



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA

Michele Fripp Lazzari

**DETERMINAÇÃO NUMÉRICA DE ÍNDICES DE
ACOPLAMENTO PARA CONFIGURAÇÕES DE POÇOS
HORIZONTAIS**

Florianópolis

2010

Michele Fripp Lazzari

**DETERMINAÇÃO NUMÉRICA DE ÍNDICES DE
ACOPLAMENTO PARA CONFIGURAÇÕES DE POÇOS
HORIZONTAIS**

Dissertação submetida ao
Programa de Pós Graduação
em Engenharia Mecânica da
Universidade Federal de
Santa Catarina para a
obtenção do Grau de Mestre
em Engenharia Mecânica
Orientador: Prof. Dr. Clóvis
R. Maliska

Florianópolis

2010

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária da
Universidade Federal de Santa Catarina

L432d Lazzari, Michele Fripp

Determinação numérica de índices de acoplamento para
configurações de poços horizontais [dissertação] / Michele
Fripp Lazzari ; orientador, Clovis Raimundo Maliska. -
Florianópolis, SC, 2010.

127 p.: il., grafs., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa

Michele Fripp Lazzari

**DETERMINAÇÃO NUMÉRICA DE ÍNDICES DE
ACOPLAMENTO PARA CONFIGURAÇÕES DE POÇOS
HORIZONTAIS**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica.

Florianópolis, 30 de Novembro de 2010.

Prof. Clovis R. Maliska, Ph.D
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Eduardo Alberto Fancello, D.Sc.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Antônio Fábio Carvalho da Silva, Dr.Eng.
Presidente
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof^ª. Selene Maria de Arruda Guelli Ulson de Souza, Dra.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Celso Peres Fernandes, Dr.Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

“É melhor tentar e falhar, que preocupar-se e ver a vida
passar.
É melhor tentar, ainda que em vão, que sentar-se fazendo
nada até o final.
Eu prefiro na chuva caminhar, que em dias frios em casa
me esconder.
Prefiro ser feliz, embora louco, que em conformidade viver.”

Martin Luther King

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela bênção da vida, pelos dons a mim concedidos e pela força para seguir adiante nos momentos difíceis.

Aos meus pais, Gelson e Silvia, e minhas irmãs, Eleonora e Roberta, por todo o amor incondicional, apoio e incentivo, sempre. A todos os meus demais familiares pelo apoio e torcida.

Ao meu namorado, Bruno, pelo amor, incentivo e companheirismo. Agradeço também à família dele por todo o apoio e carinho.

Às minhas amigas Ana Paula, Fernanda, Mariana, Liz e Dayane, pela amizade e apoio fundamentais.

Aos amigos que esse curso de Mestrado me proporcionou: Álvaro, Cristiano, Fernando, Gustavo, Luigi e Paulo. Agradeço todo o apoio durante as infinitas horas de estudos e pela amizade.

Aos cães, Kurt e Gibbs, que com sua alegria tornaram esta etapa mais divertida.

Ao Professor Clovis R. Maliska, pelo apoio e orientação, fundamentais para a realização deste trabalho.

A toda equipe do laboratório SINMEC, pela parceria e agradável convivência. Em especial aos colegas Gustavo e Victor, pelo conhecimento, auxílio e ideias, que muito contribuíram para a realização deste trabalho.

Ao POSMEC – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e à UFSC, pela estrutura disponibilizada para a realização desta dissertação de Mestrado.

À ANP – Agência Nacional do Petróleo, pelo apoio financeiro através da bolsa de Mestrado concedida.

RESUMO

A busca pelo aumento na produção de óleo tem incentivado o uso de poços horizontais, já que a área de contato neste caso aumenta consideravelmente. Entretanto, não é suficiente apenas ter longos trajetos horizontais do poço, já que existe um tamanho adequado para o qual o poço produz em toda a sua extensão. É fácil compreender que é necessária a existência de um gradiente de pressão entre o início do poço e seu calcanhar (início da parte vertical) para que o escoamento exista, e este gradiente de pressão está vinculado à pressão fornecida pelo reservatório.

Portanto, para resolver o escoamento no interior do poço horizontal, é necessário conhecer a pressão do reservatório, ou seja, é necessário resolver o escoamento no reservatório. Existe então um problema acoplado, dado pela necessidade da solução das equações de Darcy para escoamento no reservatório e da solução das equações de Navier-Stokes do escoamento multifásico no interior do poço.

A questão fundamental neste problema são as diferenças de escalas de tempo e espaço dos problemas. No reservatório tem-se uma malha numérica de dezenas de metros em suas dimensões, enquanto que o diâmetro do poço tem dimensões de centímetros. A malha requerida no reservatório, ao redor do poço, deveria ser extremamente fina para poder captar os reais gradientes existentes e calcular com exatidão a vazão mássica entre reservatório e poço. Para evitar o refino de malha, criam-se os chamados modelos de poços, que procuram representar a física local ao redor dos poços. O modelo de poço nada mais é do que uma relação que forneça a vazão mássica, para uma determinada diferença de pressão reservatório/poço, observadas as características geométricas e físicas da região de escoamento.

A determinação destes modelos pode ser feita experimentalmente ou teoricamente. Neste trabalho, foi

determinado de forma teórica (numérica) o índice que relaciona a vazão mássica ao gradiente de pressão entre poço e reservatório para uma determinada configuração de completação do poço horizontal. Estes índices assim calculados levam em consideração o revestimento de areia (gravel) que é colocado ao redor do poço suportado pela tela metálica, bem como as diferentes permeabilidades da região de canhoneio nos furos do poço horizontal que recebem o escoamento multifásico.

Para a determinação destes índices uma região específica perto dos furos foi escolhida e a solução detalhada do escoamento no meio poroso nesta região foi realizada. Os índices foram calculados utilizando-se o software comercial IMEX (CMG – Computer Modelling Group). Foram utilizadas malhas cartesianas 2D, cujo número de volumes foi determinado a partir de testes de refino e testes paramétricos. Foi escolhido um modelo de fluido bifásico *água-óleo* o qual foi calculado a partir do método IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation).

Determinados estes índices, a solução do problema do reservatório pode então ser realizada em uma malha grosseira, evitando o refino de malha nas vizinhanças do poço e satisfazendo as diversas possibilidades de completação existentes, o que um modelo analítico não contempla.

ABSTRACT

The searching for increasing the oil production has stimulated the use of horizontal wells since the contact area, in this case, considerably rises. However, it is not enough to have long horizontal well ways since there is an adequate size in which the well produces in its extent. It is easy to understand that it is necessary a pressure gradient between the top of the well and its heel (beginning of the vertical part) for the flowing to happen and this pressure gradient is entailed to the pressure supplied by the reservoir. Therefore, to solve the flow inside the horizontal well is necessary to know the reservoir pressure, or rather, it is necessary to solve the flow in the reservoir. There is a coupled problem given by the need of Darcy's equation solutions for the flow in the reservoir and Navier-Stokes equation solutions of the multiphase flow inside the well.

The main issue in this problem is the time scale differences and the space of the problems. In the reservoir there is a numeric grid of dozen of meters in its dimensions while in the well it is necessary a grid along it of few meters or less. Coupling these two problems in a spatial point of view demands the reservoir pressure connection with the transversal section pressures in the well, or rather, it demands a well model that is not more than a relation that gives the mass flow for a certain pressure difference since it was observed the geometrical and physical features of the flow region.

The determination of these models can be done experimentally and theoretically. In this work, the index was determined in a theoretical way (numeric) that relates the mass flow to the pressure gradient between the well and the reservoir for a certain completion configuration of the horizontal well. These indexes calculated, considering the sand coating (gravel) that is put around the well supported by the wire screen as well as different permeability of the perforating region of the horizontal well that receive the multiphase flow.

To determine these indexes a specific region close to the holes that the fluid flows from de reservoir to the wellbore was chosen and the flow detailed solution in the porous media in this region was held. The indexes were calculated using the IMEX commercial software (CMG – Computer Modeling Group). It was used cartesian grids 2D whose volume number was determined from refining tests and parametric tests. It was chosen a water-oil biphasic fluid model which was calculated from IMPES method (Implicit Pressure Explicit Saturation).

After the index being determined the reservoir problem solution can be held in a coarse grid, avoiding refining the grid on the wellbore neighborhoods and satisfying several possibilities of existent completion what an analytic model does not provide.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES.....	3
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	3
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 O PETRÓLEO	5
2.2 PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO	7
2.2.1 POÇOS VERTICAIS E POÇOS HORIZONTAIS.....	8
2.2.2 ÍNDICE DE POÇO (WI) E ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE (IP)	13
2.2.3 MODELO DE POÇO DE PEACEMAN (2D).....	15
2.3 COMPLETAÇÃO DE POÇOS.....	18
2.3.1 TIPOS DE COMPLETAÇÃO	19
2.3.2 GRAVEL-PACK.....	22
2.4 RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO	24
2.4.1 TIPOS DE RESERVATÓRIOS	24
2.4.1.1 ARENÍTICOS	24
2.4.1.2 CARBONÁTICOS	25
2.4.1.3 OUTROS TIPOS	25
2.4.2 PROPRIEDADES BÁSICAS	25
2.4.2.1 POROSIDADE.....	25
2.4.2.2 SATURAÇÃO DE FLUIDOS	27
2.4.2.3 PERMEABILIDADE.....	28
2.4.2.4 MOBILIDADE	32
2.4.3 FLUXO NO MEIO POROSO.....	32
2.4.3.1 LEI DE DARCY	33
2.5 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO.....	35
2.5.1 TIPOS DE SIMULADORES NUMÉRICOS DE FLUXO.....	36
2.5.1.1 TRATAMENTO MATEMÁTICO.....	36
2.5.1.2 NÚMERO DE DIMENSÕES.....	38
2.5.1.3 NÚMERO DE FASES	38
2.5.2 O MÉTODO IMPES.....	38
2.5.3 SIMULADOR COMERCIAL IMEX.....	39
2.5.4 ACOPLAMENTO POÇO – RESERVATÓRIO.....	40
3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	43

3.1	GEOMETRIA DO PROBLEMA.....	43
3.2	EQUAÇÕES GOVERNANTES EM MEIOS POROSOS	48
3.2.1	<i>EQUAÇÃO DA CONSERVAÇÃO DA MASSA (EQUAÇÃO DA CONTINUIDADE)</i>	48
3.2.2	<i>LEI DE DARCY</i>	49
3.3	MODELOS MONOFÁSICOS.....	50
3.4	MODELOS BIFÁSICOS.....	52
3.5	APLICABILIDADE DO ÍNDICE DE ACOPLAMENTO	54
4.	FORMULAÇÃO NUMÉRICA	59
4.1	MODELO DE FLUIDO	59
4.2	MALHAS.....	60
4.3	TIPOS DE RESERVATÓRIOS.....	60
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	63
5.1	REGIME PERMANENTE	63
5.2	TESTE DE REFINO.....	65
5.3	TESTES PARAMÉTRICOS.....	69
5.3.1	<i>TESTE: VARIAÇÃO DE H (gradiente de pressão constante)</i> 70	
5.3.2	<i>TESTE: VARIAÇÃO DE H (ΔP constante)</i>	72
5.3.3	<i>TESTE: VARIAÇÃO DE L</i>	76
5.3.4	<i>TESTE: VARIAÇÃO DE L E H MANTENDO R CONSTANTE</i>	78
5.4	RESERVATÓRIO COM REGIÕES DE DIFERENTES PERMEABILIDADES – TESTE K	80
5.5	GRAVEL-PACK – TESTE G	84
5.6	FALHAS GEOLÓGICAS – TESTE F	88
5.7	TESTE DE VALIDAÇÃO	92
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
6.1	CONCLUSÕES GERAIS	97
6.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	97
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. DIFERENÇA DA ORDEM DE GRANDEZA DAS MALHAS DO PROBLEMA ..	2
FIGURA 2. MALHAS DO RESERVATÓRIO E DO POÇO.....	2
FIGURA 3. RELAÇÕES ESPACIAIS ENTRE ROCHAS GERADORAS, RESERVATÓRIOS E SELANTES. FONTE: HTTP://HPQC.BLOGSPOT.COM	5
FIGURA 4. PETRÓLEO CRU.	6
FIGURA 5. EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR <i>FONTE:</i> HTTP://HHENKELS.BLOGSPOT.COM	7
FIGURA 6. TIPOS DE CONFIGURAÇÕES DE POÇOS. <i>FONTE:</i> HTTP://MARCELOFRANKLIN.BLOGSPOT.COM	8
FIGURA 6. REGIÕES DRENADAS POR UM POÇO VERTICAL E POR UM POÇO HORIZONTAL. <i>FONTE:</i> MIRANDA, 2009.	9
FIGURA 8. POÇO HORIZONTAL REVESTIDO. <i>FONTE:</i> HTTP://WWW.QGDOPETROLEO.COM	10
FIGURA 9. ESQUEMA DE UM POÇO HORIZONTAL COM COMPLETAÇÃO DO TIPO FRATURAMENTO HIDRÁULICO. <i>FONTE:</i> RODRIGUES <i>ET AL.</i> , 2007.....	11
FIGURA 10. POÇO HORIZONTAL EM RESERVATÓRIO COM FRATURAS ARTIFICIAIS VERTICAIS. <i>FONTE:</i> MIRANDA, 2009.	11
FIGURA 11. ILUSTRAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UM POÇO COM VÁRIOS TRECHOS HORIZONTAIS DRENANDO DIFERENTES ZONAS. <i>FONTE:</i> MIRANDA, 2009.....	12
FIGURA 12. VOLUME DE CONTROLE NO PLANO XY. <i>FONTE:</i> RIBEIRO, 2010... ..	17
FIGURA 13. TIPOS DE ZONAS EXPLOTADAS: (A) SIMPLES, (B) SELETIVA E (C) DUPLA. <i>FONTE:</i> RODRIGUES <i>ET AL.</i> , 2007.	20
FIGURA 15. ESTRUTURAS DE TELAS METÁLICAS PARA CONTROLE DE AREIA. <i>FONTE:</i> CATÁLOGO WEATHERFORD	23
FIGURA 16. ESQUEMA DA POROSIDADE DE ROCHAS RESERVATÓRIO: POROS VAZIOS (À ESQ.) E POROS CONTENDO ÓLEO (À DIR.). <i>FONTE:</i> HTTP://OILANDGASINTEREST.COM	26
FIGURA 17. ESQUEMA DA PERMEABILIDADE EM ROCHAS RESERVATÓRIO. <i>FONTE:</i> HTTP://OILANDGASINTEREST.COM	29
FIGURA 19 – AVANÇO DE TEMPO NO MÉTODO IMPES. <i>FONTE:</i> RIBEIRO, 2010.	38
FIGURA 21. GEOMETRIA DO PROBLEMA	44
FIGURA 22. REGIÕES OU MÓDULOS DE UM RESERVATÓRIO	44
FIGURA 23. REPRESENTAÇÃO DA REGIÃO DE UM RESERVATÓRIO ABORDADA NO MÓDULO PROPOSTO. <i>FONTE:</i> CATÁLOGO WEATHERFORD	45

FIGURA 24. REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UM DOS MÓDULOS PROPOSTOS DO RESERVATÓRIO E AS CONDIÇÕES DE CONTORNO ESTABELECIDAS.....	46
FIGURA 25. CAMPO DE PRESSÕES – MALHA 100x100, OBTIDO NO IMEX®...	47
FIGURA 26. BALANÇO DE MASSA EM UM VOLUME DE CONTROLE	55
FIGURA 27. VAZÃO DE INJEÇÃO E PRODUÇÃO DE ÁGUA VS. TEMPO	65
FIGURA 28. VAZÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA VS. N° DE VOLUMES DA MALHA .	67
FIGURA 29. ÍNDICE DE ACOPLAMENTO VS. N° DE VOLUMES DA MALHA	67
FIGURA 32. ÍNDICE DE ACOPLAMENTO VS. RAZÃO L/H – VARIANDO H (DELTA P CONSTANTE)	73
FIGURA 33. COMPARAÇÃO ENTRE AS CURVAS DE VARIAÇÃO DO IA COM A RAZÃO L/H OBTIDAS A PARTIR DE TESTES COM DP/DY CONSTANTE E DELTA P CONSTANTE	74
FIGURA 34. VAZÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA VS. ALTURA DO MÓDULO	75
FIGURA 35. VARIAÇÃO DA VAZÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA COM A DIFERENÇA DE PRESSÃO E A ALTURA DO MÓDULO	75
FIGURA 37. ÍNDICE DE ACOPLAMENTO VS. LARGURA DO MÓDULO	79
FIGURA 38. ESQUEMA DA DISTRIBUIÇÃO DAS PERMEABILIDADES NO RESERVATÓRIO SIMULADO	80
FIGURA 41. ESQUEMA DO RESERVATÓRIO SIMULADO (K1) E SUA COMPLETAÇÃO (GRAVEL-PACK - K2)	85
FIGURA 42. VARIAÇÃO DO ÍNDICE DE ACOPLAMENTO COM O AUMENTO DO MÓDULO SIMULADO	87
FIGURA 43. CAMPO DE PRESSÕES [kPa] EM UM RESERVATÓRIO CUJO POÇO POSSUI COMPLETAÇÃO DO TIPO GRAVEL-PACK.....	88
FIGURA 44. ESQUEMA DO RESERVATÓRIO SIMULADO (K1) COM UMA FALHA (K2)	89
FIGURA 46. CAMPO DE PRESSÕES [kPa] EM UM RESERVATÓRIO COM FALHAS GEOLÓGICAS	92

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. PROPRIEDADES RESERVATÓRIO UTILIZADO NO TESTE DE REGIME PERMANENTE.....	64
TABELA 2. PROPRIEDADES DO FLUIDO UTILIZADO NO TESTE DE REGIME PERMANENTE.....	64
TABELA 3. DIMENSÕES DO MÓDULO E CONDIÇÕES DE CONTORNO UTILIZADAS – TESTE REGIME PERMANENTE.....	65
TABELA 5. DADOS DA MALHA UTILIZADA NO TESTE DE REFINO	66
TABELA 7. VALORES P_R E MALHA UTILIZADA PARA CADA H	70
TABELA 8. LARGURA DO MÓDULO E VALOR DP/DY – TESTE PARAMÉTRICO....	71
TABELA 10. VALORES DP/DY E MALHA UTILIZADA PARA CADA H	72
TABELA 11. MALHA E RAZÃO L/H UTILIZADA PARA CADA L	76
TABELA 12. VALORES DP/DY , CONDIÇÕES DE CONTORNO E MALHA UTILIZADA – TESTE PARAMÉTRICO	77
TABELA 13. VALORES RAZÃO L/H E CONDIÇÕES DE CONTORNO UTILIZADAS – TESTE DE VARIAÇÃO L E H MANTENDO R CONSTANTE.....	78
TABELA 14. VALORES DP/DY UTILIZADOS PARA CADA L E H	78
TABELA 16. DIMENSÕES DOS MÓDULOS E MALHA UTILIZADA	83
TABELA 17. VALORES DAS PERMEABILIDADES RELATIVAS ÀS REGIÕES CONTIDAS NA FIGURA 44.....	86
TABELA 19. DIMENSÕES DOS MÓDULOS E MALHA UTILIZADA	89
TABELA 20. VALORES DAS PERMEABILIDADES RELATIVAS ÀS REGIÕES CONTIDAS NA FIGURA 46.....	90
TABELA 21. VALORES UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES REFERENTES AO TESTE DE VALIDAÇÃO.....	93
TABELA 22. RESULTADOS OBTIDOS NAS SIMULAÇÕES REALIZADAS NO TESTE DE VALIDAÇÃO.....	93

SIMBOLOGIA

Latinos

A	Área transversal ao escoamento	[m ²]
g	Aceleração da gravidade	[m/s ²]
\vec{g}	Vetor gravitacional	[m/s ²]
h	Altura da falha geológica presente no reservatório (Capítulo 5)	[m]
h	Espessura do reservatório (Capítulo 2)	[m]
h_1, h_2	Alturas do leito no experimento de Darcy	[m]
H	Altura do módulo do reservatório	[m]
IP	Índice de Produtividade	[m ³ .kgf/cm ² .d]
IA	Índice de Acoplamento	[m ³ .kgf/cm ² .d]
k	Permeabilidade Absoluta	[mD]
$\underline{\underline{k}}$	Tensor Permeabilidade Absoluta	[mD]
k_r	Permeabilidade Relativa	adimensional

K	Constante de proporcionalidade (Equação 2.20)	
L	Comprimento do Poço	[m]
L	Comprimento do trecho horizontal (Figura 7b)	[m]
L	Largura do módulo do reservatório (Capítulos 3 e 5)	[m]
L	Comprimento entre a entrada e a saída (Equação 2.20 e Figura 21)	[m]
l	Espessura da falha geológica (Capítulo 5)	[m]
\dot{m}	Fluxo mássico	[kg/s]
P	Pressão	[kPa]
P	Pressão do reservatório (Capítulo 2)	[kPa]
P_p	Pressão de fundo de poço (Capítulo 2)	[kPa]
P_p	Pressão de um determinado bloco da malha do reservatório	[kPa]

P_R	Pressão do reservatório	[kPa]
P_w	Pressão de fundo de poço (Capítulos 3 e 5)	[kPa]
q	Vazão volumétrica	[m ³ /d]
r	Coordenada radial	[m]
r_e	Raio de drenagem	[m]
r_w	Raio do poço	[m]
r_{eq}	Raio equivalente	[m]
R	Razão entre a largura e a altura do módulo (L/H)	adimensional
S, S_f	Saturação	[m ³ /m ³]
t	Tempo	[d]
Δt	Passo de tempo	[s]
u e v	Componentes do vetor Velocidade	[m/s]
\vec{v}, v	Vetor Velocidade de Darcy	[m/s]
V	Volume	[m ³]
V_t	Volume total	[m ³]
V_v	Volume de vazios	[m ³]

V_f	Volume ocupado pelo fluido	$[m^3]$
V_p	Volume poroso	$[m^3]$
\vec{V}	Vetor Velocidade	$[m/s]$
WI	Índice de Poço – <i>Well Index</i>	adimensional
x, y e z	Sistema de Coordenadas Cartesianas	$[m]$
dx, dy e dt	Diferenciais infinitesimais de cada variável espacial e a variável temporal	$[m], [m]$ e $[s]$
dx e dy	Dimensões do volume de integração da malha (Capítulo 5)	$[m]$ e $[m]$

Gregos

Δ	Referente a uma Diferença de Valores de uma Determinada Variável	
λ	Mobilidade	mD/cP
μ	Viscosidade Dinâmica	cP
π	Ente Matemático cujo valor é uma constante igual a 3,14	
ρ	Massa Específica	$[kg/m^3]$

ϕ	Porosidade	$[\text{m}^3/\text{m}^3]$
γ	Peso específico do fluido	$[\text{N}/\text{m}^3]$

Subíndices

w	Água
α	Fase Qualquer
i	Volume de Controle Genérico
o	Óleo
or	Óleo residual
P	Volume de Controle em questão
p	Poço
T	Totalidade de Água+Óleo
n, s, w e e	Fronteiras do Volume de Controle
N, S, W e E	Volumes de Controle Vizinhos

Operadores Especiais

∇	Operador Nabla
$\frac{\partial}{\partial x}$	Derivada Parcial com relação à coordenada x

$\frac{\partial}{\partial y}$ Derivada Parcial com relação à coordenada y

$\frac{\partial}{\partial t}$ Derivada Parcial com relação ao tempo

Siglas

CFL Número de Courant-Friederichs-Levy

IMEX Implicit Explicit *Black Oil* Simulator

IMPES Método Iterativo de Solução do Escoamento Bifásico sendo a Pressão Implícita e Saturação Explícita – IMplicit Pressure Explicit Saturation

SINMEC Laboratório de Simulação Numérica em Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor

1.1 MOTIVAÇÃO

A busca pelo aumento na produção de óleo tem incentivado o uso de poços horizontais, já que a área de contato neste caso aumenta consideravelmente. Entretanto, não é suficiente apenas ter longos trajetos horizontais de poço, já que existe um tamanho adequado para o qual o poço produz em toda a sua extensão.

