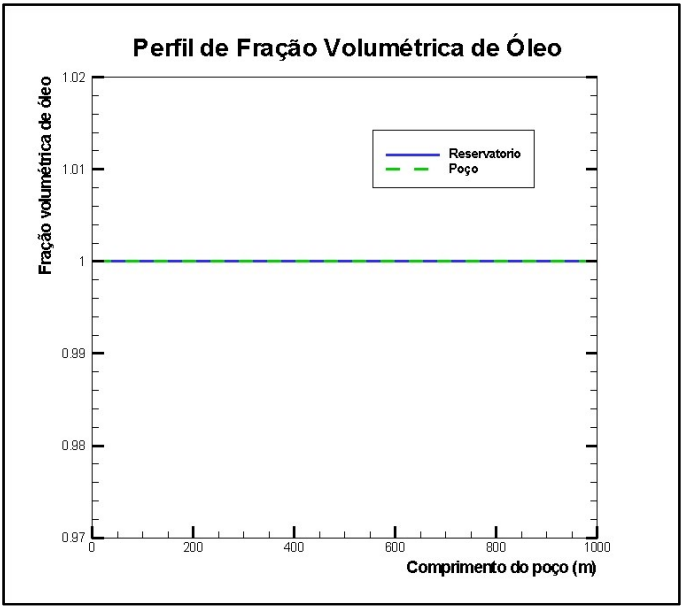

Figura A.38: Fração volumétrica de óleo no poço (monofásico)

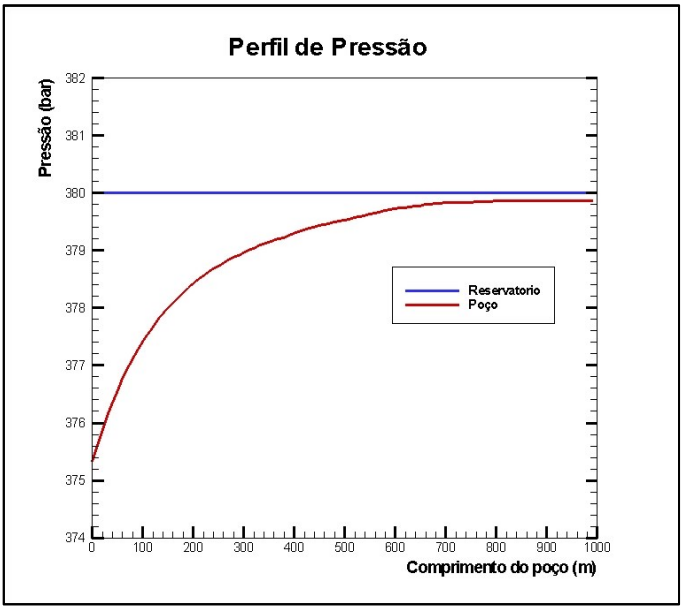

Figura A.39: Distribuição de pressão no poço (monofásico)

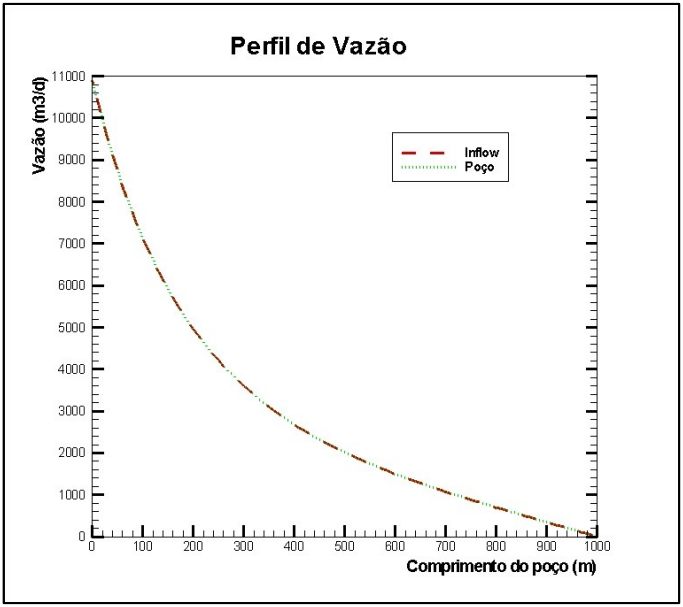

Figura A.40: Distribuição de vazão no poço (monofásico)

Na Tabela A.11 encontram-se os parâmetros utilizados na simulação bifásica (pressão do reservatório e do calcanhar do poço abaixo da pressão de bolha) e nas Figuras A.41, A.42, A.43 e A.44, os resultados dessa simulação.