É fácil compreender que é necessária a existência de um gradiente de pressão entre o início do poço e seu calcanhar (início da parte vertical) para que o escoamento exista, e este gradiente de pressão está vinculado à pressão fornecida pelo reservatório. Portanto, para resolver o escoamento no interior do poço horizontal é necessário conhecer a pressão do reservatório, ou seja, é necessário resolver o escoamento no reservatório. Existe, então, um problema acoplado, dado pela necessidade da solução das equações de Darcy para escoamento no reservatório e da solução das equações de Navier-Stokes do escoamento multifásico no interior do poço.

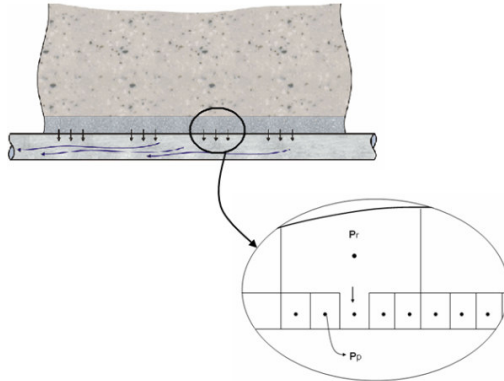


Figura 1. Diferença da ordem de grandeza das malhas do problema

A questão fundamental neste problema são as diferenças de escalas de tempo e espaço dos problemas. No reservatório tem-se uma malha numérica de dezenas de metros em suas dimensões, enquanto que no poço tem-se a necessidade de uma malha ao longo do mesmo de poucos metros ou menor, conforme pode ser observado nas figuras 1 e 2. Ou seja, em um mesmo volume de controle do reservatório têm-se diversas pressões do poço, e acoplar estes dois problemas do ponto de vista espacial requer a conexão das pressões do reservatório com as pressões das seções transversais no poço.

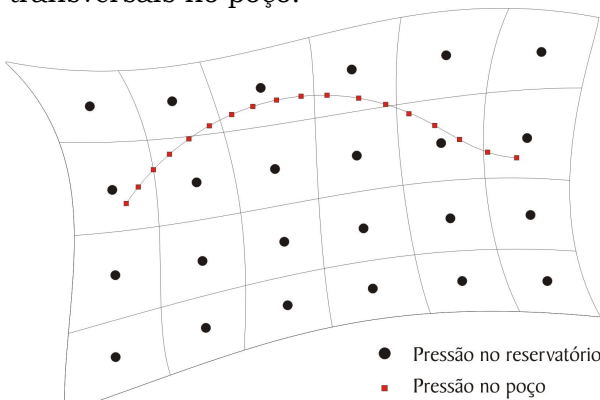


Figura 2. Malhas do reservatório e do poço

1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Neste trabalho, propõe-se determinar de forma numérica índices que promovam o acoplamento poço-reservatório, para diversas configurações de completação do poço horizontal. Pretende-se que estes índices, assim calculados, possam levar em consideração o *gravel* (revestimento de areia que é colocado ao redor do poço suportado por uma tela metálica), bem como as diferentes permeabilidades da região de canhoneio nos furos do poço horizontal que recebem o escoamento e falhas geológicas naturalmente existentes na formação e/ou efetuadas intencionalmente com o intuito de se promover áreas de maior permeabilidade.

Com a concretização dos objetivos deste trabalho, os desenvolvimentos poderão ser empregados no problema do acoplamento poço-reservatório do Projeto Poço-Reservatório, projeto em andamento no SINMEC e que envolve poços horizontais cuja tecnologia vem sendo bastante explorada em virtude de suas grandes vantagens em relação aos poços tradicionais. Este trabalho também contribuirá para o aprimoramento do aplicativo a ser desenvolvido no SINMEC a partir da criação de um banco de dados dos índices calculados, possibilitando a otimização das operações envolvidas na prospecção de petróleo.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica que aborda conceitos e definições utilizadas em engenharia de petróleo. Comenta-se brevemente sobre o petróleo, passando por um maior detalhamento acerca da sua prospecção - poços, completações (*Gravel Pack*) e índices utilizados, bem como de reservatórios de petróleo e suas respectivas propriedades. Outro tópico muito

importante mencionado neste capítulo é a simulação numérica de reservatórios de petróleo, em que os conceitos envolvidos são elucidados, além de conter comentários sobre o método IMPES e o simulador comercial IMEX. O capítulo é finalizado com uma descrição mais detalhada do problema de acoplamento poço-reservatório.

O capítulo 3 explica como o problema foi formulado e qual a metodologia desenvolvida para solucionar o mesmo. As equações envolvidas na solução do problema proposto são apresentadas juntamente com os modelos monofásicos e bifásicos empregados em escoamentos em meios porosos. Por fim, é tratada a aplicabilidade dos índices de acoplamento determinados neste trabalho; como os mesmos são inseridos na solução de um problema de reservatório acoplado com um poço horizontal.

O capítulo 4 trata sobre a formulação numérica do problema em questão, falando mais detalhadamente sobre o software comercial utilizado para tal, o IMEX. Neste capítulo são feitos comentários sobre as possibilidades que o software oferece como discretização, métodos de solução, tipos de malhas, entre outros, e quais destas opções foram escolhidas para a preparação das simulações realizadas neste trabalho.

O capítulo 5 é destinado para a apresentação dos resultados dos testes realizados assim como discussões sobre os mesmos. Neste capítulo testes de refino, paramétricos e de diferentes tipos de completação são explorados, além da validação de um caso proposto neste trabalho através da comparação com um simulador que utiliza o Modelo de Peaceman para tratar o poço.

No último capítulo da presente dissertação são apresentadas as conclusões feitas a partir da análise dos testes realizados, bem como sugestões para trabalhos futuros.

2.1 O PETRÓLEO

A interação de fatores como matéria orgânica (microrganismos e fitoplâncton), sedimentos e condições termoquímicas apropriadas, leva à formação do petróleo. Uma vez formado em uma rocha dita *geradora*, o petróleo migra e, em virtude de alguma armadilha geológica (rocha *selante* ou *capeadora* de baixa permeabilidade), passa a existir uma acumulação do mesmo em uma rocha chamada *rocha-reservatório*, conforme pode ser visto na figura 3.

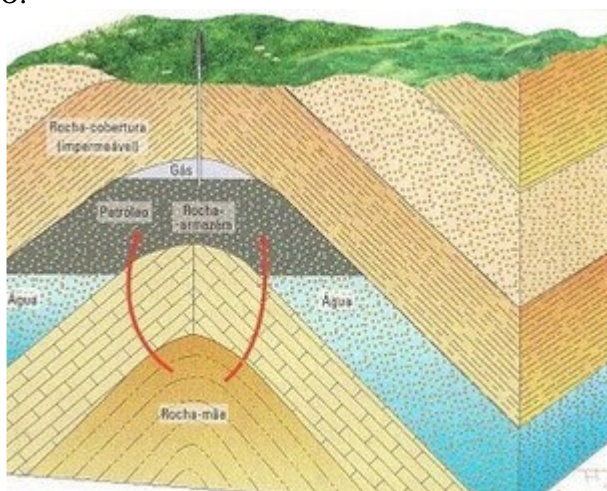


Figura 3. Relações espaciais entre rochas geradoras, reservatórios e selantes. Fonte: <http://hpqc.blogspot.com>

O petróleo (do latim *petra*=rocha e *oleum*=óleo) é uma mistura natural de hidrocarbonetos (compostos de carbono e hidrogênio) que, no estado líquido, é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro (THOMAS *et al.*, 2001). É constituído basicamente por uma mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos). Se a mistura apresenta maior porcentagem de moléculas pequenas seu estado físico é gasoso e se apresenta a maior parte de moléculas maiores seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão.



Figura 4. Petróleo cru.

Fonte: <http://petroleolusofono.blogspot.com>

Nas jazidas pode-se encontrar petróleo na fase líquida (óleo) e na fase gasosa (gás natural). Parte do óleo encontrado no reservatório pode vaporizar ao ser elevado à superfície em virtude das diferentes condições de temperatura e pressão, normalmente mais baixas em relação às condições do reservatório em que estava contido. Dessa maneira, por definição, tem-se que *óleo* é a parte que permanece no estado líquido quando uma mistura líquida de hidrocarbonetos é levada à superfície, e *gás natural* é a mistura de hidrocarbonetos que na superfície encontra-se na forma gasosa e no reservatório pode se apresentar tanto na forma gasosa como dissolvida no óleo.

A mistura de hidrocarbonetos contém sempre uma certa quantidade de impurezas como o dióxido de carbono, o oxigênio, o nitrogênio, o gás sulfídrico, o hélio e alguns

outros compostos de carbono. A grande variedade de composições das misturas de hidrocarbonetos, aliada à variação dos tipos e teores de impurezas, confere características diferentes a cada uma das misturas. Cor, viscosidade, massa específica e outras propriedades podem diferir bastante de uma jazida para outra. Outro aspecto interessante é que, como as condições de pressão variam com a posição dentro do reservatório, pode-se dizer que em uma mesma acumulação as características dos fluidos variam de ponto a ponto. De acordo com essas diversas características entre os óleos existentes, o petróleo é disposto em diferentes classes como *parafínicos*, *naftênicos* e *aromáticos*, entre outras.

2.2 PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO

Ao se descobrir uma jazida de petróleo muitos estudos e análises de dados geofísicos e geológicos são realizados. Tais estudos e análises têm o intuito de inferir a relevância deste acúmulo para fins de produção de óleo, produção essa que justifique a perfuração de um poço, já que é a etapa que mais investimentos exige em todo o processo de prospecção.

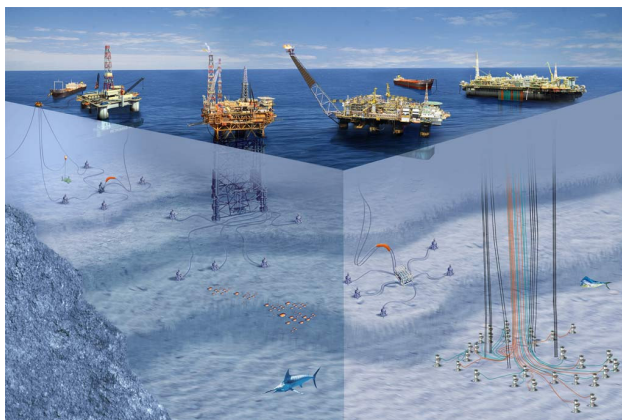


Figura 5. Exploração de petróleo no mar Fonte: <http://hhenkels.blogspot.com>

Um programa de prospecção visa aos seguintes objetivos: (i) localizar em uma bacia sedimentar sítios geológicos que possam acumular petróleo; e (ii) verificar quais, dentre esses sítios, possuem maior chance de conter efetivamente petróleo. Portanto, não se pode prever onde existe petróleo, mas sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência.

Uma vez determinado o local favorável para uma perfuração, os procedimentos envolvidos nesta etapa são iniciados e os poços são então perfurados. Existem basicamente duas tecnologias de poços mais utilizadas: poços verticais e poços horizontais, embora existam também os chamados poços direcionais, conforme se pode observar na figura 6.

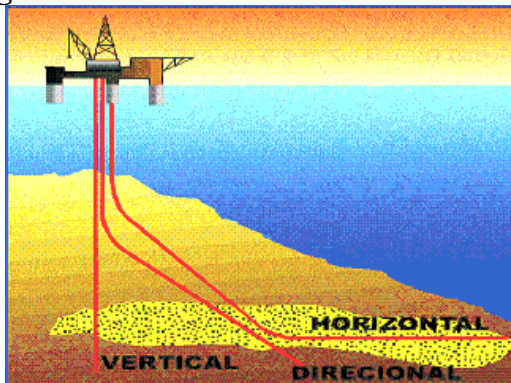


Figura 6. Tipos de configurações de poços. *Fonte:* <http://marcelofranklin.blogspot.com>

2.2.1 POÇOS VERTICAIS E POÇOS HORIZONTAIS

A vantagem mais evidente da configuração horizontal em relação à vertical é o aumento de área de contato entre poço e reservatório, conforme pode ser observado na figura 7, onde h é a espessura do reservatório, r_w o raio do poço, L o comprimento do trecho horizontal e r_e a área drenada. Observa-se que a área

horizontal drenada pode mudar com o aumento do comprimento do poço horizontal, enquanto que a do poço vertical permanece fixa. Quando a espessura do reservatório é pequena, por exemplo, a utilização do poço horizontal pode ser equivalente a vários poços verticais em termos de área drenada.

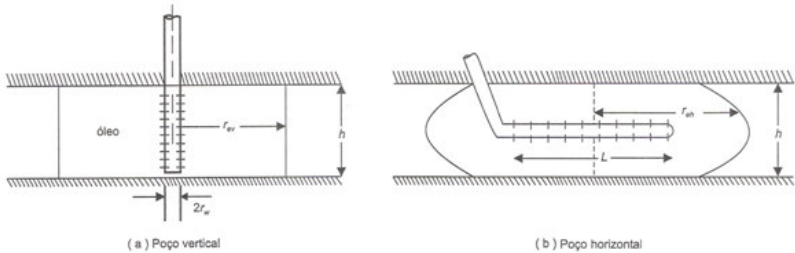


Figura 7. Regiões drenadas por um poço vertical e por um poço horizontal. Fonte: Miranda, 2009.

Outra vantagem dos poços horizontais é em relação à permeabilidade dos reservatórios. Com esta configuração, é possível aumentar a área drenada em caso de baixa permeabilidade, assim como reduzir a velocidade de fluxo e, conseqüentemente, a turbulência nas imediações do poço em caso de alta permeabilidade.



Figura 8. Poço horizontal revestido. Fonte: <http://www.qgdopetroleo.com>

Uma das alternativas utilizadas para aumentar o índice de produtividade de poços é através de uma operação denominada *fraturamento hidráulico*, que consiste em provocar fraturas artificiais no reservatório. Essas fraturas tornam-se então um canal de alta permeabilidade, facilitando o escoamento dos fluidos em direção ao poço. A tendência é que essas fraturas ocorram em planos ou direções perpendiculares às direções de menor tensão. Assim, com exceção dos casos de poços pouco profundos, em que as tensões verticais são pequenas devido à baixa profundidade, as fraturas artificiais geralmente são verticais (figura 9). Nesses casos, a utilização de poço horizontal é a melhor alternativa, conforme pode ser observado nas figuras 9 e 10.

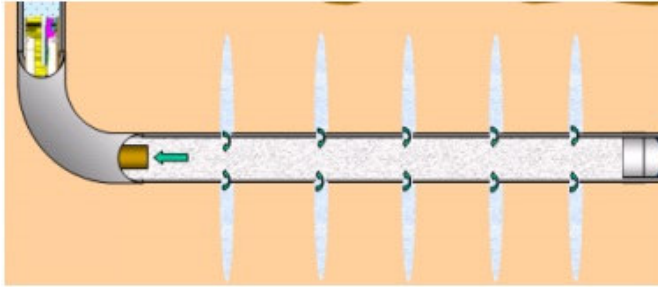


Figura 9. Esquema de um poço horizontal com completção do tipo fraturamento hidráulico. Fonte: Rodrigues et al., 2007.

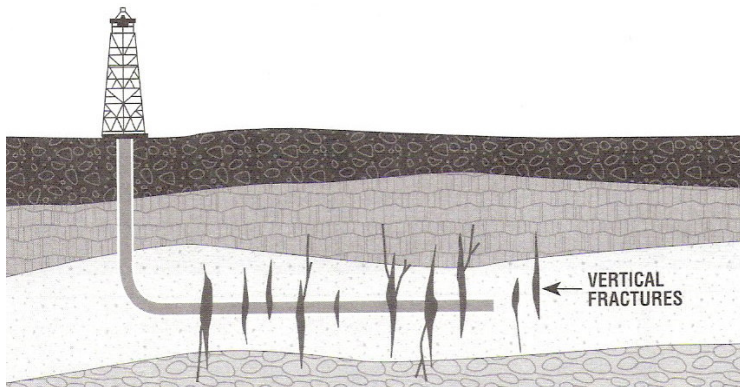


Figura 10. Poço Horizontal em reservatório com fraturas artificiais verticais. Fonte: Miranda, 2009.

Inicialmente, umas das maiores desvantagens dos poços horizontais em relação aos verticais era o fato de que somente uma zona podia ser drenada por um mesmo poço horizontal, mas a partir do início da década de 1990, essa desvantagem passou a deixar de existir, com poços horizontais drenando múltiplas camadas, ou seja, diversos poços horizontais paralelos, como se pode observar na ilustração da figura 11.

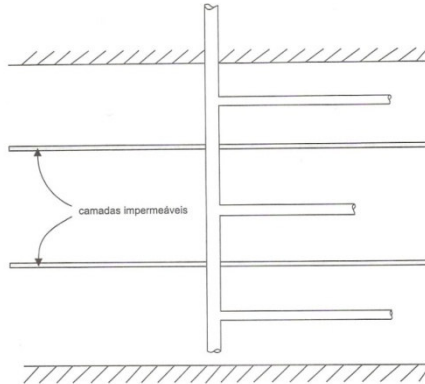


Figura 11. Ilustração esquemática de um poço com vários trechos horizontais drenando diferentes zonas. Fonte: Miranda, 2009.

Uma desvantagem dos poços horizontais que ainda perdura é que, uma vez atingidos pela água proveniente de um contato óleo/água, terão necessariamente que ser fechados ou transformados em poços injetores, não sendo possíveis recompletações, como normalmente são realizadas nos poços verticais, quando se deixam abertos à produção somente os intervalos superiores de uma determinada zona ou camada produtora.

De acordo com Joshi (1991), em 1986, quando os primeiros poços horizontais começaram a ser utilizados, o custo de perfuração e completação de um poço horizontal era de duas até quatro vezes maior que um poço vertical. Porém, até o fim da década de 1980 esse índice já havia caído para 1,4 vezes o custo de um poço vertical.

Coffin (1993) realizou uma análise de 82 poços horizontais perfurados entre 1980 e 1992 cobrindo mais de 20 reservatórios em 13 países diferentes. As reservas desenvolvidas com poços horizontais apresentaram-se 2,5 vezes mais produtivas em relação àquelas desenvolvidas com poços verticais.

2.2.2 ÍNDICE DE POÇO (WI) E ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE (IP)

O grande problema ao se trabalhar com simulação numérica de reservatórios é o fato de os volumes de controle da malha do reservatório serem muito maiores do que o raio do poço, pois enquanto que no reservatório tem-se uma malha numérica de dezenas de metros em suas dimensões, o diâmetro do poço tem dimensões de centímetros. Esse fato constitui um problema, uma vez que a diferença de tamanhos repercute na não detecção do gradiente de pressão nas proximidades do poço, de maneira que o resultado obtido através da simulação do reservatório não seja adequado.

Sendo assim, a malha requerida no reservatório, ao redor do poço, deveria ser extremamente fina para poder captar os reais gradientes existentes e calcular com exatidão a vazão mássica entre reservatório e poço. Para evitar o refino de malha, criam-se os chamados modelos de poços, que procuram representar a física local ao redor dos poços.

O modelo de poço, Índice de Poço ou ainda *Well Index* (WI) pode ser utilizado com o intuito de eliminar os inconvenientes que surgem ao se inserir o poço na simulação de reservatório. Isso porque ele proporciona a conexão da pressão de fundo de poço ao volume de controle do reservatório que contém o poço, da maneira mais adequada possível. Tal fato é possível em função de a vazão mássica ser proporcional à diferença de pressão existente entre o poço e o reservatório.

O cálculo do índice de poço considera, além da geometria dos poços, também o gradiente de pressão *próximo* ao poço o qual é muito acentuado e apresenta um perfil logarítmico. De uma forma simples e direta, o WI pode ser calculado a partir da vazão produzida em função da diferença de pressão entre o poço e o reservatório:

$$WI = \frac{q}{\lambda(P - P_p)} \quad (2.1)$$

Onde q é a vazão em m^3 de fluido produzido por dia, P a pressão do reservatório, P_p a pressão de fundo de poço, ambas expressas em kgf/cm^2 e λ a mobilidade do fluido.

O índice de produtividade (IP) é um parâmetro que indica diretamente o potencial de um determinado poço (ROSA et al., 2006). Este índice representa quantos m^3/dia de líquidos podem ser produzidos para uma diferença de pressão de $1 kgf/cm^2$ aplicado à formação, ou seja, é calculado a partir da vazão produzida em função de um determinado diferencial de pressão imposto entre o *reservatório* e o poço, aspecto no qual o IP difere do WI. A equação é semelhante à equação do WI:

$$IP = \frac{q}{P_R - P_p} \quad (2.2)$$

Onde q é a vazão de fluido produzido [m^3/d], P_R a pressão do reservatório e P_p a pressão de fundo de poço, [kgf/cm^2](ROSA et al., 2006).

Neste trabalho, calcular-se-á um índice, que é matematicamente semelhante ao Índice de Produtividade, como um parâmetro para o tratamento do problema de acoplamento. Este índice considerará a pressão do reservatório correspondente ao bloco coincidente com o raio de drenagem¹ relativo ao poço considerado (ver figura 12), e sendo assim, leva em conta todas as influências ao longo do caminho percorrido pelo fluido, do reservatório até o poço, como falhas geológicas ou artificiais, completações e regiões com diferentes valores de permeabilidade existentes no reservatório, o que o WI não contempla.

¹ *Raio de drenagem*: distância em um reservatório que um determinado poço (com suas respectivas geometria e dimensões) é capaz de drenar.

2.2.3 MODELO DE POÇO DE PEACEMAN (2D)

Os primeiros simuladores de petróleo surgiram na década de 50 e, devido ao pouco desenvolvimento tecnológico da época, utilizavam modelos de reservatórios análogos a circuitos elétricos e modelos de caixas de areia. Com o surgimento dos computadores, os pesquisadores da área petrolífera puderam desenvolver técnicas computacionais capazes de prever a médio e longo prazo o comportamento dos reservatórios de petróleo, gerando os perfis de produção (CORDAZZO, 2006).

O modelo proposto por Peaceman (1978) foi o primeiro modelo de poço a ser utilizado na simulação de reservatórios de petróleo. Este modelo contempla uma solução analítica local do escoamento ao redor do poço, conforme segue, para a determinação de um raio equivalente que represente a pressão do volume de controle que contém o poço.

Utilizando um modelo de escoamento radial, unidimensional e monofásico nas proximidades do poço, sem geração, em um sistema de coordenadas cilíndricas, a vazão mássica é dada por:

$$q = \int_A |\vec{v}| dA \quad (2.3)$$

Em que $|\vec{v}|$ é dada pela equação de Darcy. Considerando a velocidade na direção radial e substituindo a velocidade, tem-se

$$q = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr} A \quad (2.4)$$

Onde k é a permeabilidade [mD], μ a viscosidade [cP], A a área através da qual se estabelece o fluxo em direção ao

poço [m²] e $\frac{\partial P}{\partial r}$ é o gradiente de pressão ao longo da direção radial [kPa/m].

Organizando a equação (2.4) e efetuando-se a integração de ambos os lados em r e em P e inserindo o valor para a área de escoamento, obtém-se

$$\int_{P_f}^{P(r)} dP = \frac{q\mu}{2\pi hk} \int_{r_w}^r \frac{dr}{r} \quad (2.5)$$

onde r_w é o raio do poço e h a espessura do reservatório. Realizando a integração da equação (2.5), a solução analítica local para uma região do reservatório em volta do poço é obtida por

$$P(r) - P_f = \frac{q\mu}{2\pi hk} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \quad (2.6)$$

Como o raio do poço é muito menor que as dimensões do volume de controle da malha, torna-se necessário inserir a abordagem do raio equivalente, o qual é definido como sendo o raio no qual a pressão da solução analítica representa a pressão no volume de controle que contém o poço:

$$P(r_{eq}) = P_p \quad (2.7)$$

onde r_{eq} é o raio equivalente em questão.

No desenvolvimento do seu modelo, Peaceman (1978) realizou um balanço de massa no volume de controle que contém o poço, para um problema com meio isotrópico em uma malha ortogonal uniforme 2D, considerando que o volume de controle que contém o poço

é o volume centrado em P conforme ilustrado na figura 13, resultando na seguinte equação:

$$q = \lambda h \left[\left(\frac{P_E - P_P}{\Delta x} - \frac{P_P - P_W}{\Delta x} \right) \Delta y + \left(\frac{P_N - P_P}{\Delta y} - \frac{P_P - P_S}{\Delta y} \right) \Delta x \right] \quad (2.8)$$

Como a malha é uniforme, tem-se que $\Delta x = \Delta y$, então a equação toma a seguinte forma,

$$q = \lambda h [P_E + P_W + P_N + P_S - 4P_P] \quad (2.9)$$

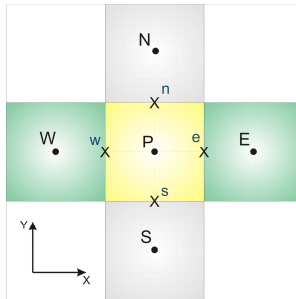


Figura 12. Volume de Controle no plano xy . Fonte: Ribeiro, 2010.

Considerando que o poço está localizado no centro do volume de controle P e que a distância para o centro dos volumes de controle vizinhos são todas iguais, então se pode dizer que as pressões dos volumes de controle vizinhos são todas iguais e

$$q = \lambda h [4P_E - 4P_P] \quad (2.10)$$

Substituindo a diferença de pressão $P_E - P_P$ pela solução analítica local, onde $P(r) = P_P$ em $r = r_{eq}$ e $P(r) = P_E$ em $r = \Delta x$, a seguinte equação é obtida:

$$\frac{q}{4\lambda h} = \frac{q\mu}{2\pi hk} \ln \left(\frac{\Delta x}{r_{eq}} \right) \quad (2.11)$$

onde λ é a mobilidade, a qual é definida conforme a seção 2.4.2.4, como $\lambda = \frac{k}{\mu}$.

Resolvendo a equação acima para o raio equivalente, encontra-se

$$r_{eq} = e^{-\frac{\pi}{2}} \Delta x = 0,208\Delta x \quad (2.12)$$

Uma vez determinado o raio equivalente, é possível efetuar o cálculo do índice de poço, o qual é obtido a partir da comparação das equações (2.1) e (2.6). Substituindo o valor do raio nesta última por $r = r_{eq}$, obtém-se:

$$WI = \frac{2\pi h}{\ln \left(\frac{r_w}{r_{eq}} \right)} \quad (2.13)$$

Uma vez que os resultados do modelo de poço de Peaceman (1978) mostraram-se satisfatórios, o autor realizou estudos em casos mais complexos aprimorando os modelos, como por exemplo, malhas não uniformes e meios ortotrópicos, cujas permeabilidades são diferentes nas direções principais.

2.3 COMPLETAÇÃO DE POÇOS

Após ser efetuada a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar de forma segura e econômica durante toda a sua vida produtiva. Dessa maneira, realiza-se um conjunto de operações com o

intuito de equipar o poço para produzir óleo ou gás ou injetar fluidos de perfuração, conjunto esse que constitui a atividade de *completação*.

Tendo em vista que a completação está diretamente ligada à qualidade da vida produtiva do poço e envolve altos custos, faz-se necessário um planejamento minucioso das operações e uma cuidadosa análise econômica a fim de se evitar intervenções futuras para manutenção do poço, as chamadas operações de *workover*.

2.3.1 TIPOS DE COMPLETAÇÃO

Quanto ao posicionamento da cabeça do poço

As reservas petrolíferas brasileiras encontram-se em áreas terrestres e marítimas, sendo que essas últimas ocorrem tanto em águas rasas como em águas profundas. Em função disso, existem diferenças importantes na perfuração e completação de poços, principalmente em se tratando de sistemas de cabeça de poço e do tipo de árvore de natal² utilizada.

Em áreas terrestres e águas rasas costuma-se utilizar a completação convencional ou seca. Já em águas mais profundas, em que se torna inviável trazer até a superfície, efetua-se a completação com árvore de natal molhada (ANM) em que a cabeça do poço fica no fundo do mar. Em águas rasas também se pode utilizar esta completação (ROSA *et al.*, 2006).

Quanto ao número de zonas explotadas

Quando uma única tubulação metálica (coluna de produção) é descida no interior do revestimento de

² *Árvore de natal*: equipamento constituído por um conjunto de válvulas que é acoplado à cabeça do poço com o objetivo de controlar e permitir a produção de fluidos.

produção tem-se uma *completação simples*, a qual possibilita produzir de modo controlado e independente apenas uma zona de interesse.

Outro tipo de completção é a múltipla, que permite produzir ao mesmo tempo duas ou mais zonas ou ainda reservatórios diferentes através de uma ou mais colunas de produção (figura 14). Este tipo de completção mostra-se mais econômica, já que permite diminuir o número de poços necessários para produzir em um determinado campo. Em contrapartida, é uma completção sujeita a maiores chances de apresentar problemas operacionais, devido à maior complexidade das instalações, além de ser mais difícil, neste caso, a aplicação de métodos artificiais de elevação de petróleo.

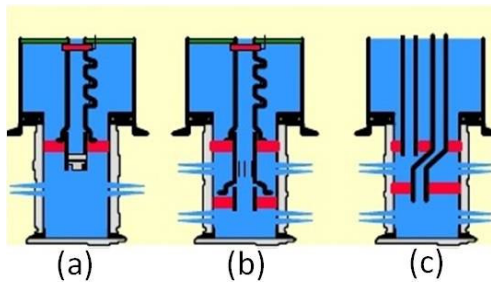


Figura 13. Tipos de zonas explotadas: (a) simples, (b) seletiva e (c) dupla. Fonte: Rodrigues et al., 2007.

Quanto ao revestimento de produção

A completção a *poço aberto* é frequentemente utilizada em espessas seções de reservatórios constituídos por tipos de rochas bem firmes e consolidadas com pouco risco de desmoronamentos (figura 15a). É o método mais antigo de completção de poços. Suas principais vantagens são a maior área aberta ao fluxo e a redução de custos relativos ao revestimento e canhoneio. Em reservatórios naturalmente fraturados ela deve ser utilizada para evitar o dano à formação causado pelo cimento. Entretanto, não apresenta seletividade, o que impede futuras correções quando há produção de fluidos indesejáveis, como por

exemplo, produção excessiva de gás ou água nos poços de óleo.

Para controlar problemas de desmoronamento, os primeiros produtores de petróleo utilizavam tubos com fendas ou telas na parte inferior do poço como um filtro de areia, *produção com liner³ rasgado ou canhoneado*. O uso deste tipo de completação (figura 15.b) como método para controle de areia, embora em desuso nos poços convencionais, tem sido uma boa opção de aplicação em poços horizontais. O método consiste em descer o *liner* rasgado previamente ou posteriormente canhoneado nas zonas de interesse, posicionando a região das fendas em frente às zonas produtoras, apresentando vantagens e desvantagens similares às do poço aberto, acrescido da vantagem de sustentar as paredes da zona produtora e a desvantagem do custo adicional. Para o *liner* canhoneado, as vantagens e desvantagens se assemelham com as do revestimento canhoneado, que será comentado a seguir. Em relação a este tipo de revestimento, o *liner* canhoneado apresenta a vantagem de um menor custo de operação e a desvantagem da mudança de diâmetros dentro do poço, repercutindo em dificuldades para a passagem de equipamentos.

O tipo de completação mais utilizado atualmente é o *revestimento canhoneado* (figura 15.c), em que o poço é perfurado até o final e, em seguida, é descido o revestimento de produção até o fundo do poço, sendo posteriormente cimentado no espaço anular entre os tubos de revestimento e a parede do poço. Então o revestimento é canhoneado na região de interesse com o auxílio de cargas explosivas de maneira que o reservatório produtor fique em comunicação com o interior do poço.

As principais vantagens do revestimento canhoneado estão na seletividade da produção (ou injeção de fluidos) em diversos intervalos de interesse e na maior

³ *Liner*: É uma seção de revestimento colocada na área de produção de um poço para proteger a face da formação e evitar que areia ou entulhos entrem neste mesmo poço.

facilidade das operações de restauração ou estimulação. O diâmetro constante do revestimento ao longo de todo o poço também evita vários problemas operacionais. Entretanto apresenta a desvantagem do custo adicional do revestimento e do canhoneio, além da possibilidade de dano à formação que a operação de cimentação pode causar.

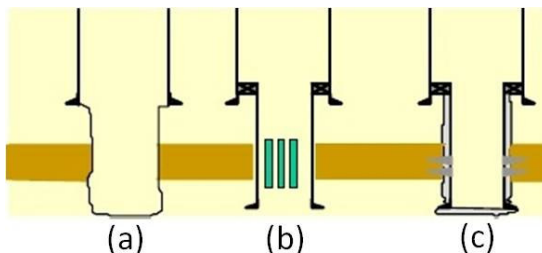


Figura 14. Métodos de completação: (a) poço aberto, (b) liner rasgado e (c) revestimento canhoneado. Fonte: Rodrigues et al., 2007.

2.3.2 GRAVEL-PACK

Gravel-Pack é uma técnica para controle de produção de areia em formações com problemas de consolidação. A extração de óleo em arenitos friáveis⁴ tem apresentado grandes desafios à indústria do petróleo tanto pela necessidade de contenção da produção de areia quanto pelas altas perdas de carga impostas pelo sistema, que podem abreviar em alguns anos a vida produtiva de um poço.

Os principais problemas causados pela produção de areia são:

- Formação de “*bridge*” na coluna de produção (deposição de areia encobrindo os canhoneados) reduzindo ou até interrompendo o fluxo;

⁴*Arenitos friáveis*: arenitos que apresentam testemunho aparentemente consolidado, no entanto a areia é prontamente produzida quando ocorre fluxo para o poço.

- Erosão de equipamentos de superfície (linhas e *chokes*⁵) e de subsuperfície (mandris de *gas-lift*⁶ e DHSV⁷);
- Perda de isolamento.

O mecanismo de *gravel pack* consiste no preenchimento dos canhoneados e do anular entre o tubo telado (figura 16) e o revestimento da parede do poço com uma areia de granulometria bem selecionada (gravel), formando um pacote compacto que impede a movimentação da areia da formação, mas que apresenta uma permeabilidade maior que a da rocha reservatório.

Esta técnica que pode ser aplicada em poços abertos ou revestidos pode variar desde a utilização de um único tubo telado a uma completação múltipla.

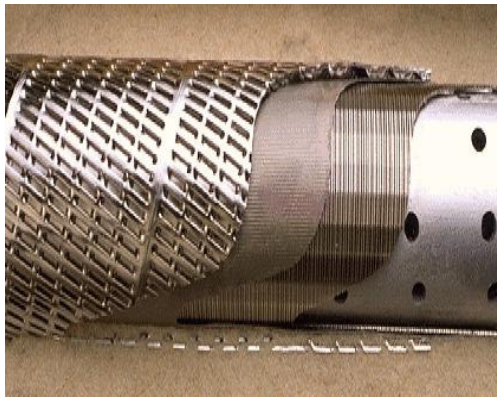


Figura 15. Estruturas de telas metálicas para controle de areia.
Fonte: Catálogo Weatherford

⁵ *Chokes*: dispositivos que impõem uma restrição à linha de fluxo com o intuito de controlar a vazão de produção e assegurar sua estabilidade (GUITERAS, 2003).

⁶ *Gas-lift*: método de elevação artificial que utiliza a energia contida em um gás comprimido para elevar fluidos até a superfície.

⁷ *DHSV (Down Hole Safety Valve)*: válvula de segurança posicionada na coluna de produção utilizada nas operações de *gas-lift*.

2.4 RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Reservatórios de petróleo são rochas de qualquer origem ou natureza que apresentam espaços vazios no seu interior (porosidade) interconectados, o que lhes confere a característica de permeabilidade. Dessa maneira, arenitos, calcários e todas as rochas sedimentares, essencialmente dotadas de porosidade intergranular permeáveis, constituem rochas-reservatório.

2.4.1 TIPOS DE RESERVATÓRIOS

A maioria dos reservatórios de petróleo é formada por rochas sedimentares, principalmente os arenitos e os calcários. Porém, vários outros tipos de rocha podem apresentar porosidade suficiente para serem localmente importantes como reservatórios. Neste caso, a porosidade pode ser intersticial, mas na maioria das vezes é devida à presença de fraturas.

2.4.1.1 ARENÍTICOS

São formados por arenitos - rocha-reservatório mais frequentemente encontrada; sua porosidade pode ser intergranular ou por fraturas. A porosidade intergranular é resultante do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial⁸ foi reduzida pela sedimentação. Como o arenito é uma rocha quebradiça está sujeito a fissuramentos que levam à ocorrência de fraturas as quais caracterizam uma outra porosidade existente em reservatórios deste tipo.

⁸ *Porosidade Inicial*: é aquela que se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar.

2.4.1.2 CARBONÁTICOS

São formados por calcários, dolomitas e outras rochas intermediárias entre os dois. Diferem bastante dos areníticos uma vez que apresentam porosidade localizada tanto lateral quanto verticalmente dentro de uma camada. A simulação de reservatórios carbonáticos é mais complexa em função dos modelos necessários para representar as inúmeras pequenas fraturas que esta rocha apresenta (RODRIGUES *et al.*, 2007). Em geral estas rochas formam a camada pré-sal, como nos reservatórios brasileiros recentemente descobertos.

2.4.1.3 OUTROS TIPOS

Embora os maiores reservatórios de óleo e gás sejam formados por arenitos ou rochas carbonatadas, vários outros tipos de rochas podem possuir porosidade suficiente para se tornarem localmente importantes como reservatórios. Esta porosidade pode ser intersticial, mas na maioria dos casos é devida à presença de fissuras. Dentre essas rochas podem-se citar conglomerados, folhelhos fraturados, siltes, arcósios e rochas ígneas ou metamórficas fraturadas.

2.4.2 PROPRIEDADES BÁSICAS

2.4.2.1 POROSIDADE

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, pois ela fornece a medida da capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como a

relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \tag{2.14}$$

Onde ϕ é a porosidade, V_v o volume de vazios (ou volume poroso V_p) e V_t o volume total.

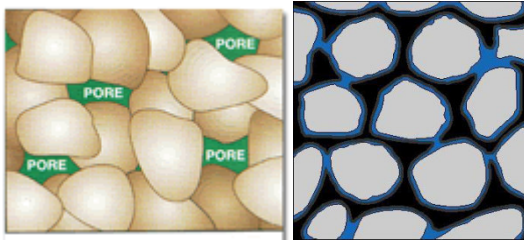


Figura 16. Esquema da porosidade de rochas reservatório: poros vazios (à esq.) e poros contendo óleo (à dir.). Fonte: <http://oilandgasinterest.com>

Porosidade Absoluta

É a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma.

Porosidade Efetiva

É a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma. É o valor útil para a engenharia de reservatórios, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

Porosidade Média

O valor da porosidade para um reservatório como um todo é obtido a partir do tratamento estatístico dos

dados de medições realizadas em várias amostras de testemunhos retirados de diversos poços perfurados em tal reservatório. Na prática verifica-se que a porosidade em geral apresenta uma distribuição normal, então o valor médio da porosidade é obtido através de uma média aritmética:

$$\phi = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \phi_j \quad (2.15)$$

Onde N é o número de medições.

2.4.2.2 SATURAÇÃO DE FLUIDOS

Os espaços vazios de um material poroso podem estar preenchidos em parte por um ou mais líquidos imiscíveis e os espaços remanescentes por um gás. Portanto, é de grande importância o conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades de cada fluido definem o valor econômico do reservatório (ROSA *et al.*, 2006).

A saturação de um determinado fluido em um meio poroso consiste na fração do volume de poros ocupada pelo mesmo. Dessa forma, a definição matemática é dada por:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.16)$$

Onde V_f é o volume ocupado pelo fluido e V_p é o volume poroso da rocha.

Como a pressão no reservatório inicialmente é igual ou maior que a pressão de bolha, na zona de óleo só há óleo ou água e óleo, cujas saturações somam 100%. Essa situação somente é modificada quando, devido à produção

de óleo, a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de bolha, resultando no aparecimento de gás na zona de óleo. Nesse caso, a saturação média de óleo pode ser obtida através de um balanço de materiais.

2.4.2.3 PERMEABILIDADE

Mesmo que uma rocha contenha uma quantidade apreciável de poros que contenham uma quantidade razoável de hidrocarbonetos, não há garantia de que eles possam ser extraídos. Para que isso ocorra, é necessário que a rocha permita o fluxo de fluidos através dela.

A medida da capacidade de um meio poroso se deixar atravessar por fluidos é chamada de *permeabilidade*. Analogamente aos condutores elétricos, pode-se dizer que a permeabilidade (k) representa a condutividade de fluidos em um material poroso, ou ainda o inverso da resistência que o material oferece ao fluxo de fluidos.

Permeabilidade Absoluta

A partir do experimento de Darcy (assunto abordado na próxima seção), uma equação para expressar o fluxo de fluidos em um meio poroso foi formulada e investigada também por outros estudiosos, resultando em uma equação que leva em conta a permeabilidade do material poroso, de maneira que se verificou que a mesma possui dimensão de área, porém é usualmente utilizado o *Darcy* ou *miliDarcy* (mD ou md) como unidade de medida, onde $1D = 10^{-12} \text{ m}^2$. Por definição, a partir da equação da vazão em função da velocidade de Darcy (ver equação (2.22)), a permeabilidade pode ser calculada por:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad (2.17)$$

A permeabilidade em arenitos não consolidados pode atingir valores muito altos entre 1 e 10 *Darcy*. Já em arenitos consolidados, localizados em grandes profundidades, os valores de permeabilidade podem ser baixos em torno de 1 *md*. Reservatórios com permeabilidades muito baixas não apresentariam em seu interior hidrocarbonetos líquidos, e mesmo que tivessem a sua exploração não seria economicamente viável devido à dificuldade de fluxo nesse tipo de meio poroso. Entretanto poderiam possuir gás, uma vez que este fluido apresenta maior facilidade de fluxo que o óleo, devido à sua baixa viscosidade. De fato, é comum a produção economicamente viável de reservatórios de gás de baixíssima permeabilidade (ROSA *et al.*, 2006).