Pode-se verificar que a fração volumétrica de óleo não é mais constante, pois há liberação de gás ao longo do escoamento e à medida que a pressão diminui a fração volumétrica de óleo também diminui. A pressão diminui ao longo do poço, até atingir a pressão de fundo do poço no calcanhar, com uma queda de pressão de 1,9 bar ao longo do poço. A vazão total aumenta ao longo do poço, atingindo uma produção total (óleo e gás) de 6500 m^3/d, sendo aproximadamente 4000 m^3/d de óleo e 1500 m^3/d de gás.

Tabela A.11: Completação a poço aberto não revestido (bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	256
Pressão do calcanhar (bar)	254
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	0,9
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006

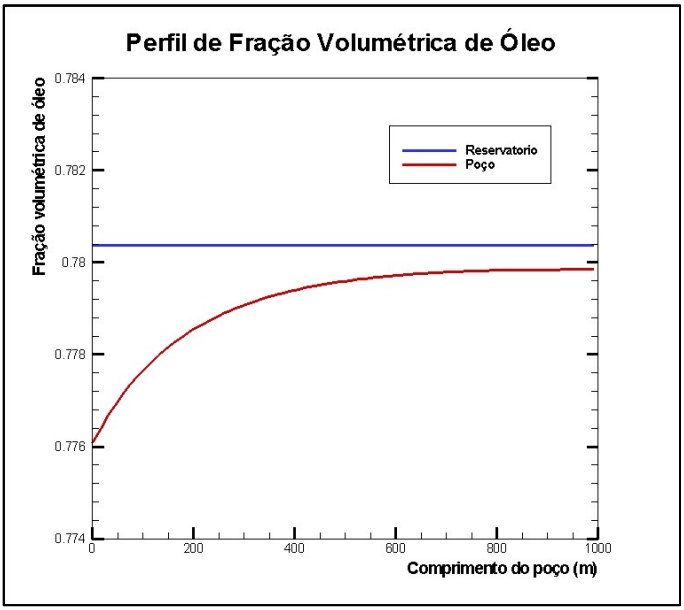

Figura A.41: Fração volumétrica de óleo no poço (bifásico)

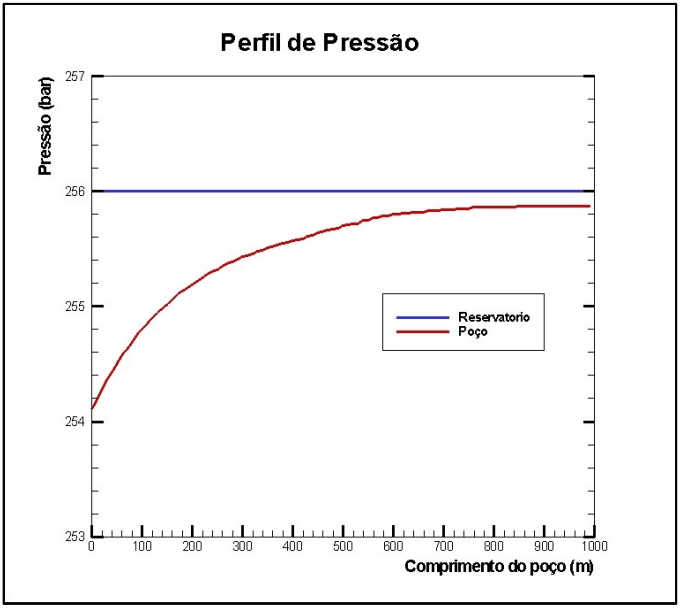

Figura A.42: Distribuição de pressão no poço (bifásico)

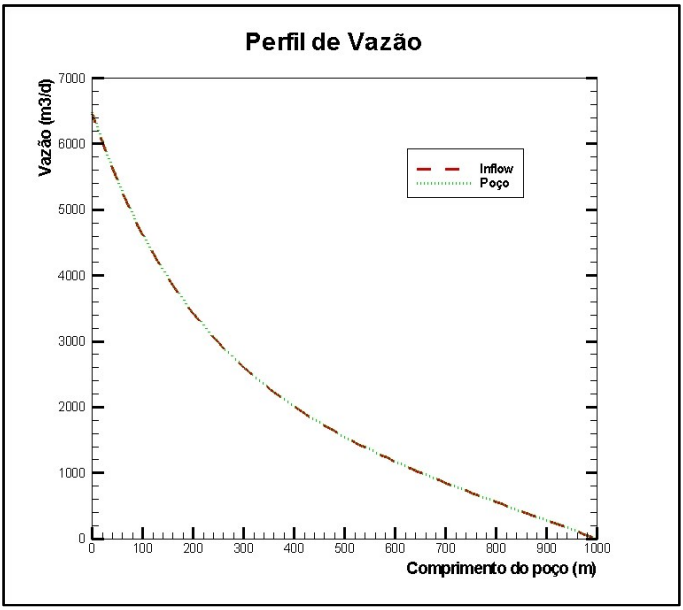

Figura A.43: Distribuição de vazão no poço (bifásico)