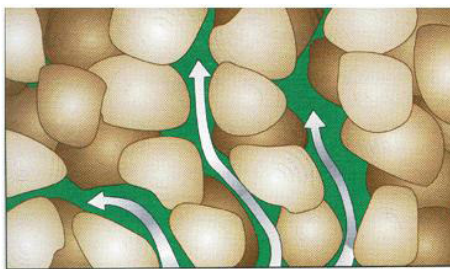


Figura 17. Esquema da permeabilidade em rochas reservatório.
Fonte: <http://oilandgasinterest.com>

Permeabilidade Efetiva

Uma rocha-reservatório contém sempre dois ou mais fluidos de maneira que a permeabilidade absoluta não é suficiente para se medir a facilidade com que determinado fluido escoar no meio poroso em questão. Quando se tem mais de um fluido, a facilidade com que cada um se move é chamada de *permeabilidade efetiva*.

As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso.

Cada valor de saturação de um fluido corresponde a um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido.

A partir de ensaios de laboratório, pode-se plotar todos os valores de saturação com seus correspondentes valores de permeabilidade e então se obter a *curva de permeabilidade efetiva*, conforme pode ser vista na figura 18.

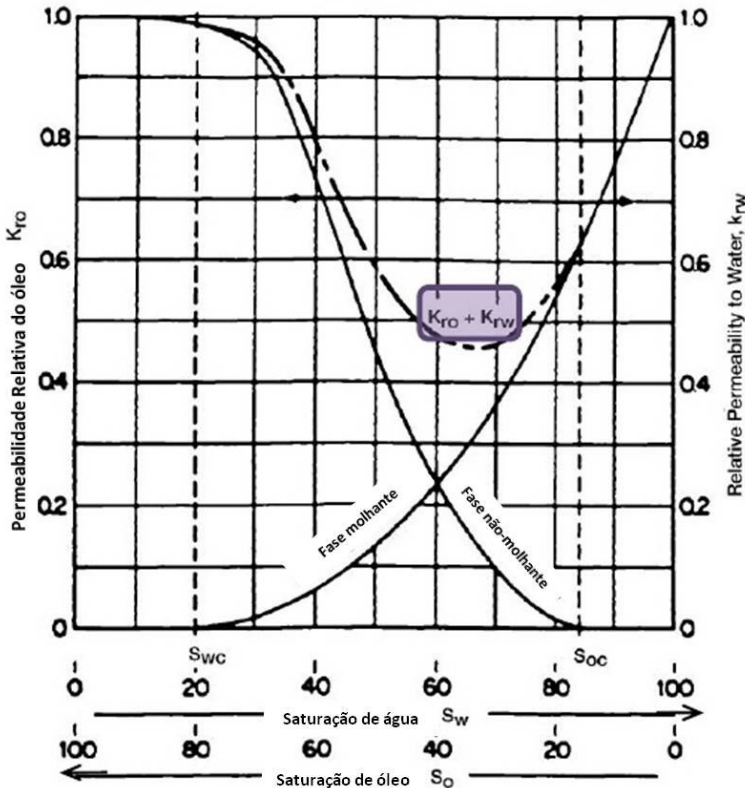


Figura 18. Curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água e saturação de óleo. Fonte: Ahmed, 2000.

A figura 18 representa, por exemplo, um experimento no qual se injeta óleo continuamente em um meio poroso inicialmente 100% saturado de água. A injeção se processa em um lado do meio poroso enquanto

os fluidos produzidos (óleo e água) escoam pelo lado oposto. Enquanto o volume de óleo injetado é suficientemente pequeno, o óleo não forma uma fase contínua e não consegue fluir (k_o é nula), de maneira que apenas água é produzida neste momento. Apesar de imóvel, a presença de óleo, mesmo que em quantidades pequenas, reduz o espaço para a água se deslocar, fazendo com que a sua permeabilidade efetiva seja inferior à permeabilidade absoluta do meio poroso.

A partir de uma determinada saturação de óleo denominada *saturação crítica*, o óleo começa a fluir, iniciando-se o fluxo bifásico água-óleo. À medida que a injeção de óleo continua e a sua saturação aumenta, sua permeabilidade efetiva aumenta enquanto que a permeabilidade efetiva da água decresce. O experimento termina quando a saturação de água atinge um valor tal que ela pára de fluir, saturação essa chamada de *irredutível* (k_w igual a zero). A partir deste ponto haverá apenas fluxo de óleo.

É importante salientar que para o caso oposto, ou seja, quando se injeta água a fim de se produzir óleo, ao se atingir uma determinada saturação em que o óleo pare de fluir, tal saturação é chamada de *saturação de óleo residual* (S_{or}).

Permeabilidade Relativa

A permeabilidade relativa nada mais é que a permeabilidade efetiva após ter sido normalizada com um valor de permeabilidade escolhida como base, ou seja, a permeabilidade efetiva adimensional. Portanto, a permeabilidade relativa varia de zero (inexistência de fluxo) a 1 (meio poroso 100% saturado) conforme a figura 18.

O valor mais utilizado como base é a permeabilidade absoluta do meio poroso. Assim, pode-se definir a permeabilidade relativa do óleo, por exemplo, como sendo:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (2.18)$$

2.4.2.4 MOBILIDADE

A mobilidade de um fluido é definida como sendo a relação entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade. Assim como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações.

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (2.19)$$

A razão de mobilidades é definida pela razão λ_w / λ_o .

Dessa maneira, infere-se que quanto maior for a razão de mobilidades menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá “perfurar” o volume de óleo criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores.

2.4.3 FLUXO NO MEIO POROSO

Dentre as diversas informações a serem obtidas a respeito de uma reserva de petróleo, a quantidade de hidrocarbonetos que se pode produzir a partir dessa acumulação e o tempo em que essa produção se efetuará são, sem dúvida, das mais importantes. O conhecimento das leis que regem o escoamento dos fluidos nos meios porosos é fundamental para a obtenção dessas informações de maneira adequada.

O estudo do fluxo dos fluidos nos meios porosos envolve principalmente uma equação denominada equação

da *difusividade hidráulica* ou simplesmente *equação da difusividade*, a partir da qual são desenvolvidas soluções para as diversas situações em que os reservatórios podem se encontrar. Ao ser utilizada na engenharia de reservatórios, a equação da difusividade é obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da continuidade (equação da conservação da massa), uma equação de estado (lei dos gases ou equação da compressibilidade dos líquidos) e a lei de Darcy, que é uma equação de transporte de massa e será melhor detalhada a seguir.

2.4.3.1 LEI DE DARCY

Observando os resultados de experiências que visavam à purificação da água através da sua passagem por filtros de areia, Henry Darcy concluiu, em 1856, que existia uma relação direta entre a vazão que atravessava o leito de areia e a diferença de carga associada a essa vazão.

Da mesma forma, Darcy concluiu que as dimensões do leito poroso afetavam os resultados obtidos, então apresentou a relação matemática que se tornou a base para a compreensão do fenômeno do escoamento de fluidos através de meios porosos:

$$q = \frac{KA(h_1 - h_2)}{L} \quad (2.20)$$

onde q é a vazão volumétrica, K é uma constante de proporcionalidade que depende do meio poroso, A a área transversal ao escoamento, L o comprimento entre a entrada e a saída e $(h_1 - h_2)$ é a diferença de carga d'água associada à vazão obtida.

Ao se estender a experiência de Darcy a outros fluidos, verificou-se que a constante de proporcionalidade K era uma função também da viscosidade μ e do peso específico γ do fluido utilizado:

$$K = \frac{k}{\mu} \gamma \quad (2.21)$$

onde k é a permeabilidade absoluta do meio poroso [m^2], γ o peso específico do fluido e μ a viscosidade dinâmica do fluido.

Sendo assim, o escoamento de um fluido em um meio poroso expresso através da lei de Darcy e também chamado de velocidade de Darcy apresenta-se da seguinte forma:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} (\vec{\nabla} P) \quad (2.22)$$

O modelo de Darcy é utilizado em engenharia de reservatórios por se tratar de um escoamento que compreende baixos números de Reynolds, de maneira que a relação linear entre a velocidade e a pressão é suficiente para a modelagem de escoamento em reservatórios de petróleo.

No entanto, existem modelos que representam de forma mais completa o meio poroso, os quais são adequados também para elevados números de Reynolds. Como por exemplo, os modelos de *Forchheimer* e *Brinkman* que acrescentam termos de não-linearidade, com o intuito de representar a real relação entre a velocidade e a pressão em um escoamento no meio poroso.

2.5 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar as características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo, visando aumentar a eficiência da recuperação do óleo disponível no mesmo. Há muito petróleo ainda a ser recuperado e, com a descoberta do pré-sal, essa quantidade aumentou consideravelmente, estimulando as pesquisas e o desenvolvimento de novas tecnologias para este fim. O avanço da informática possibilitou que a simulação numérica se tornasse uma ferramenta crucial no gerenciamento de reservatórios, sendo importante em todas as fases, desde a descoberta do campo até seu abandono.

A simulação numérica de reservatórios apresenta muitas vantagens, uma vez que, comparada à experimentação em campos petrolíferos, fornece resultados e conclusões mais rapidamente, além de que tais experimentos são extremamente difíceis e apresentam grandes limitações tecnológicas e financeiras.

Os simuladores de reservatórios são muito úteis, por exemplo, quando se deseja prever o escoamento de outros fluidos (água, polímeros...) necessários para deslocar o fluido remanescente em rochas reservatório, que não foi possível de ser extraído espontaneamente através da própria pressão inicial do reservatório (SANTANA, 2005).

Os programas de computador que executam os cálculos necessários para simular um determinado fenômeno físico são chamados de *modelos computacionais*. Em engenharia de reservatórios, os modelos computacionais utilizados para simular o desempenho de um campo de petróleo são chamados de *simuladores de reservatórios* ou *simuladores de fluxo*. No desenvolvimento desses programas há basicamente três modelos envolvidos, os quais são descritos a seguir.

Modelo Matemático

O sistema físico que se deseja simular deve ser expresso em termos de equações matemáticas apropriadas, juntamente com suposições iniciais que simplifiquem o problema e o torne possível de solução. Nas simulações de reservatórios obtém-se um modelo matemático composto de equações diferenciais não-lineares e suas respectivas condições iniciais e de contorno.

Modelo Numérico

As equações diferenciais que compõem o modelo matemático geralmente apresentam uma solução bastante complexa que requer que o auxílio de computadores para resolvê-las. Para tanto, faz-se necessário discretizá-las para que fiquem adequadas para a solução em computadores. Esse conjunto de equações aproximadas constitui o modelo numérico.

Modelo Computacional

O programa computacional (ou o conjunto de programas desenvolvidos para resolver o problema) constitui o modelo computacional do reservatório que pode ser representado pelo simulador numérico.

2.5.1 TIPOS DE SIMULADORES NUMÉRICOS DE FLUXO

2.5.1.1 TRATAMENTO MATEMÁTICO

Os simuladores numéricos podem ser classificados de acordo com a maneira pela qual o comportamento físico e a característica são tratados matematicamente.

Modelo Black Oil (Beta ou Volumétrico)

Neste modelo o tratamento matemático envolve funções da pressão e da temperatura do reservatório. Considera-se que cada uma das fases eventualmente presentes no reservatório seja constituída por apenas um componente, de maneira que a fase óleo seja formada por um único componente denominado simplesmente óleo; embora se tenha o conhecimento de que na realidade a fase óleo é constituída por diversos hidrocarbonetos.

Modelo Composicional

O tratamento matemático neste modelo considera, além da temperatura e pressão do reservatório, as composições das diversas fases eventualmente presentes no reservatório. Dessa maneira, admite-se que a fase óleo é formada pelos vários hidrocarbonetos que a compõem (C₁, C₂, C₃...). Em virtude de serem muitos os hidrocarbonetos que compõem uma mesma fase, agrupam-se alguns desses componentes em um grupo denominado *pseudocomponente* com o intuito de se reduzir o tempo computacional que um tratamento mais minucioso exigiria.

Modelo Térmico

É utilizado quando se faz necessário considerar os efeitos das variações de temperaturas no interior do reservatório, como nos casos em que é avaliada a aplicação de um método térmico de recuperação secundária⁹. Em virtude de envolverem situações complexas, tais modelos são necessariamente composicionais.

⁹ *Recuperação secundária*: é a quantidade adicional de óleo produzida a partir da suplementação da energia primária com energia secundária, artificialmente transferida para o reservatório (injeção de vapor, água quente, combustão *in situ*).

2.5.2 O MÉTODO IMPES

O método IMPES (*Implicit Pressure Explicit Saturation*) contém características das formulações implícita e explícita, já que o campo de pressão é calculado implicitamente através da solução de um sistema linear e o campo de saturação obtido explicitamente, utilizando os valores mais recentes do campo de pressão. A figura 19 mostra o avanço do método em cada nível de tempo.

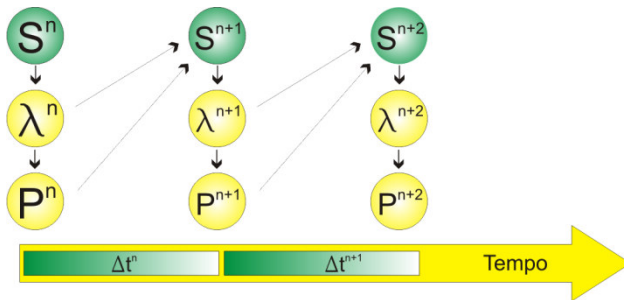


Figura 19 – Avanço de tempo no método IMPES. Fonte: Ribeiro, 2010.

Por não se tratar de um método totalmente implícito, o IMPES é conhecido como um método segregado amplamente utilizado para solucionar os problemas que a formulação totalmente implícita¹⁰ ocasiona.

A maior limitação do método IMPES é a restrição do passo de tempo devido à avaliação explícita das saturações. Caso o passo de tempo seja muito elevado, repercute em oscilações na solução das saturações.

O passo de tempo máximo que pode ser aplicado em uma simulação que utiliza o método IMPES pode ser

¹⁰ *Formulação totalmente implícita*: sistema de equações em que as pressões e as saturações são calculadas em um mesmo nível de tempo, repercutindo em uma não-linearidade que resulta em um acoplamento entre as equações.

calculado pela equação de Courant-Friederichs-Levy (CFL), a qual, conforme consta em Coats (2003a) e Coats (2003b), para um volume de controle discreto, é definida como:

$$CFL|_p = \frac{\Lambda_p \Delta t}{\phi_p \Delta V_p} \quad (2.23)$$

onde $\phi_p \Delta V_p$ é o volume poroso do volume de controle, Δt é o passo de tempo e Λ_p é um fluxo volumétrico que entra ou sai do volume de controle, para o qual pode ser assumido qualquer valor, como por exemplo, o maior fluxo volumétrico entre os diversos segmentos dos poços.

Mesmo com o surgimento de novas técnicas de solução de equações lineares, o método IMPES ainda vem sendo utilizado e aprimorado com o intuito de se obter passos de tempo maiores que resultem em soluções sem instabilidades numéricas (COATS, 2003a).

2.5.3 SIMULADOR COMERCIAL IMEX

Geralmente as equações diferenciais que descrevem o fluxo de fluidos no meio poroso não podem ser resolvidas analiticamente, então se recorre à solução numérica a partir da discretização das equações diferenciais.

A discretização implica na subdivisão do espaço e do tempo em incrementos definidos, ou seja, em volumes de controle discretos, nos quais é possível calcular as mudanças que ocorrem no interior de cada um desses volumes em cada intervalo de tempo específico. Tais volumes são chamados de blocos ou células de uma malha de simulação, enquanto que os intervalos de tempo são chamados de *timestep*. Portanto, pode-se afirmar que o simulador numérico calcula o fluxo entre os blocos adjacentes entre intervalos de tempos.

Neste trabalho, para se resolver as equações envolvidas no modelo do reservatório de petróleo, foi

utilizado o simulador comercial de reservatórios de petróleo IMEX da *Computer Modelling Group* (CMG;Ltd), maiores informações no Capítulo 4 e (CMG, 2008).

2.5.4 ACOPLAMENTO POÇO – RESERVATÓRIO

Uma questão que está fortemente em evidência, na área de simulação numérica de reservatórios explorados através de poços horizontais, é o problema das diferenças de escalas de tempo e espaço dos problemas. Conforme mencionado no Capítulo 1, no reservatório tem-se uma malha numérica com dimensões na ordem de dezenas de metros, enquanto que no poço tem-se a necessidade de uma malha ao longo do mesmo de poucos metros ou ainda menor.

Acoplar estes dois problemas em termos espaciais requer a conexão das pressões do reservatório com as pressões das seções transversais no poço, o que pode ser feito a partir do refino de malha local (nas proximidades do poço) ou da inserção de um modelo de poço (*well index*).

O refino de malha local fornece soluções bastante precisas, já que quanto mais refinada uma malha mais próximo se chega da solução exata do problema. Entretanto, tal refino remete a um aumento no esforço computacional extremamente grande, pois o número de volumes de controle aumenta consideravelmente conforme se refina a malha, em se tratando de reservatórios de petróleo, cujos domínios de cálculo são da ordem de quilômetros de extensão. Outra inconveniência desta alternativa de solução para o problema de acoplamento poço-reservatório, é que as malhas do reservatório normalmente são geradas a partir da determinação de campos de propriedades do reservatório, ou seja, são provenientes de processos de mapeamento geológico das características das rochas que compõem os reservatórios, dificultando a realização do refino nas proximidades do poço.

A inserção de um modelo de poço tem sido considerada como uma opção de solução satisfatória no que diz respeito ao problema de acoplamento, já que pode

ser obtida a partir de uma malha grossa e, portanto, exige menos esforço computacional (VICENTE, 2000). Entretanto, conforme já explicado na seção 2.2.2, o índice de poço não contempla aspectos como diferentes tipos de completação de poços, falhas geológicas ou artificiais e diferentes campos de permeabilidades que um reservatório pode apresentar.

Para tanto, este trabalho propõe a determinação numérica de índices que levem em consideração tais aspectos supracitados, obtidos através de simulações em malhas super refinadas, gerando um banco de dados de índices para diversos casos.

Convém salientar que estes índices são matematicamente semelhantes ao índice de produtividade, porém têm o mesmo propósito do índice de poço, que é acoplar as pressões do poço e do reservatório. Como não são exatamente índices de produtividade ou índices de poço, foram denominados neste trabalho de *Índices de Acoplamento*.

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Conforme mencionado nos capítulos anteriores, a questão fundamental no problema de acoplamento poço-reservatório são as diferenças de escalas de tempo e espaço entre os domínios a serem resolvidos, o que pode ser observado com auxílio da figura 20.

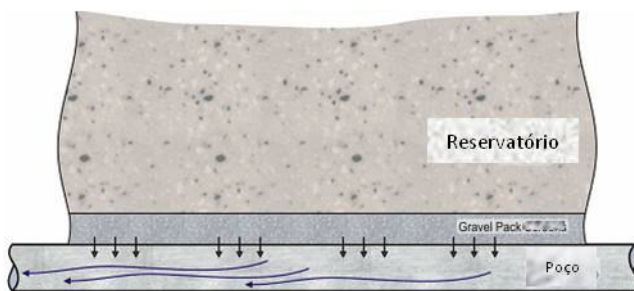


Figura 20. Esquema de um sistema poço-reservatório com Gravel Pack. Fonte: Vicente, 2000.

A seção 2.5.4 relatou sobre as possibilidades de se resolver este problema e apresentou a maneira proposta neste trabalho. Neste capítulo, pretende-se explicar como o problema foi formulado e qual a metodologia desenvolvida para solucionar o mesmo.

3.1 GEOMETRIA DO PROBLEMA

Objetiva-se determinar numericamente índices de acoplamento que levem em consideração diversos aspectos dos reservatórios, como diferentes tipos de completação de

poços, falhas geológicas ou artificiais e diferentes campos de permeabilidades que um reservatório pode apresentar.

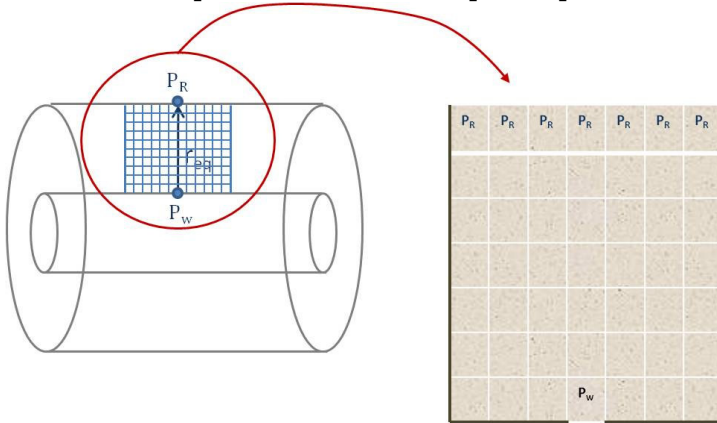


Figura 21. Geometria do problema

Para tanto, escolheu-se uma geometria para o problema tal que represente uma região de um reservatório de petróleo próximo ao poço, conforme pode ser visto na figura 21.

A escolha desta geometria foi baseada na hipótese de que o reservatório pode ser dividido em várias regiões ou módulos, nos quais o mesmo comportamento do fluido pode ser observado, uma vez que serão tomados valores médios para as propriedades do meio poroso, bem como será considerado que os canais e/ou fraturas, presentes na interface poço/reservatório, são distribuídos uniformemente ao longo da mesma.

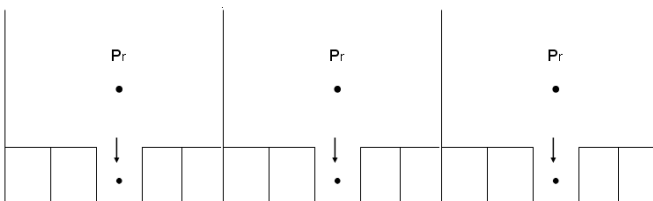


Figura 22. Regiões ou módulos de um reservatório

A figura 22 representa esses módulos, os quais compreendem o reservatório com o poço representado através de uma condição de contorno na fronteira (correspondente a uma abertura na mesma) e o restante da fronteira impermeável. A condição de contorno para os volumes junto à interface poço/reservatório, onde está localizada a abertura, será dada por uma pressão prescrita igual à pressão do poço. Esta abertura representa os furos existentes no revestimento metálico dos poços (figura 16) através dos quais se estabelece o fluxo dos fluidos.

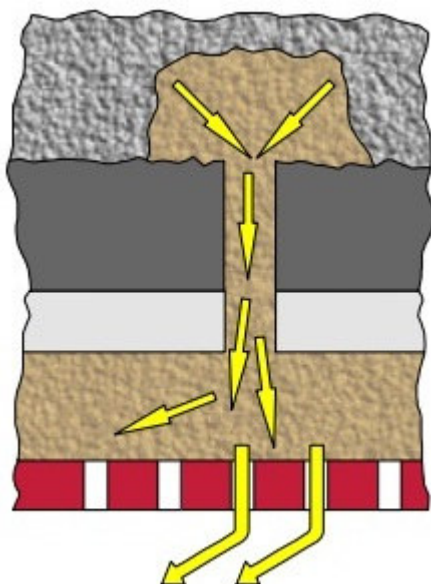


Figura 23. Representação da região de um reservatório abordada no módulo proposto. Fonte: Catálogo Weatherford

Como os revestimentos metálicos são construídos em módulos de 9 metros cada, a largura da geometria foi escolhida igual a 10 metros, com o intuito de representar, aproximadamente, um destes módulos de uma maneira que também fosse viável trabalhar em termos de

construção de malhas e seus respectivos volumes de controle.

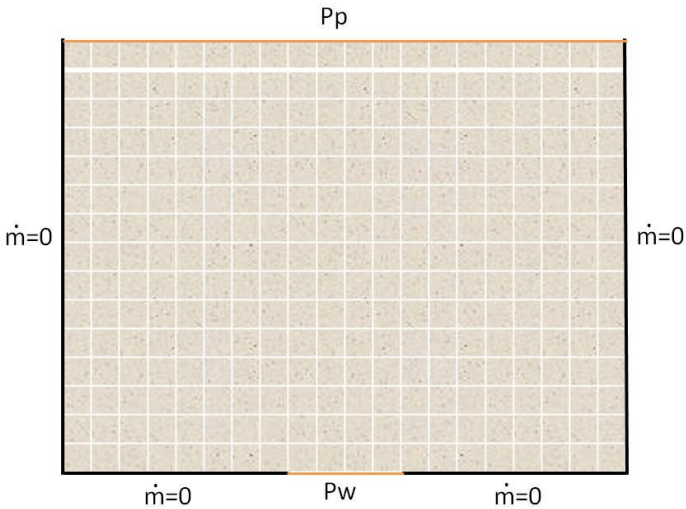


Figura 24. Representação esquemática de um dos módulos propostos do reservatório e as condições de contorno estabelecidas

A partir da figura 24 é possível avaliar as condições de contorno do problema. Na fronteira norte, a condição de contorno é dada pela pressão prescrita do reservatório, a qual é um dado conhecido e neste trabalho foi adotada como sendo igual a 3000 kPa. Nas fronteiras leste e oeste as condições de contorno de fluxo mássico prescrito igual a zero. A fronteira sul é a fronteira do reservatório que está em contato com o poço, portanto este é representado como uma condição de contorno em parte desta fronteira correspondente ao tamanho da área pela qual efetivamente passa o fluxo do reservatório para o poço, conforme já mencionado. Esta condição de contorno é de pressão prescrita - pressão de fundo de poço conhecida e escolhida como sendo igual a 500 kPa, a fim de que se tenha um gradiente de pressão significativo entre o reservatório e o poço. As demais partes da fronteira sul do módulo não estão abertas ao poço e portanto constituem uma condição de contorno de fluxo mássico nulo. Os valores para as condições de pressão prescrita foram escolhidos de

maneira que se estabelecesse um gradiente significativo de pressão ao longo da direção y.

É importante salientar que, resolvendo o modelo do reservatório da maneira escolhida, as informações do poço são inseridas sob forma de condições de contorno, portanto, não está se resolvendo o poço neste caso nem se tratando o acoplamento poço-reservatório, mas sim se determinando índices que então serão utilizados para tal. Em função do escopo deste trabalho, está se considerando, uma geometria 2D para obter uma solução adequada do problema proposto, com a qual é possível de se perceber um fluxo bidimensional e a influência da presença do poço, conforme observa-se na figura 25, em que é apresentado o resultado para uma malha 100x100.

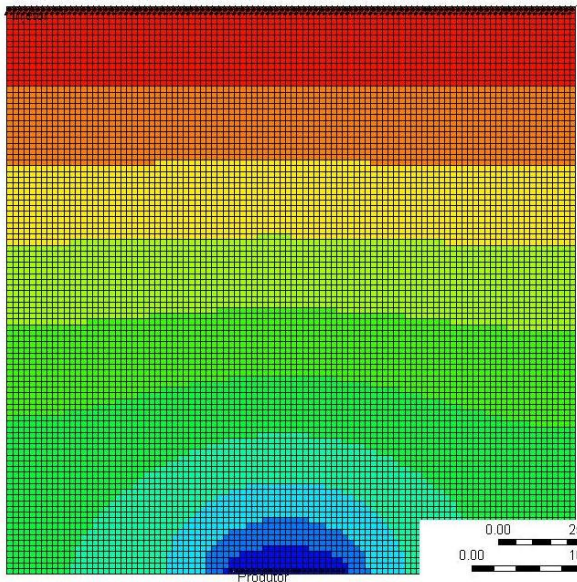


Figura 25. Campo de pressões – malha 100x100, obtido no IMEX®.

Parte da formulação do problema já fora explicada no texto acima, entretanto ainda faltam as equações

necessárias para resolver tal problema, as quais são explicitadas a seguir.

3.2 EQUAÇÕES GOVERNANTES EM MEIOS POROSOS

Na engenharia de petróleo ocorrem essencialmente dois tipos distintos de escoamentos: o escoamento do fluido no reservatório que é tratado como escoamento em meio poroso e o escoamento do fluido no poço, que pode ser considerado como escoamento no interior de dutos.

O escoamento de um fluido no meio poroso pode ser descrito através de uma abordagem microscópica, onde as equações de conservação são utilizadas para descrever o comportamento do fluido no espaço vazio, isto é, nas regiões não ocupadas pela matriz sólida. Para isso é necessário conhecer detalhadamente a estrutura do meio poroso, o que é uma tarefa bastante complexa. Outra forma é o tratamento macroscópico possibilitando, assim, a utilização de variáveis médias (seção 2.4.2) para descrever o comportamento do fluido no meio.

A principal equação envolvida em escoamentos em meios porosos é a equação da *difusividade hidráulica* ou simplesmente *equação da difusividade*, a partir da qual são desenvolvidas soluções para as diversas situações em que os reservatórios podem se encontrar. Ao ser utilizada na engenharia de reservatórios, a equação da difusividade é obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da continuidade (equação da conservação da massa), uma equação de estado (lei dos gases ou equação da compressibilidade dos líquidos) no caso de escoamentos compressíveis, e a lei de Darcy, que é uma equação de transporte de massa de abordagem microscópica.

3.2.1 EQUAÇÃO DA CONSERVAÇÃO DA MASSA (EQUAÇÃO DA CONTINUIDADE)

A equação da continuidade pode ser obtida pelo balanço de massa em um volume de controle:

$$\left[\begin{array}{l} \text{taxa com que a} \\ \text{massa entra no} \\ \text{volume de controle} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{taxa com que a} \\ \text{massa sai do} \\ \text{volume de controle} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{taxa com que a massa} \\ \text{é produzida no} \\ \text{volume de controle} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{taxa de variação} \\ \text{da massa no} \\ \text{volume de controle} \end{array} \right]$$

Para um escoamento bidimensional, em regime permanente e isotérmico de um fluido incompressível, obtém-se:

$$-\frac{\partial}{\partial x}(\rho u) - \frac{\partial}{\partial y}(\rho v) + \dot{m} = 0 \quad (3.1)$$

onde ρ é a massa específica do fluido, u e v são as componentes da velocidade do fluido e \dot{m} representa a taxa de massa produzida por unidade de volume. Como ρ é constante, a equação acima pode ser escrita como:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + q = 0 \quad (3.2)$$

onde q é a taxa volumétrica produzida por unidade de volume do volume de controle.

3.2.2 LEI DE DARCY

Para descrever a velocidade do fluido em meios porosos é utilizada a Lei de Darcy (seção 2.4.3.1), que desconsiderando os efeitos gravitacionais, pode ser escrita como:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu}(\vec{\nabla}P) \quad (3.3)$$

Na equação acima, v é a velocidade média do fluido no meio poroso ou velocidade de Darcy, P é a pressão, k é

a permeabilidade absoluta do meio e μ a viscosidade do fluido.

Substituindo a expressão (3.3) para a velocidade de Darcy (correspondente às componentes das direções x e y) na equação da conservação da massa, obtém-se:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(-\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(-\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \right) - q = 0 \quad (3.4)$$

Em que a razão k/μ , conforme definida na seção 2.4.2.4, representa a mobilidade λ . Fazendo tal substituição, a equação (3.4) toma a seguinte forma:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial P}{\partial y} \right) - q = 0 \quad (3.5)$$

Assim, com a combinação da Lei de Darcy e a equação da conservação da massa, obtém-se uma equação que possibilita o cálculo da pressão. Conhecido o campo de pressão, com a Lei de Darcy é possível determinar o campo de velocidades.

3.3 MODELOS MONOFÁSICOS

As equações que compõem o modelo matemático para o escoamento monofásico em meios porosos são a conservação da massa (equação 3.2) e a lei de Darcy (equação (3.3)). Considerando escoamento em regime permanente, fluido incompressível e formulação macroscópica, o modelo pode ser simplificado com a inserção da lei de Darcy na equação da conservação da massa através da substituição da velocidade pela velocidade de Darcy e multiplicando-se a massa específica pela porosidade, já que a massa total no interior de um volume elementar da estrutura porosa é o produto da massa específica do fluido pela porosidade do meio. Após

simplicada, a equação apresenta apenas a pressão como incógnita, conforme pode ser visto na equação (3.6):

$$\nabla \cdot \left(-\frac{\rho \bar{k}}{\mu} (\nabla P) \right) = 0 \quad (3.6)$$

Lembrando que a velocidade de Darcy, que foi substituída na equação (3.6), não considerou os termos gravitacionais em sua formulação (equação (3.3)).

A permeabilidade absoluta do meio \bar{k} é uma propriedade tensorial que representa a permeabilidade do meio nas três direções, e é composta por nove componentes como pode ser visto na equação (3.7). Quando o meio é isotrópico e homogêneo, a propriedade é representada por um escalar.

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

As condições de contorno para os modelos monofásicos compreendem fronteiras do reservatório impermeáveis, ou seja, fluxo nulo nessas regiões. As vazões relativas aos poços de injeção e produção são tratadas como fontes e sumidouros pontuais de massa no interior do reservatório, nos pontos correspondentes à localização dos poços injetores e produtores, respectivamente. Essas fontes e sumidouros são inseridos na equação de conservação da massa como um termo fonte nos volumes correspondentes à localização dos poços.

Nos volumes em que são computados os termos fontes é que são inseridos os modelos de poços ou os índices de acoplamento, com o intuito de se tratar o acoplamento-poço reservatório.

3.4 MODELOS BIFÁSICOS

Da mesma forma que o modelo monofásico, as equações que compõem o modelo bifásico são a lei de Darcy, e a equação da conservação da massa para cada uma das fases presentes no reservatório. Porém, para escoamentos bifásicos, algumas outras propriedades devem também ser consideradas no modelo, como porosidade, saturação e permeabilidade relativa. A equação de conservação da massa para cada fase é diferenciada através da inserção da saturação das mesmas e da porosidade do meio. Então, para um escoamento bifásico imiscível, incompressível em um meio consolidado, tem-se:

$$\phi \frac{\partial S_\alpha}{\partial t} + \nabla \cdot (\vec{v}_\alpha) = 0 \quad (3.8)$$

onde ϕ é a porosidade, α representa uma fase (água, óleo ou gás) e a velocidade v_α é a velocidade da fase, a qual é substituída pela velocidade de Darcy, que também compõe o modelo, conforme já mencionado. Fazendo tal substituição, obtém-se:

$$\phi \frac{\partial S_\alpha}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\lambda_\alpha \bar{k} (\nabla P_\alpha) \right) \quad (3.9)$$

onde λ_α é a mobilidade da fase α , a qual é uma característica tanto do meio quanto do fluido.

Quando se tem um escoamento bifásico, a presença de uma fase interfere na outra de tal forma que a permeabilidade do meio também é afetada e a mobilidade da fase injetada é dificultada. Ou seja, o avanço do fluxo de uma fase é alterado na presença de outra fase, de maneira que cada fase apresente a sua própria permeabilidade, a qual é chamada de permeabilidade relativa (seção 2.4.2.3).

A permeabilidade relativa representa uma redução da permeabilidade absoluta do meio poroso, portanto, para

que tal fato seja considerado deve ser inserida na equação da velocidade de Darcy. Assim, a equação (3.3) toma a seguinte forma:

$$\vec{v}_\alpha = -\frac{k_{r\alpha} \bar{k}}{\mu_\alpha} (\nabla P_\alpha) \quad (3.10)$$

onde $k_{r\alpha}$ é a permeabilidade relativa da fase α .

Conclui-se que as permeabilidades relativas podem ser escritas como funções das saturações das fases. Esta dependência da permeabilidade relativa com a saturação introduz no problema bifásico uma não-linearidade.

Tem-se então para o modelo bifásico duas equações da conservação da massa - uma para cada fase - e três incógnitas: a saturação de cada fase e a pressão (igual para ambas as fases). Dessa maneira há uma incógnita a mais que o número de equações constituintes do modelo. Para resolver tal problema, utiliza-se uma terceira equação que atua como uma restrição à equação de conservação da massa, garantindo que não ocorra o surgimento de massa entre as fases:

$$S_{\alpha 1} + S_{\alpha 2} = 1 \quad (3.11)$$

Modelo de Buckley-Leverett

Este modelo trata as equações governantes do modelo bifásico em função da velocidade total, o que simplifica o sistema de equações. A velocidade total é definida como sendo a soma das velocidades de cada fase:

$$\vec{v}_T = \vec{v}_{\alpha 1} + \vec{v}_{\alpha 2} \quad (3.12)$$

A qual também pode ser expressa na seguinte forma:

$$\vec{v}_T = -\lambda_T \vec{\nabla} P \quad (3.13)$$

em que: $\lambda_T = \lambda_{\alpha 1} + \lambda_{\alpha 2}$ e $\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha} k}{\mu_\alpha}$.

Então, a equação da conservação da massa de uma determinada fase α pode ser escrita como segue:

$$\phi \frac{\partial S}{\partial t} - \nabla \cdot (\lambda_T \vec{\nabla} P) = 0 \quad (3.14)$$

O sistema de equações fica completo com a inserção da equação da conservação de massa global, a qual atua como uma equação de restrição de forma análoga à equação (3.11):

$$\nabla \cdot (\vec{v}_T) = 0 \quad (3.15)$$

As condições de contorno para os modelos bifásicos são iguais às condições de contorno para o modelo monofásico.

3.5 APLICABILIDADE DO ÍNDICE DE ACOPLAMENTO

Os índices calculados, específicos para cada caso, devem ser inseridos em simuladores de reservatórios de petróleo a fim de se tratar o acoplamento poço-reservatório de maneira que permita que sejam utilizadas malhas não tão refinadas.

Os simuladores de reservatórios resolvem o problema efetuando-se um balanço de massa em cada volume de controle, conforme a figura 26, o que resulta na equação 3.16.

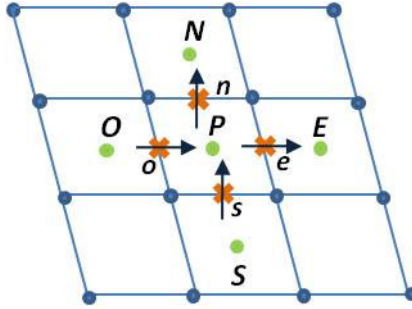


Figura 26. Balanço de Massa em um volume de controle

$$\dot{m}_w + \dot{m}_s - \dot{m}_e - \dot{m}_n = \left. \frac{\Delta m}{\Delta t} \right|_{VC} \quad (3.16)$$

Em que \dot{m}_n é a vazão mássica na fronteira norte, \dot{m}_s é a vazão mássica na sul, \dot{m}_e é a vazão mássica na fronteira leste e \dot{m}_w é a vazão mássica na fronteira oeste e o termo do lado direito da equação é o termo de acúmulo, que pode ser geração (poços produtores) ou consumo (poços injetores), neste último caso o termo de acúmulo recebe sinal negativo. Em um volume de controle logo acima de um poço produtor, \dot{m}_s representa a taxa de massa que entra no mesmo, que, se dividido pela massa específica e por ΔV , tem-se a vazão volumétrica por unidade de volume, a qual pode ser dada em função do índice de acoplamento:

$$q = IA\Delta P \quad (3.17)$$

No caso de escoamentos monofásicos, a equação de conservação da massa para o balanço efetuado no volume que contém o poço produtor é a seguinte:

$$\nabla \cdot (\lambda_r \nabla P) = q \quad (3.18)$$

onde q é vazão volumétrica produzida no poço por unidade de volume, a qual é calculada pela equação 3.17, e na equação de conservação da massa representa um termo de geração.

Uma vez que na equação 3.17 a vazão volumétrica é calculada em função do índice de acoplamento, percebe-se que, com o intuito de se tratar o acoplamento poço-reservatório, o IA é inserido na equação de conservação da massa através do termo de geração.

Convém-se analisar a inserção do índice a partir da equação de conservação da massa discretizada. Os simuladores que o utilizarão podem ter as equações discretizadas através de qualquer método. Neste trabalho o teste de validação foi feito com um simulador que utiliza o método dos volumes finitos conforme consta em Patankar (1980) e Maliska (2004), portanto utilizar-se-á a equação 3.18 discretizada a partir desse método a fim de se explicar como o índice é inserido. Dessa maneira, a equação discretizada é a seguinte:

$$\lambda_r \left[\left(\left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_e - \left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_o \right) \Delta y \Delta z + \left(\left. \frac{\partial P}{\partial y} \right|_n - \left. \frac{\partial P}{\partial y} \right|_s \right) \Delta x \Delta z \right] = q \Delta x \Delta y \Delta z \quad (3.19)$$

em que o termo de geração q discretizado é dado por:

$$q = IA(P_w - P_p) \quad (3.20)$$

Logo, tem-se a equação para o cálculo do Índice de Acoplamento em função da vazão volumétrica e da diferença de pressão entre as fronteiras do módulo:

$$IA = \frac{q}{(P_w - P_p)} \quad (3.21)$$

Interpolando as derivadas por diferenças centrais, tem-se:

$$\lambda_T \left[\begin{array}{l} \left(\frac{P_E - P_p}{\Delta x} - \frac{P_p - P_O}{\Delta x} \right) \Delta y + \\ \left(\frac{P_N - P_p}{\Delta y} - \frac{P_p - P_S}{\Delta y} \right) \Delta x \end{array} \right] = IA (P_p - P_w) \Delta x \Delta y \quad (3.22)$$

Após agrupamento dos termos da equação 3.22, essa toma a forma genérica:

$$A_p P_p = A_e P_E + A_s P_S + A_n P_N + A_o P_O + B_p \quad (3.23)$$

Em que:

$$A_p = 2\lambda_T \left(\frac{\Delta y}{\Delta x} + \frac{\Delta x}{\Delta y} \right) + IA * P_p * \Delta x \Delta y \quad (3.24)$$

$$B_p = IA * P_w * \Delta x \Delta y \quad (3.25)$$

Nota-se que o termo de geração (equação 3.22) foi dividido em duas partes, em que a parcela relativa à pressão no ponto em que se está calculando, $IA * P_p * \Delta x \Delta y$, passa a fazer parte do coeficiente A_p , e a parcela relativa à pressão do poço, pressão esta que é conhecida, $IA * P_w * \Delta x \Delta y$, permanece no termo de geração.

De maneira análoga, o índice de poço é inserido na formulação do problema quando se lança mão de tal índice para resolver o acoplamento poço-reservatório.

No capítulo anterior relatou-se como o problema foi tratado física e matematicamente e quais as condições de contorno necessárias para resolver as equações envolvidas nessa formulação.

Neste capítulo pretende-se dissertar sobre como o problema foi tratado numericamente, ou seja, qual a ferramenta utilizada – suas características e possibilidades, e como as condições de contorno foram inseridas na malha de simulação.

O problema em questão pode ser resolvido, em termos numéricos, basicamente de duas maneiras: a partir de um programa escrito em alguma linguagem ou a partir de um software comercial de simulação de reservatórios de petróleo. Neste trabalho optou-se pela segunda maneira, através da utilização do software comercial IMEX da CMG – *Computer Modelling Group*.

4.1 MODELO DE FLUIDO

O IMEX (*IMplicit-EXplicit Black Oil Simulator*), permite utilizar desde o modelo *black oil* até um modelo que represente um caso mais simples, como o modelo bifásico água-óleo ou gás-óleo. Como o interesse em resolver o acoplamento poço-reservatório foca justamente na interface poço-reservatório, e preferencialmente enquanto há apenas óleo sendo produzido, o problema pode ser tratado como um escoamento monofásico. Neste trabalho optou-se por fazer tal consideração para se

simplificar as simulações de maneira que o tempo de processamento fosse menor.

Entretanto, o caso mais simples, conforme já mencionado, que o software utilizado permite simular é o escoamento bifásico entre água e óleo ou gás e óleo, através de modelos apropriados para tal. Sendo assim, a maneira encontrada para se reproduzir um caso monofásico foi estipular que a saturação de um dos fluidos do modelo fosse nula. Então foi escolhido um modelo bifásico água-óleo, e prescreveu-se a saturação do óleo igual a zero para fins comparativos, já que o simulador com o qual este trabalho foi validado utiliza água como fluido injetado e produzido.