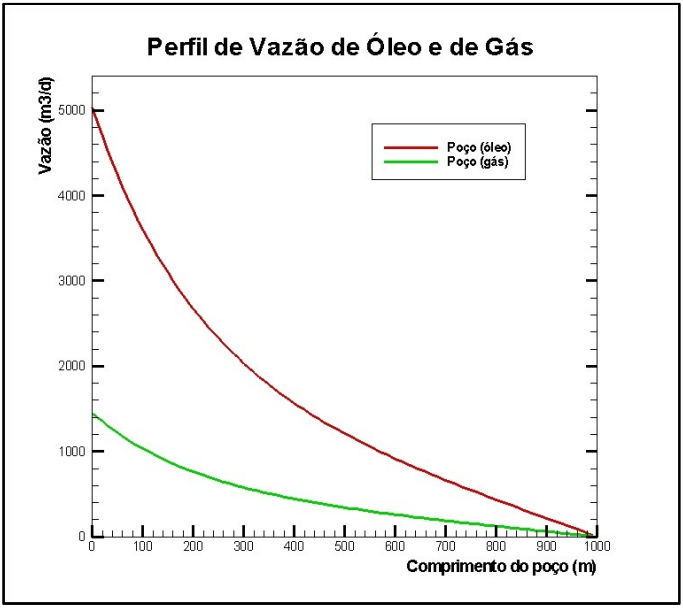

Figura A.44: Distribuição de vazão de óleo e gás no poço (bifásico)

A seguir será apresentada a simulação da condição na qual o reservatório se encontra numa pressão acima da pressão de bolha e o calcanhar do poço se encontra numa pressão abaixo do ponto de bolha, neste caso o escoamento inicialmente monofásico, irá se tornar bifásico em algum ponto ao longo do sistema distribuído.

Na Tabela A.12 estão os dados de entrada e nas Figuras A.45, A.46, A.47 e A.48 os gráficos de fração volumétrica de óleo, perfis de pressão e de vazão (total e por fase).

A Figura A.45 indica que a fração volumétrica de óleo ao longo do poço é igual a 1 até se aproximar dos últimos 40 metros do poço próximo ao calcanhar, onde o escoamento atinge a pressão de bolha e então o escoamento passa a ser bifásico e começa a haver a liberação de gás e, portanto a fração volumétrica de óleo começa a cair. A Figura A.46 mostra que a pressão diminui ao longo do poço, até atingir a pressão de fundo do poço no calcanhar, verifica-se ainda que nos últimos 40 metros atinge-se a pressão de bolha (290 bar), confirmando o ponto de transição para o escoamento bifásico.

De acordo com as Figuras A.47 e A.48, a vazão total de produção (óleo e gás) é de 130000 m^3/d, sendo aproximadamente 118000 m^3/d de óleo e 12000 m^3/d de gás, além disso, verifica-se na Figura A.48 a liberação de gás somente a partir dos últimos 40 metros do poço, confirmando novamente o ponto de surgimento do escoamento bifásico.

Tabela A.12: Completação a poço aberto (transicionando para bifásico)

PARÂMETRO	VALOR
Comprimento do poço (m)	1000
Número de trechos	100
Pressão do reservatório (bar)	360
Pressão do calcanhar (bar)	190
Pressão de bolha (bar)	290
Raio de drenagem do reservatório (m)	20
Diâmetro do poço (in)	5,0
Permeabilidade absoluta do reservatório (mD)	800
Fator de *skin*	1,0
Saturação de óleo no reservatório	1,0
Rugosidade absoluta da formação (m)	0,006

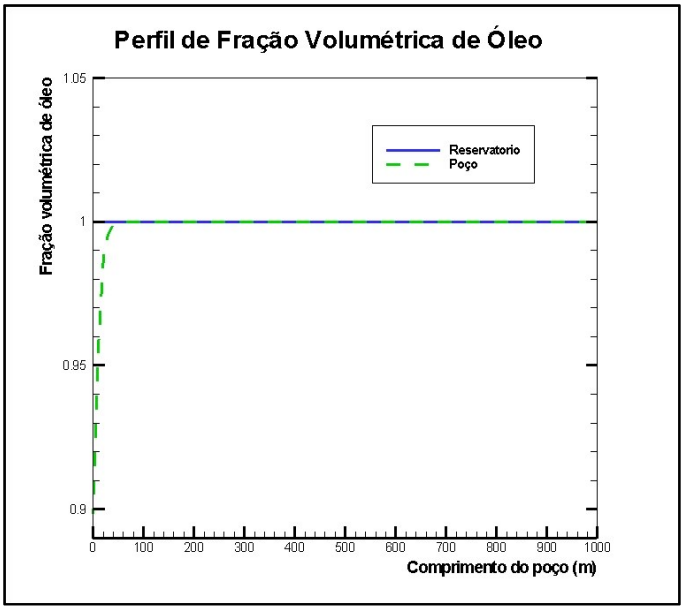

Figura A.45: Fração volumétrica de óleo (transicionando para bifásico)