Quanto aos tipos de fluidos, permite trabalhar com hidrocarbonetos que apresentem pontos de bolha variados, além de possibilitar a modelagem composicional, que envolve uma mistura de óleos com diferentes propriedades, como diferentes curvas de permeabilidade relativa e curvas PVT¹¹.

4.2 MALHAS

Dentre as opções de malhas, estas podem ser cartesiana, cilíndrica, com espessura e profundidade variáveis ou ainda do tipo *corner-point*. Também permite a construção de problemas bi e tridimensionais com qualquer um dos sistemas de malha supracitados, e utiliza o método das diferenças finitas na solução numérica do problema.

Para este trabalho, foi escolhida uma malha cartesiana 2D, com dimensões e número de volumes variáveis conforme as exigências dos testes realizados.

4.3 TIPOS DE RESERVATÓRIOS

¹¹ *Curvas PVT*: curvas que relacionam as propriedades de um fluido (pressão, volume e temperatura) permitindo a caracterização do mesmo para determinadas condições.

O software possibilita a representação de reservatórios convencionais (areníticos) ou reservatórios com mais de uma porosidade e/ou permeabilidade (carbonáticos), através da criação de setores específicos para cada região a que se deseja atribuir uma diferente permeabilidade, por exemplo.

Nos testes em que foram simulados reservatórios com mais de uma permeabilidade, com *gravel-pack* ou com falhas geológicas, foram criados tais setores com diferentes valores de permeabilidades prescritos para representar cada uma dessas situações.

4.4 CONDIÇÕES DE CONTORNO

No capítulo 3 foram descritas as condições de contorno estabelecidas para o problema. Nesta seção será descrito como cada uma dessas condições de contorno foram inseridas efetivamente nas simulações.

Conforme já comentado, na fronteira norte a condição de contorno é dada por uma pressão prescrita que representa a maior pressão existente no reservatório considerado. Sendo assim, foram “perfurados” poços injetores em toda a primeira linha da malha, aos quais foram atribuídos valores de pressão de fundo de poço igual a 3000 kPa, e, conseqüentemente, a pressão em todos os volumes que continham os poços passavam a ser iguais a 3000 kPa. Como se tratava de uma malha super refinada, essa primeira linha em que foram inseridos os poços injetores coincidia com a fronteira, de maneira que esta estava então com sua condição de contorno prescrita.

Da mesma maneira foi feito para os volumes da fronteira sul que correspondiam à área aberta ao poço, ou seja, nesses volumes pertencentes à última linha da malha, foram “perfurados” poços produtores cujas pressões de fundo de poço foram atribuídas iguais a 500 kPa.

Nas demais fronteiras – leste, oeste e partes da fronteira sul que não são abertas ao poço, se não prescrita

nenhum valor, naturalmente o software entende as mesmas como fronteiras isoladas, ou seja, fronteiras cujas condições de contorno são de fluxo mássico nulo prescrito. O que satisfaz e garante que tais condições de contorno sejam atendidas.

Neste capítulo serão apresentados os resultados e comentários dos testes realizados de acordo com a formulação desenvolvida neste trabalho.

Os dados utilizados na realização dos testes, como propriedades do fluido e do reservatório, bem como dados geométricos e valores de variáveis de operação, constam em tabelas relativas a cada teste descrito. Os dados mencionados aproximam-se o máximo possível de situações reais encontradas em reservatórios de petróleo, salvo casos em que simplificações fizeram-se necessárias em virtude de especificações numéricas.

As condições de contorno foram praticamente as mesmas para todos os testes, conforme já comentado nos capítulos 3 e 4: fronteiras impermeáveis e pressões prescritas, somente modificando os valores destas pressões a fim de se efetuar diferentes testes, os quais serão explicados a seguir.

5.1 REGIME PERMANENTE

Embora tenham sido feitas considerações para que, mesmo utilizando o modelo bifásico água-óleo, as simulações reproduzissem injeção e produção de água somente, observou-se um transiente ao realizar-se o teste de refino, e, portanto, um teste para verificar quando o regime permanente fora atingido fez-se necessário.

A explicação para a ocorrência de tal transiente deve-se ao valor utilizado para a compressibilidade, que mesmo

sendo um valor baixo, repercute em observação de transientes na simulação.

Escolheu-se uma malha bem refinada, pois conforme a malha vai sendo refinada este transiente aumenta, já que mais volumes são introduzidos no sistema para serem resolvidos, para se verificar quando a simulação atingiu o regime permanente. Uma vez definido esse tempo, os demais testes foram realizados utilizando o valor de tempo definido como tempo final de simulação da produção.

A seguir seguem as tabelas com os valores das propriedades do reservatório e do fluido utilizadas em todos os testes realizados neste trabalho.

Tabela 1. Propriedades reservatório utilizadas no teste de regime permanente

Propriedades Reservatório	
Porosidade	0,4
Permeabilidade ($k_x = k_y$)	100 mD

Tabela 2. Propriedades do fluido utilizado no teste de regime permanente

Propriedades Fluido (Água)	
Viscosidade	1 cP
Massa Específica	1000 kg/m ³
Compressibilidade	10 ⁻¹⁰ 1/kPa
Fator Volume de Formação ¹²	1,0142

As dimensões do módulo do reservatório simulado, as pressões prescritas nas fronteiras norte (P_r) e sul (P_w), e dados como tamanho da malha utilizada e dos volumes, constam na tabela 3.

¹² Fator Volume de Formação: quociente entre o volume total do fluido existente no reservatório a uma dada condição de pressão e de temperatura e o volume de fluido que seria obtido se o mesmo fosse transportado para as condições-padrão da superfície.

Tabela 3. Dimensões do módulo e condições de contorno utilizadas – teste regime permanente

H [m]	L [m]	P_r [kPa]	P_w [kPa]	Malha	dx [m]	dy [m]
50	50	3000	500	1000x1000	0,05	0,05

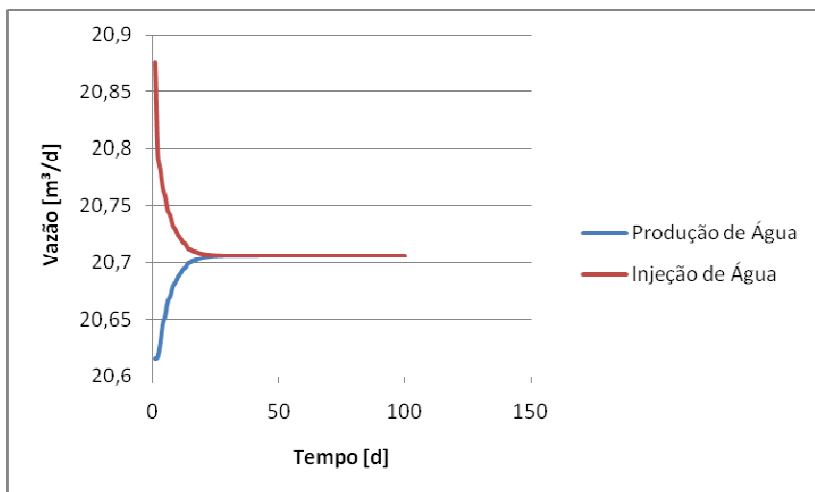


Figura 27. Vazão de injeção e produção de Água vs. Tempo

Observando a figura 27 percebe-se que, aproximadamente, a partir do 40º dia a produção de água torna-se igual à injeção da mesma, o que caracteriza o início de um regime permanente. Portanto, definiu-se 45 dias como tempo final para as demais simulações.

5.2 TESTE DE REFINO

Este teste foi realizado com o intuito de se determinar a partir de qual malha o resultado começa a convergir para uma única solução, a qual é a mais próxima

da exata. Uma vez determinada, esta malha é escolhida para realizar as demais simulações.

Tabela 4. Dimensões do módulo e condições de contorno utilizadas - Teste de Refino

H [m]	L [m]	P _r [kPa]	P _w [kPa]
50	50	3000	500

Tabela 5. Dados da malha utilizada no Teste de Refino

Malha	dx [m]	dy [m]
100x100	0,5	0,5
200x200	0,25	0,25
300x300	0,1667	0,1667
400x400	0,125	0,125
500x500	0,1	0,1
600x600	0,0833	0,0833
700x700	0,07143	0,07143
800x800	0,0625	0,0625
900x900	0,0556	0,0556
1000x1000	0,05	0,05
1100x1100	0,0454	0,0454
1500x1500	0,033	0,033
2000x2000	0,025	0,025
3000x3000	0,0167	0,0167

Observando-se as figuras 28 e 29, nota-se que os valores da vazão de produção de água e o índice de acoplamento, respectivamente, vão tendendo para um determinado valor conforme a malha é refinada, ou seja, vão convergindo para a solução do problema.

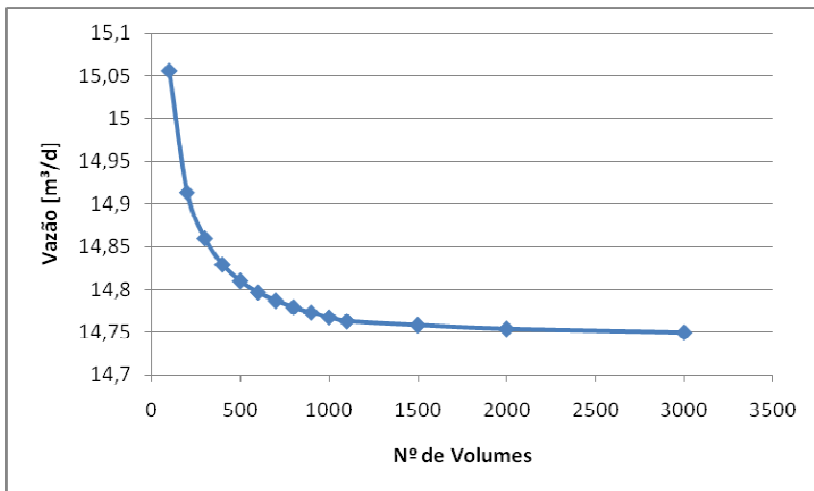


Figura 28. Vazão de Produção de água vs. Nº de Volumes da Malha

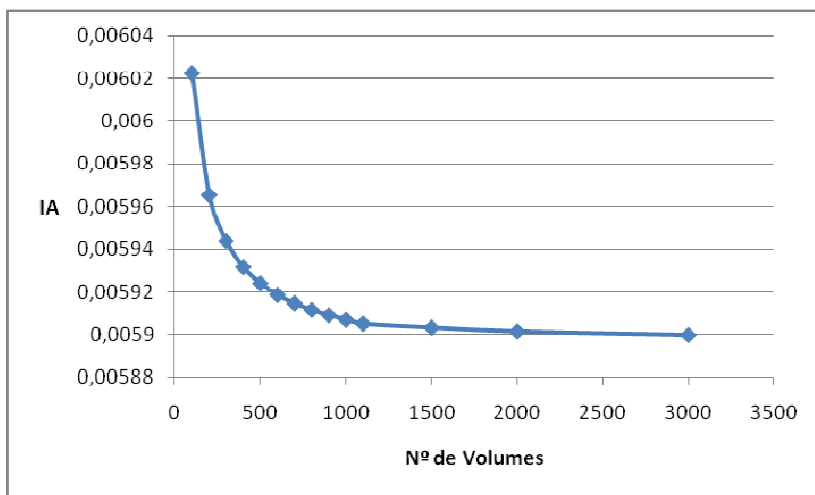


Figura 29. Índice de Acoplamento vs. Nº de Volumes da Malha

Verifica-se que a diferença entre os valores a partir do teste de refino 10, em que se refina a malha de 1000x1000 para 1100x1100, é pequena, como se pode

observar na figura 30, em que são plotados os erros da vazão conforme se refina a malha.

Esses erros foram calculados da seguinte forma:

$$Erro(\%) = \frac{q_n - q_{n+1}}{q_n} \times 100 \quad (5.1)$$

Em que q_n é a vazão obtida a partir de uma determinada malha e q_{n+1} é a vazão obtida a partir de uma malha mais refinada que a anterior.

$$Erro(\%) = \frac{IA_n - IA_{n+1}}{IA_n} \times 100 \quad (5.2)$$

Em que IA_n é o índice de acoplamento obtido a partir de uma determinada malha e IA_{n+1} é o índice de acoplamento obtido a partir de uma malha mais refinada que a anterior.

Tabela 6. Testes de Refino

Teste	Refino
1	100x100 – 200x200
2	200x200 – 300x300
3	300x300 – 400x400
4	400x400 – 500x500
5	500x500 – 600x600
6	600x600 – 700x700
7	700x700 – 800x800
8	800x800 – 900x900
9	900x900 – 1000x1000
10	1000x1000 – 1100x1100
11	1100x1100 – 1500x1500
12	1500x1500 – 2000x2000
13	2000x2000 – 3000x3000

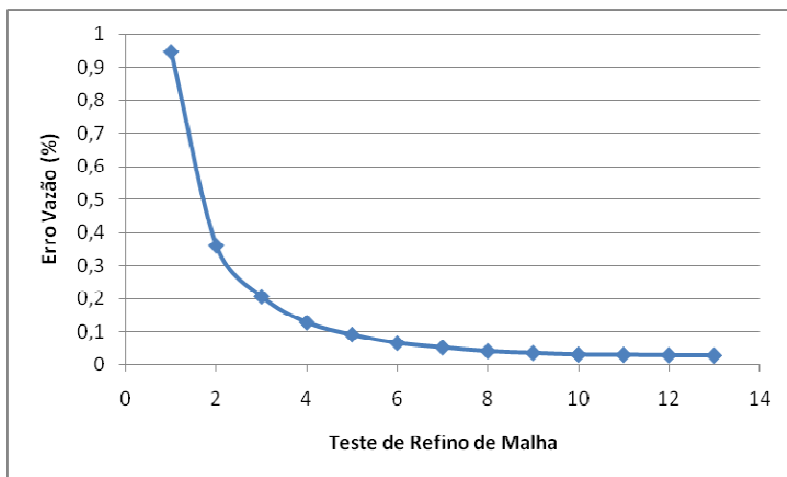


Figura 30. Erro Vazão de produção de água vs. Teste de refino

Como se pode perceber na figura 30, os erros tendem a zero, evidenciando, dessa maneira, que realmente os valores de vazão convergem para um mesmo valor conforme vai se refinando a malha.

Sendo assim, a malha considerada ótima, em termos de convergência da solução e também numéricos, foi a malha 1000x1000, pois a solução da mesma difere muito pouco das soluções a partir da malha 1100x1100, conforme constata-se pelos gráficos dos erros, exigindo muito menos esforço computacional que as malhas mais refinadas consideradas no teste.

5.3 TESTES PARAMÉTRICOS

Após determinada a malha ótima e o tempo final de simulação, o objetivo é avaliar o comportamento dos índices calculados a fim de que se possam relacionar os índices com diferentes arranjos geométricos entre a largura e a altura do módulo, de maneira que permita parametrizar tais índices com a geometria e, conseqüentemente,

escolher o índice mais apropriado para o caso que se esteja trabalhando.

Para tanto, foram realizados alguns testes em que se variou a altura e/ou a largura para avaliar o comportamento dos índices em cada caso. A malha escolhida foi baseada na definida no teste de refino, porém não exatamente a mesma, pois nestes testes não foram utilizadas malhas quadradas, mas sim malhas com diferentes valores de L e H, pois o objetivo era estudar o comportamento dos índices envolvidos em diferentes arranjos entre essas duas variáveis.

Os índices foram plotados em função da razão entre a largura (L) e a altura (H) do módulo, a qual é dada por:

$$R = \frac{L}{H} \quad (5.3)$$

5.3.1 TESTE: VARIAÇÃO DE H (gradiente de pressão constante)

Neste teste variou-se a altura mantendo-se a largura constante. Ao modificar-se a altura do módulo pode-se optar por manter as mesmas pressões nas fronteiras norte e sul (no caso, 3000 kPa e 500 kPa, respectivamente) ou manter o mesmo gradiente de pressão $\frac{dP}{dy}$ ao longo da direção y (altura), o que implica em diferentes valores atribuídos às pressões da fronteira norte, mantendo-se a pressão da fronteira sul constante e igual a 500 kPa.

Este primeiro teste de variação da altura foi realizado mantendo-se o mesmo gradiente de pressão ao longo da direção y. Dessa maneira, os diferentes valores da pressão da fronteira norte (P_r) necessários para manter tal gradiente estão relacionados na tabela 7, na qual também constam os valores da razão L/H e as malhas utilizadas em cada valor de H definido.

Tabela 7. Valores P_r e malha utilizada para cada H

H [m]	Malha	P_r [kPa]	$R = L/H$
10	1000x200	1000	1
20	1000x400	1500	0,5
30	1000x600	2000	0,33
40	1000x800	2500	0,25
50	1000x1000	3000	0,2

Na tabela 8 estão o valor do gradiente estipulado, o valor da largura do módulo, as dimensões dos volumes da malha (dx e dy) e a condição de contorno na fronteira sul (P_w).

Tabela 8. Largura do módulo e valor dP/dy – Teste Paramétrico

dP/dy [kPa]	L [m]	dy [m]	dx [m]	P_w [kPa]
50	10	0,05	0,05	500

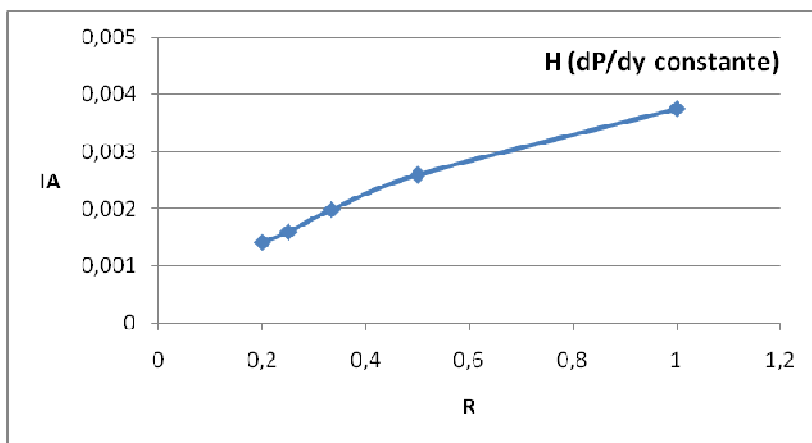


Figura 31. Índice de Acoplamento vs. Razão L/H – variando H (dP/dy constante)

A partir da Figura 311 percebe-se que o índice de acoplamento cresce conforme a razão L/H aumenta, ou

seja, conforme H diminui. Esse é o comportamento observado do índice de acoplamento com a razão L/H, que será melhor explorado na próxima seção, já que observou-se o mesmo comportamento.

5.3.2 TESTE: VARIAÇÃO DE H (ΔP constante)

Neste teste também foi variada a altura H, porém mantendo-se o ΔP constante, ou seja, mantendo-se as mesmas pressões prescritas nas fronteiras norte (P_r) e sul (P_w), cujos valores constam na tabela 9.

Tabela 9. Largura do módulo e condições de contorno utilizadas – teste paramétrico

P_r [kPa]	P_w [kPa]	L [m]	dy [m]	dx [m]
3000	500	10	0,05	0,05

Para que as pressões possam ser mantidas constantes, o gradiente de pressão ao longo da direção y necessariamente deve mudar, já que se está variando a altura do módulo. Os valores deste gradiente estão relacionados na tabela 10 juntamente com a malha utilizada e a razão L/H para cada H definido.

Tabela 10. Valores dP/dy e malha utilizada para cada H

H [m]	Malha	dP/dy [kPa/m]	R = L/H
10	1000x200	250	1
20	1000x400	125	0,5
30	1000x600	83,33	0,33
40	1000x800	62,5	0,25
50	1000x1000	50	0,2

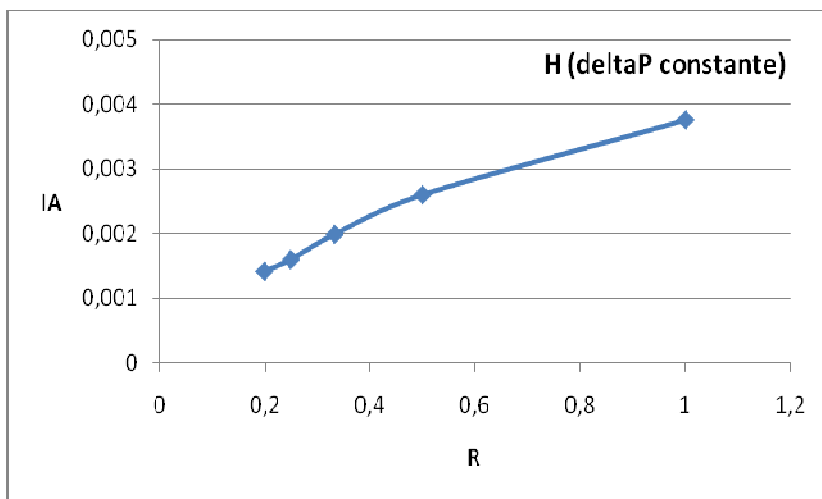


Figura 32. Índice de Acoplamento vs. Razão L/H – variando H (deltaP constante)

Conforme já mencionado ao final da seção 5.3.1, neste teste também se observou que o índice de acoplamento cresce conforme a altura H diminui, ou seja, a razão R aumenta, conforme pode ser visto na figura 32.

As figuras 31 e 32 apresentam o mesmo perfil para valores de índice de acoplamento que levam em consideração a variação da altura do módulo do reservatório. Este comportamento denota apenas a relação do índice com a altura, não apresentando nenhuma relação direta com as vazões como será visto no teste de variação de L , pois os índices que geram esses dois perfis idênticos são calculados a partir de vazões e gradientes de pressão totalmente diferentes entre si, como pode se observar mais adiante nas figuras 34 e 35 e no texto que explica tais comportamentos.

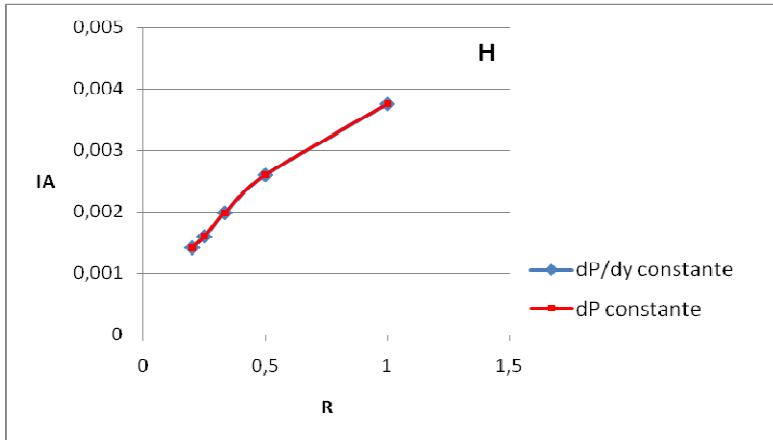


Figura 33. Comparação entre as curvas de variação do IA com a razão L/H obtidas a partir de testes com dP/dy constante e ΔP constante

Através da figura 33, em que são plotados os resultados dos testes das seções 5.3.1 e 5.3.2, confirma-se a observação da equivalência entre os perfis para o índice de acoplamento em função da razão R obtidos nos dois testes de variação de H.

Conclui-se então, que o índice de acoplamento independe se o gradiente de pressão - dP/dy , é mantido constante ou se a diferença entre as pressões do reservatório e do poço é mantida constante. Sendo assim, tem-se a parametrização do índice de acordo com a razão entre a largura e a altura do módulo. Dessa maneira, pode-se escolher o índice mais apropriado para o caso que se esteja trabalhando, que pode ser, por exemplo, algum dos que serão posteriormente abordados neste trabalho, ainda neste capítulo.

Os índices permanecem os mesmos independentemente se está se mantendo a diferença de pressão ou o gradiente de pressão - dP/dy , constante, pois no caso em que se tem a diferença de pressão constante as vazões naturalmente diminuem com o aumento de H, já

que tem-se uma mesma diferença de pressão para alturas diferentes, conforme se observa na figura 34.

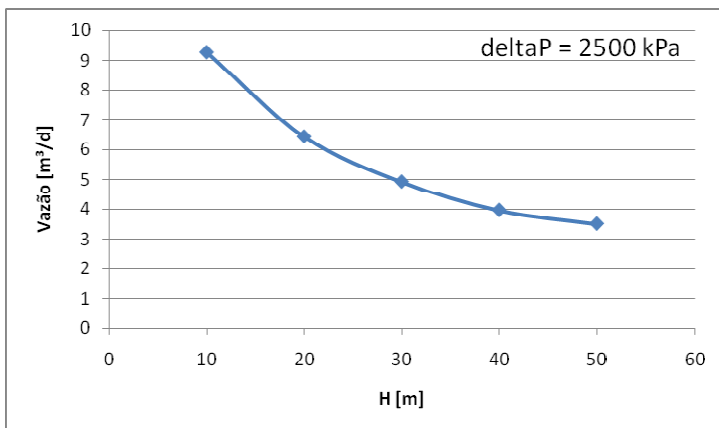


Figura 34. Vazão de produção de água vs. Altura do módulo

Já para o gradiente de pressão constante, as vazões aumentam com o aumento de H, pois a cada aumento de H há um aumento na diferença de pressão e, portanto, um aumento na vazão, conforme se observa na figura 35.

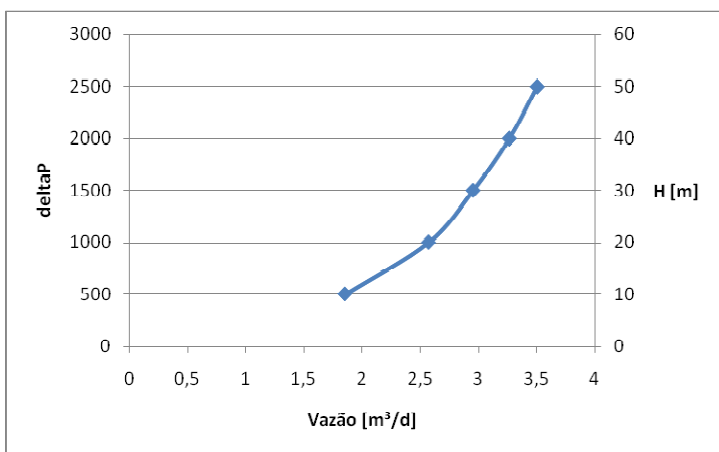


Figura 35. Variação da vazão de produção de água com a diferença de pressão e a altura do módulo

Enquanto em um teste as vazões diminuem conforme se aumenta a altura H, trabalhando-se com uma mesma diferença de pressão, no outro o aumento da vazão é compensado pelo aumento da diferença de pressão entre as fronteiras do módulo, de modo que ao se fazer o cálculo dos índices, o qual é dado pela equação 3.21, os resultados encontrados são os mesmos.

Como se concluiu a partir deste teste que os valores dos índices de acoplamento independem se está se resolvendo um problema de diferença de pressão ou gradiente de pressão constante, optou-se em se utilizar nos próximos testes uma diferença de pressão constante, ou seja, ΔP constante, por se julgar uma maneira mais prática de se preparar as simulações, já que apenas se prescrevem as pressões nas fronteiras, as quais são mantidas as mesmas para todas as simulações.

5.3.3 TESTE: VARIAÇÃO DE L

Neste teste a altura do módulo foi mantida constante e igual a 50 m, enquanto que a largura do mesmo foi sendo variada, conforme consta na tabela 11, na qual também estão relacionadas as malhas juntamente com as razões L/H utilizadas para cada L definido.

Tabela 11. Malha e Razão L/H utilizada para cada L

L [m]	Malha	R = L/H
10	200x1000	0,2
20	400x1000	0,4
30	600x1000	0,6
40	800x1000	0,8
50	1000x1000	1

As pressões nas fronteiras norte e sul foram mantidas constantes e iguais a 3000 kPa e 500 kPa, respectivamente. Os demais valores utilizados neste teste encontram-se na tabela 12.

Tabela 12. Valores dP/dy , condições de contorno e malha utilizada – Teste Paramétrico

dP/dy [kPa/m]	H [m]	dy [m]	dx [m]	P_r [kPa]	P_w [kPa]
50	50	0,05	0,05	3000	500

Convém salientar que a abertura entre o poço e reservatório, a qual representa a área total dos furos existentes no revestimento do poço, é definida como sendo 3% da área lateral do revestimento do poço. Neste caso como se tem uma geometria 2D, utilizou-se uma abertura de 3% de L. Portanto, a abertura varia conforme L varia, logo se a largura aumenta, a área equivalente a esta abertura também aumenta.

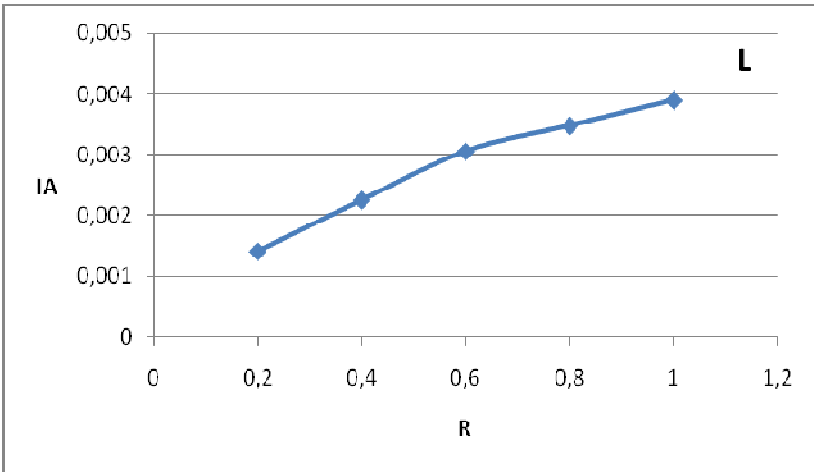


Figura 36. Índice de Acoplamento vs. Razão L/H - variando L

De acordo com a figura 36, constata-se que o índice de acoplamento aumenta conforme a razão L/H aumenta, ou seja, conforme a largura L aumenta.

Isso se explica, conforme supracitado e logo, esperado, em função de a área de escoamento do fluido para o poço variar conforme a largura varia, de maneira

que conforme a largura está sendo aumentada, esta área igualmente é aumentada, repercutindo em um aumento na vazão de produção e, conseqüentemente, em um aumento nos valores dos índices de acoplamento.

5.3.4 TESTE: VARIAÇÃO DE L E H MANTENDO R CONSTANTE

O último teste paramétrico realizado tem por objetivo verificar a relação existente entre os índices calculados com variações da largura e da altura do módulo do reservatório, de maneira que a razão entre as mesmas seja mantida constante e igual a 0,5.

As pressões nas fronteiras norte e sul foram mantidas constantes e iguais a 3000 kPa e 500 kPa, respectivamente. Na tabela 13 encontram-se as dimensões dos volumes das malhas utilizadas.

Tabela 13. Valores Razão L/H e condições de contorno utilizadas - teste de variação L e H mantendo R constante

R = L/H	dy [m]	dx [m]	P _r [kPa]	P _w [kPa]
0,5	0,1	0,1	3000	500

Na tabela 14 encontram-se as malhas utilizadas para cada valor de altura e largura definido, assim como os valores para o gradiente de pressão ao longo da direção y, já que mantiveram-se as pressões prescritas nas fronteiras norte e sul constantes.

Tabela 14. Valores dP/dy utilizados para cada L e H

H [m]	L [m]	Malha	dP/dy [kPa/m]
20	10	100x200	125
40	20	200x400	62,5
60	30	300x600	41,667
80	40	400x800	31,25
100	50	500x1000	25

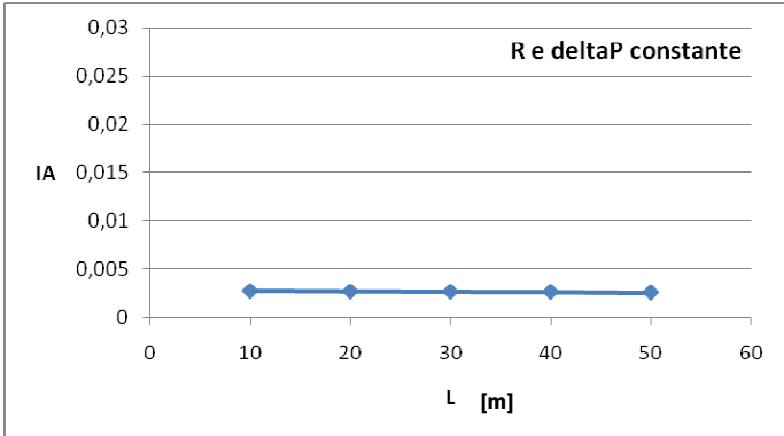


Figura 37. Índice de Acoplamento vs. Largura do Módulo

Através da figura 37 observa-se que os índices de acoplamento permanecem praticamente constantes, e iguais a, aproximadamente, 0,0027, conforme se aumentam ambas as dimensões largura e altura do módulo. Convém ressaltar que a área aberta ao fluxo do reservatório para o poço está diretamente relacionada à largura, enquanto que a distância ao longo do eixo y (dy), a qual corresponde ao raio de drenagem, está relacionada à altura H.

Esse era o resultado que se esperava, pois uma vez que a área aberta ao fluxo e a altura do módulo são alteradas na mesma proporção, mantendo as demais variáveis envolvidas constantes, a vazão deve permanecer inalterada, conforme se verifica a partir da equação de Darcy para a mesma:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{\Delta P}{\Delta y} \right) \quad (5.4)$$

5.4 RESERVATÓRIO COM REGIÕES DE DIFERENTES PERMEABILIDADES – TESTE K

A maioria dos reservatórios existentes apresenta mais de um valor de permeabilidade em sua matriz rochosa. Portanto, é de grande importância realizar uma simulação que reproduza um caso desses com o intuito de se determinar os valores dos índices resultantes desta configuração.

Para tanto, realizaram-se testes nos quais a malha foi dividida em regiões ou seções, às quais foram atribuídos diferentes valores de permeabilidade a fim de se representar um reservatório heterogêneo e isotrópico¹³, conforme pode ser observado na figura 38.

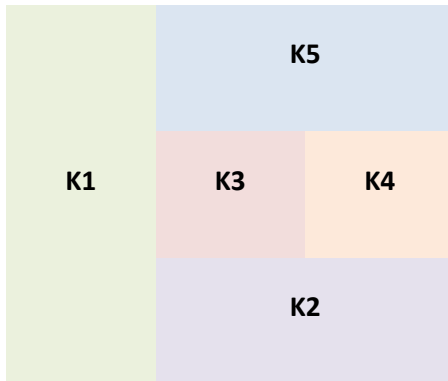


Figura 38. Esquema da distribuição das permeabilidades no reservatório simulado

Os valores de permeabilidade atribuídos a cada uma dessas regiões estão apresentados na tabela 15.

Tabela 15. Valores das permeabilidades relativas às regiões contidas na figura 38

¹³ Isotrópico: meio no qual a permeabilidade é a mesma em todas as direções.

Permeabilidades	
K1	150 mD
K2	200 mD
K3	50 mD
K4	300 mD
K5	100 mD

Da mesma forma que para o teste da seção 5.3.4 – variação de L e H mantendo R constante – espera-se que neste teste os valores obtidos para as vazões, e, conseqüentemente, para os índices, sejam os mesmos, pois se constata isso analisando a equação 5.3, conforme já comentado.

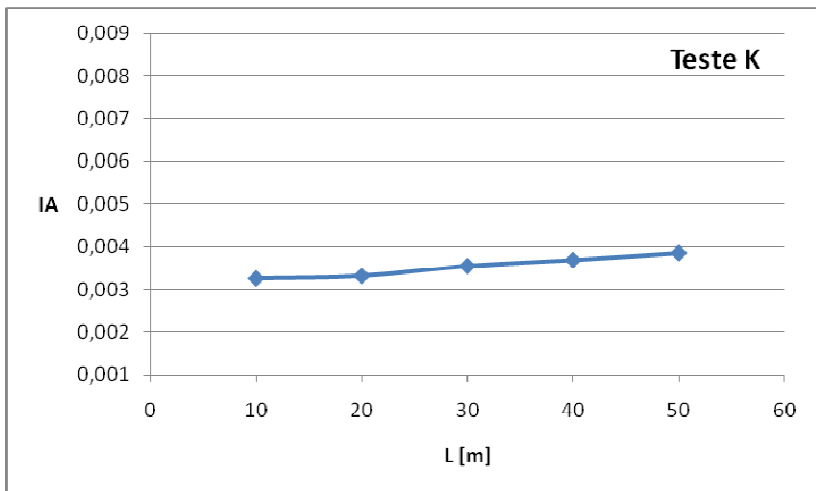


Figura 39. Variação do Índice de Acoplamento com o aumento do módulo simulado

Entretanto, como se trata de uma solução numérica iterativa e não de uma solução exata, tais valores podem não ser exatamente os mesmos.

A partir da figura 39 observa-se que os valores obtidos para os índices de acoplamento não são os mesmos

conforme se aumenta o tamanho do módulo, variando entre 0,003253 e 0,003843. Esperava-se que estes fossem praticamente os mesmos, variando muito pouco entre si como ocorreu no teste 5.3.4.

Estas discrepâncias entre os valores devem-se ao fato de que a cada aumento do módulo também aumentaram os tamanhos de dx e dy de maneira que os coeficientes numéricos (análogos aos da equação 3.22) foram alterados de tal forma que repercutiu em diferenças para as vazões e , conseqüentemente, para os índices de acoplamento, conforme a solução foi sendo iterada até a sua convergência.

No teste 5.3.4 a diferença entre os pontos foi mínima e, portanto, considerada satisfatória de acordo com o que se esperava, pois o teste foi realizado mantendo-se os mesmos valores de dx e dy conforme se alterava o tamanho do módulo, à custa de mudanças na malha utilizada em cada simulação.

Neste e nos demais testes destinados a reproduzir diferentes situações que podem ocorrer nos reservatórios, a malha escolhida foi igualmente baseada na definida no teste de refino, mas não exatamente a mesma, pois nestes testes não foram utilizadas malhas quadradas, mas sim malhas com diferentes valores de L e H , pois um dos objetivos era gerar índices que representassem diferentes configurações do reservatório.

Para se manter fixos dx e dy , ter-se-iam que utilizar malhas variáveis, iniciando em 100×200 até 500×1000 (para dx e dy iguais a $0,1$ m), as quais seriam classificadas como pouco refinadas segundo a metodologia proposta, em se tratando de testes de geração de índices, e não apenas de estudo paramétrico, como no caso do teste 5.3.4. Outra forma seria utilizar malhas variando de 500×1000 até 2500×5000 (para dx e dy iguais a $0,02$ m), o que seria muito custoso em termos computacionais (pré e pós processamento) e de baixo custo-benefício já que se constatou no teste de refino que a diferenças entre as soluções das malhas super refinadas foram muito pequenas.

Sendo assim, para atender o objetivo deste trabalho, que é a determinação numérica destes índices a partir de malhas bastante refinadas, foram utilizadas malhas 500x1000, considerada uma malha boa, em todos os testes envolvidos da seção 5.4 à 5.7, o que obviamente resulta, uma vez que as dimensões do módulo estão sendo alteradas, em diferentes tamanhos de dx e dy.

Tabela 16. Dimensões dos Módulos e malha utilizada

H [m]	L [m]	Malha
20	10	500x1000
40	20	500x1000
60	30	500x1000
80	40	500x1000
100	50	500x1000

Na figura 40 (*a,b,c,d* e *e*) são apresentados, respectivamente, os campos de pressão obtidos conforme o tamanho do módulo do reservatório era aumentado, de acordo com a tabela 16.

As regiões mais permeáveis (maiores valores de permeabilidade – K) são regiões em que há menor pressão e, portanto, os fluidos tendem a estabelecer seu fluxo, preferencialmente, pelas mesmas. Dessa forma, observa-se na figura 40 que, nas regiões com maiores valores de permeabilidade, o campo de pressão não é uniforme como nas regiões com menores valores de permeabilidade.

Conforme a largura (L) do módulo é aumentada, percebe-se um aumento da influência da pressão de fundo de poço na região ao redor do mesmo, já que neste caso a área aberta ao poço também aumenta. Outro fato que pode ser observado, ao se aumentar a largura do módulo, é a modificação do campo de pressão nessa região ao redor do poço, o qual vai adquirindo um perfil inclinado para a direita, pois nesta região há duas permeabilidades prescritas: à esquerda tem-se uma permeabilidade igual a 150 mD e à direita tem-se uma permeabilidade igual a 200

mD, ou seja, o fluido tem seu escoamento facilitado nesta última.

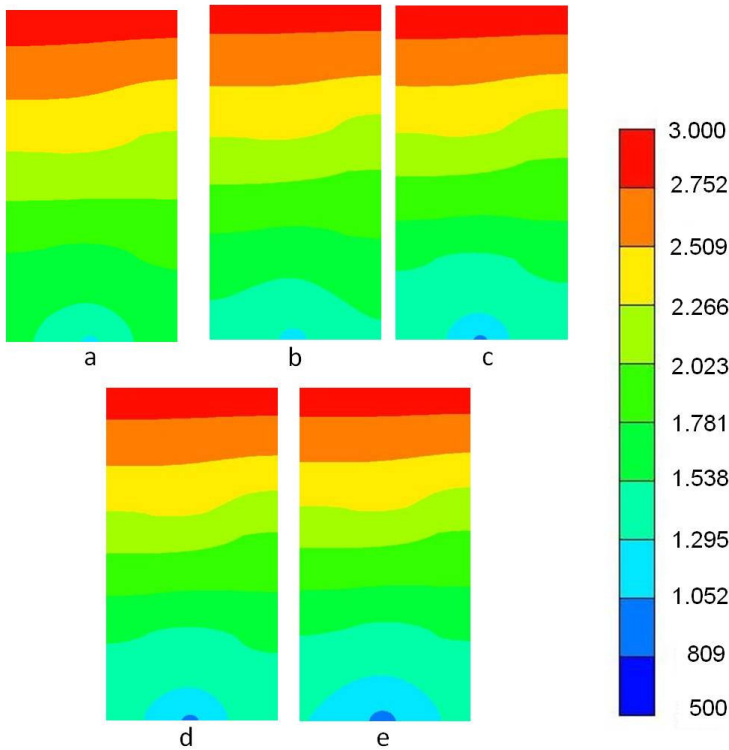


Figura 40. Campo de pressões [kPa] em um reservatório heterogêneo

5.5 GRAVEL-PACK – TESTE G

O *gravel-pack* é um tipo de completação bastante empregado atualmente em virtude de suas características descritas no capítulo 2 e, portanto, a determinação de índices de acoplamento que contemplam a presença deste tipo de completação é de grande interesse. Sendo assim, o teste desenvolvido para tal será abordado nesta seção.

Gravel-pack é uma técnica para controle de produção de areia que consiste no preenchimento dos canhoneados e do anular entre o tubo telado e o

revestimento da parede do poço com uma areia de granulometria bem selecionada (*gravel* - na figura 41b corresponde à região K2), formando um pacote compacto que impede a movimentação da areia da formação (região K1 na figura 41b), mas que apresenta uma permeabilidade maior que a da rocha reservatório.

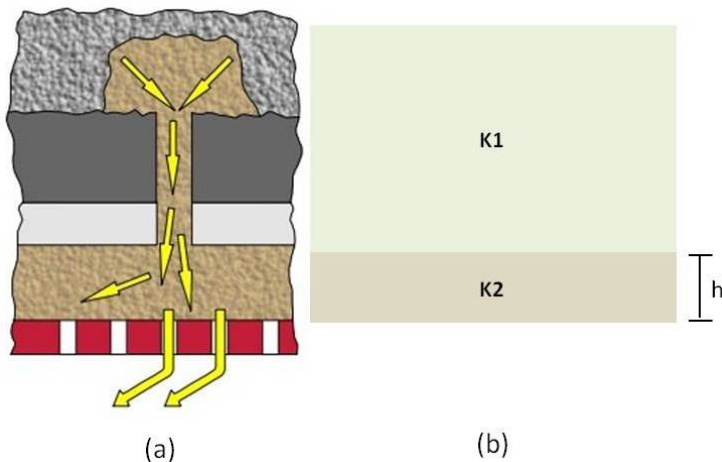


Figura 41. Esquema do reservatório simulado (K1) e sua completção (*gravel-pack* - K2)

Na figura 41a está representado um esquema de parte de um reservatório (cinza médio) e um poço cimentado (cinza claro e escuro) e completado com gravel (areia). O revestimento metálico com suas respectivas aberturas por onde escoam os fluidos provenientes do reservatório em direção ao poço corresponde às partes vermelha e branca, respectivamente, na figura 41a. A figura 41b representa um esquema do módulo utilizado nas simulações deste teste. Convém salientar que o módulo representa apenas a completção com gravel, ou seja, não representa um poço cimentado, a figura esquemática serve apenas para visualizar que parte do conjunto poço/reservatório foi simulada.