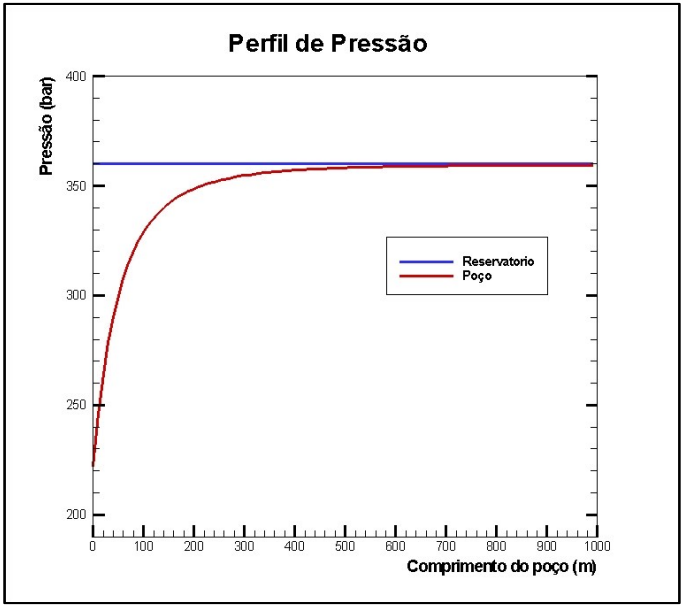

Figura A.46: Distribuição de pressão no poço (transicionando para bifásico)

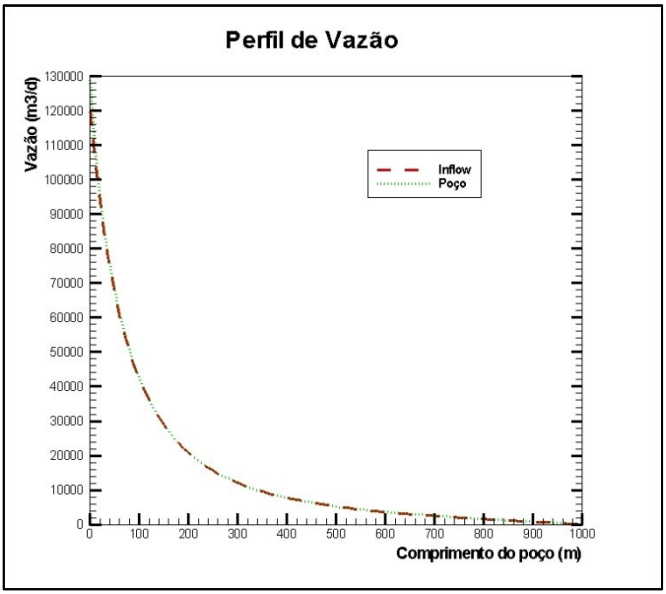

Figura A.47: Distribuição de vazão no poço (transicionando para bifásico)

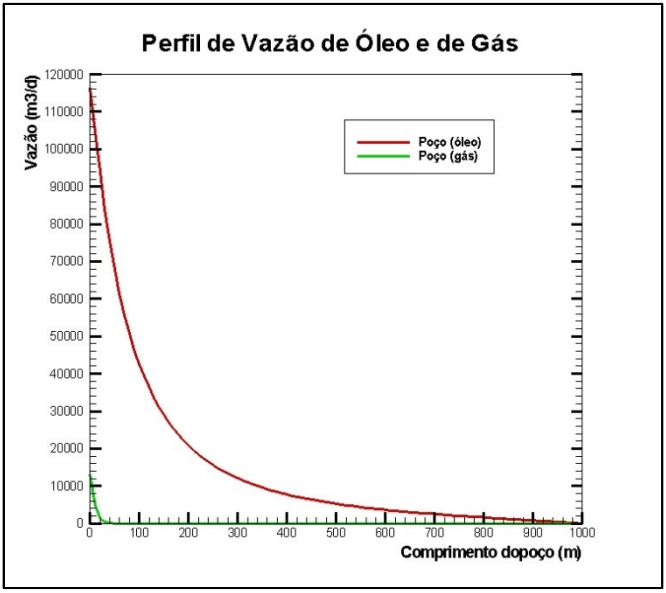

Figura A.48: Distribuição de vazão de óleo e gás (transicionando para bifásico)