Em geral, os revestimentos dos poços possuem um valor de diâmetro interno entre 12 e 13 cm (~5 in), e o tubo telado que sustenta o *gravel* apresenta, em média, um diâmetro de 17 cm (~7 in). Dessa forma, o espaço anular entre o revestimento e o tubo é de 5 cm. Esse espaço corresponde à cota *h* presente na figura 41b e, portanto, a altura do *gravel* considerada nas simulações realizadas para este teste foi de 5 cm. Os demais valores utilizados nas mesmas constam nas tabelas 17 e 18.

Como a completação com *gravel* apresenta uma maior permeabilidade que o reservatório, a região em que este está representado, K2 (figura 41b), foi definida como tendo um valor de permeabilidade igual a 300 mD, enquanto que foi conferida à região que corresponde ao reservatório, K1 (figura 41b), um valor de permeabilidade igual a 100 mD.

Tabela 17. Valores das permeabilidades relativas às regiões contidas na figura 41

Permeabilidades	
K1	100 mD
K2	300 mD

Tabela 18. Dimensões dos Módulos e malha utilizada

H [m]	L [m]	Malha
20	10	500x1000
40	20	500x1000
60	30	500x1000
80	40	500x1000
100	50	500x1000

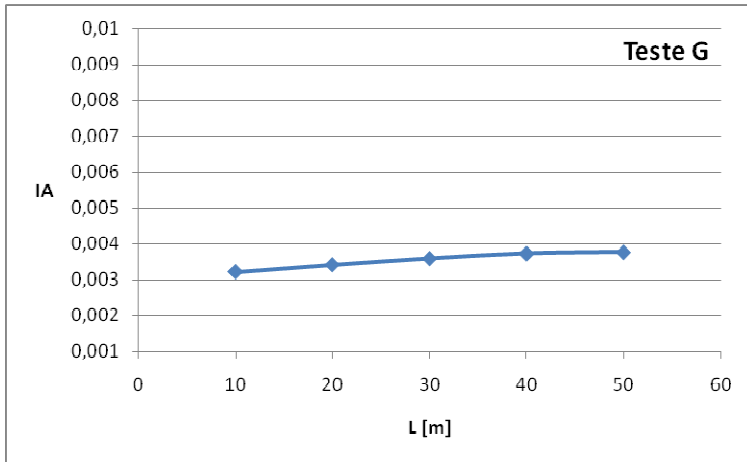


Figura 42. Variação do Índice de Acoplamento com o aumento do módulo simulado

Observando-se a figura 42 nota-se que os valores obtidos para os índices de acoplamento não são exatamente os mesmos conforme se aumenta o tamanho do módulo, variando entre 0,003214 e 0,003764. Da mesma maneira que no Teste K, esperava-se que estes fossem praticamente os mesmos.

Tais diferenças também são explicadas pelo fato de terem sido utilizadas malhas variáveis a cada aumento do módulo, de maneira que os tamanhos dos volumes da malha também fossem modificados, implicando em alterações nos coeficientes numéricos e, conseqüentemente, nas vazões e índices calculados.

Na figura 43 (*a, b, c, d* e *e*) são apresentados, respectivamente, os campos de pressão obtidos conforme o tamanho do módulo do reservatório era aumentado, de acordo com a tabela 18.

Conforme o tamanho do módulo é aumentado, o campo de pressão vai sendo modificado na região próxima ao poço em virtude de se estar aumentando o tamanho da largura do módulo e, conseqüentemente, aumentando também a área aberta ao poço, de maneira que esta região

seja predominada, gradualmente, pela influência da pressão de fundo de poço.

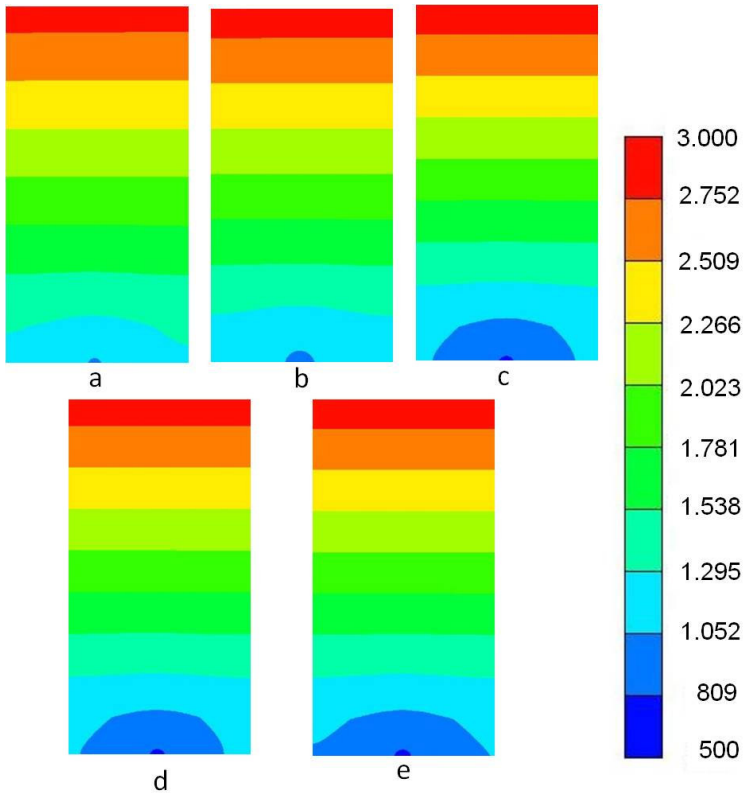


Figura 43. Campo de pressões [kPa] em um reservatório cujo poço possui completção do tipo *gravel-pack*

5.6 FALHAS GEOLÓGICAS – TESTE F

Muitos reservatórios de petróleo apresentam falhas geológicas em suas matrizes rochosas ou ainda são perfurados por poços que possuem completção do tipo fraturamento hidráulico, que nada mais é do que um conjunto de falhas paralelas promovidas artificialmente. Em ambos os casos, essas falhas ou caminhos fraturados possuem valores de permeabilidade maiores que a matriz rochosa que constitui o reservatório. Tais casos ocorrem

com grande frequência e merecem serem abordados em simulações para que os índices que representem os mesmos sejam determinados.

A figura 44 representa um esquema do módulo simulado neste teste, ao qual foram atribuídos às cotas h e l valores iguais a 10m e 0,3m, respectivamente, em todas as simulações de aumento do tamanho do módulo realizadas neste teste, conforme constam na tabela 19.

Tabela 19. Dimensões dos Módulos e malha utilizada

H [m]	L [m]	Malha
20	10	500x1000
40	20	500x1000
60	30	500x1000
80	40	500x1000
100	50	500x1000

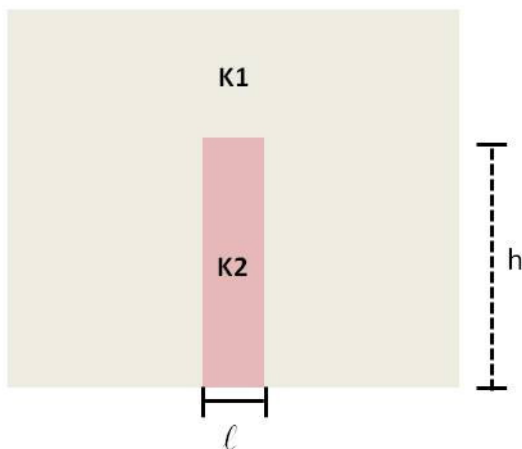


Figura 44. Esquema do reservatório simulado (K1) com uma falha (K2)

Na tabela 20 estão os valores atribuídos às permeabilidades de cada seção criada no reservatório.

Tabela 20. Valores das permeabilidades relativas às regiões contidas na figura 44

Permeabilidades	
K1	100 mD
K2	500 mD

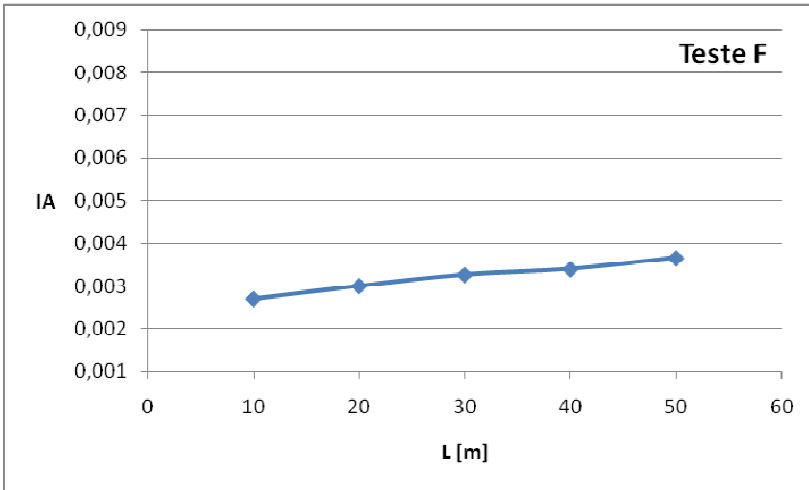


Figura 45. Variação do Índice de Acoplamento com o aumento do módulo simulado

No teste que aborda falhas geológicas, da mesma forma que nos testes anteriores, esperava-se que os valores dos índices de acoplamento fossem os mesmos, já que a largura e a altura do módulo foram aumentadas na mesma proporção, de maneira que, mantendo-se as demais variáveis constantes, de acordo com a equação 5.4, os valores para as vazões ficariam os mesmos para o conjunto de simulações pertencentes a um determinado teste.

Entretanto, observando a figura 45, constata-se que não ocorre o comportamento esperado, já que os valores dos índices variam entre 0,002766 e 0,00366. Novamente, explica-se esse fato em virtude de as malhas utilizadas em

cada uma das simulações deste teste terem sido diferentes entre si, de maneira que, conseqüentemente, seus respectivos volumes também o fossem.

Na figura 46 (*a,b,c,d* e *e*) são apresentados, respectivamente, os campos de pressão obtidos conforme o tamanho do módulo do reservatório era aumentado, de acordo com a tabela 19.

De acordo com a figura 46 pode-se confirmar uma das conclusões obtidas no teste 5.3.3 – variação da largura do módulo, que foi o aumento do fluxo de fluidos conforme se aumentava a largura do módulo do reservatório. O campo de pressões próximo ao poço cada vez mais é influenciado, predominantemente, pela pressão de fundo de poço, conforme a largura do módulo vai sendo aumentada, já que, neste caso, a área aberta ao poço também aumenta.

Na região em que está presente a falha observa-se um campo de pressão não uniforme como no restante do reservatório, o que denota um maior fluxo de fluidos em direção à falha motivado por um maior valor de permeabilidade existente na mesma.

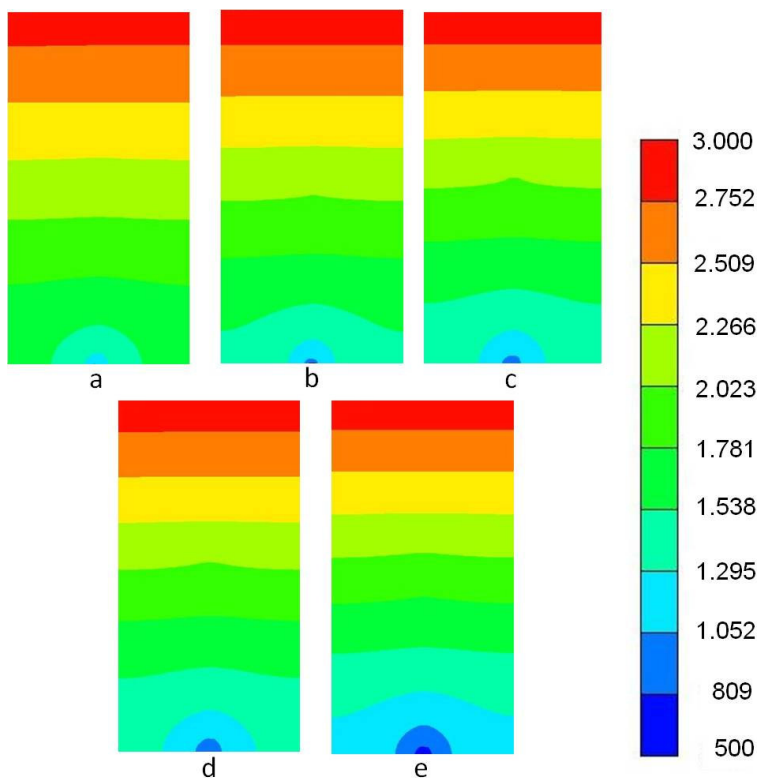


Figura 46. Campo de pressões [kPa] em um reservatório com falhas geológicas

5.7 TESTE DE VALIDAÇÃO

A metodologia proposta necessita ser validada para que se possa dizer que a mesma tem aplicação prática e plausível. Para tanto, utilizou-se o simulador “in-house” apresentado em Ribeiro (2010).

O teste consistiu na comparação entre simulações utilizando o IMEX e o simulador, de um mesmo caso, no qual se definiu um reservatório homogêneo 2D a ser simulado. Maiores detalhes, como características do reservatório utilizado, constam na tabela 21.

A simulação realizada no IMEX utilizou uma malha bastante refinada e seguiu a metodologia proposta neste

trabalho, ou seja, sem utilizar um modelo de poço, já que os índices de poços, que os poços inseridos nas simulações utilizaram, foram prescritos iguais à unidade, e, portanto, não influenciaram nos cálculos.

Já a simulação realizada com auxílio do simulador “in-house” foi feita a partir de uma malha pouco refinada e utilizou-se o modelo de poço de Peaceman. A ideia era verificar se as vazões obtidas eram semelhantes, pois o fato de serem próximas denota que os índices calculados a partir da metodologia proposta são aplicáveis, já que a vazão calculada sem um modelo de poço, porém tão refinada que se aproxima de uma solução analítica local, é semelhante à vazão calculada utilizando um modelo de poço a partir de uma malha grossa, o que justifica o fato de terem sido utilizadas malhas tão distintas para fins de comparação.

Tabela 21. Valores utilizados nas simulações referentes ao teste de validação

Características	Simulação	IMEX	Simulador “in-house”
Malha		500x1000	10x20
L [m]		10	10
H [m]		20	20
Área* [m ²]		0,126	0,126
Pr [kPa]		3000	3000
Pp [kPa]		500	500
Porosidade		0,3	0,3

*área aberta ao fluxo do fluido do reservatório em direção ao poço horizontal

Tabela 22. Resultados obtidos nas simulações realizadas no teste de validação

Variável	Simulação	IMEX	Simulador “in-house”	Erro (%)
Vazão [m ³ /d]		7,6978	7,9725	3,45

O erro apresentado na tabela 22 foi calculado da seguinte forma:

$$Erro(\%) = \frac{q_s - q_l}{q_s} \times 100 \quad (5.5)$$

Onde q_s é a vazão calculada pelo simulador “in-house” e q_l é a vazão calculada pelo IMEX.

Conforme se pode observar na tabela 22, as vazões obtidas em cada uma das simulações são muito próximas, porém não exatamente as mesmas, o que está de acordo com o esperado, já que são soluções resultantes de malhas distintas. Entretanto, conforme já explicado, não se tem a intenção de ser verificar qual simulação é a mais apropriada, mas sim comparar equivalência entre elas.

Portanto, a discrepância de 3,45% entre os valores das vazões foi entendida como aceitável em virtude da diferença entre as malhas e, por serem valores muito próximos, pode-se dizer que a metodologia proposta neste trabalho está validada e tem aplicação prática.

6

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste último capítulo estão as conclusões obtidas neste trabalho bem como algumas sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

Pode-se dizer que os objetivos deste trabalho foram alcançados, desde a realização de vários testes paramétricos a partir dos quais se concluíram fatos que serviram para a determinação de detalhes dos estudos de casos. Além disso, tais estudos de casos possibilitaram a observação de evidências numéricas bem como a geração de valores para os seus respectivos índices de acoplamento.

6.1 CONCLUSÕES

Após determinada a malha ótima e o tempo final de simulação, foram realizados alguns testes em que se variou a altura e/ou a largura para avaliar o comportamento dos índices em cada caso com o objetivo de avaliar o comportamento dos índices calculados a fim de que se possam relacionar os índices com diferentes arranjos geométricos entre a largura e a altura do módulo, de maneira que permita parametrizar tais índices com a geometria e, conseqüentemente, escolher o índice mais apropriado para o caso que se esteja trabalhando.

Conclui-se a partir dos testes de variação da altura (mantendo-se o gradiente de pressão constante) e variação da altura (mantendo-se a diferença de pressão constante), concluiu-se que o comportamento do índice em relação a razão (L/H) denota apenas a relação do índice com a altura, não apresentando nenhuma relação direta com as vazões, pois os índices que geram esses dois perfis idênticos são calculados a partir de vazões e gradientes de pressão totalmente diferentes entre si.

Sendo assim, pode-se dizer que o índice de acoplamento independe se o gradiente de pressão - $\frac{dP}{dy}$, é mantido constante ou se a diferença entre as pressões do reservatório e do poço é mantida constante. Dessa maneira, tem-se a parametrização do índice de acordo com a razão entre a largura e a altura do módulo. Dessa maneira, torna-se possível escolher o índice mais apropriado para o caso com o qual se esteja trabalhando.

A partir do teste de variação da largura do módulo (L), em que a altura do módulo foi mantida constante e igual a 50 m, constatou-se que o índice de acoplamento aumentou conforme a razão R (L/H) aumentava, ou seja, conclui-se que os índices são diretamente proporcionais à largura dos módulos (L).

No último teste paramétrico realizado, variação da largura e altura do módulo (mantendo-se a razão R constante e igual) confirmou-se o comportamento esperado de acordo com a equação 3.3: os índices de acoplamento permaneceram praticamente constantes conforme se aumentavam ambas as dimensões largura e altura do módulo. Concluindo-se, portanto, que, aumentando proporcionalmente a largura e altura dos módulos, os índices se mantêm os mesmos.

Nos testes em que realizaram análises do comportamento dos índices com diferentes características físicas que podem ser encontradas em reservatórios e completações de poços (teste da matriz rochosa com diferentes permeabilidades, teste com falhas geológicas e teste com *gravel-pack*), diferentemente do esperado, encontraram-se valores ligeiramente diferentes entre si para os índices conforme se aumentavam ambas a largura e a altura do módulo, fato a partir do qual se pode concluir que a malha escolhida influencia nesta discrepância, já que o número de volumes da mesma é mantido constante à custa de variações nos tamanhos de cada um desses volumes.

Por fim, a metodologia proposta necessitava ser validada para que se pudesse dizer que a mesma tem aplicação prática e plausível. Para tanto, utilizou-se o

simulador “in-house” apresentado em Ribeiro (2010), como ferramenta de comparação com uma simulação realizada de acordo com a metodologia proposta neste trabalho.

A discrepância de 3,45% entre os valores das vazões foi entendida como aceitável em virtude da diferença entre as malhas e, por serem valores muito próximos, pode-se dizer que a metodologia proposta neste trabalho está validada e tem aplicação prática.

Então, a partir deste teste de validação pode-se concluir que este trabalho atingiu seu maior objetivo que era a validação da metodologia proposta, de maneira que esta possa ser utilizada para a determinação de índices de acoplamento como uma solução para o problema do acoplamento poço-reservatório de uma maneira mais precisa e mais completa já que tais índices são gerados a partir de soluções que utilizam malhas super refinadas e levam em consideração detalhes do reservatório e/ou do poço.

6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Uma vez que este trabalho proporcionou a confirmação de que a metodologia proposta é válida, a mesma pode então ser melhor aproveitada para contribuir efetivamente para a solução de um problema de acoplamento poço-reservatório de um caso mais complexo.

Como a maioria dos problemas em engenharia de reservatórios é tratada numericamente como tridimensional, os índices de acoplamento utilizados nestes devem igualmente ser obtidos a partir de simulações tridimensionais de reservatórios de petróleo. Sendo assim, tem-se como sugestão para trabalhos futuros determinar índices de acoplamento baseados na metodologia que foi proposta e validada neste trabalho, para vários casos de reservatórios e tipos de completação, gerando um banco de dados com esses valores prontos para serem utilizados de acordo com o caso que se deseja resolver.

AHMED, T., 2000. **Reservoir Engineering Handbook 2ndEd.** *Gulf Professional Publishing, Texas.*

CMG (Computer Modelling Group). **IMEX User's Manual.** Calgary, Alberta, Canada. 2008.

COATS, K. H. **IMPES Stability: Selection of Stable Timesteps.** SPE Journal, v.8, n.2, p.181-187. 2003a.

_____, **IMPES Stability: The CFL Limit.** SPE Journal, v.8, n.3, p.291-297. 2003b.

COFFIN, P. **Horizontal Well Evaluation After 12 Years.** 68th Technical Conference and Exhibition. Houston, TX, EUA: SPE 1993.

CORDAZZO, J. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método EbFVM e Multigrid Algébrico.** 2006 (Tese de Doutorado) Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil. Orientador: Prof. Clovis Raimundo Maliska, Ph.D., Co-Orientador: Prof. Antônio Fábio Carvalho da Silva, Dr.Eng., 2006.

GUITERAS, O.H.J. **Metodologia de Análise Global para o Desenvolvimento de um Campo de Gás Natural.** 2003 (Dissertação de Mestrado) Pontifícia Universidade Católica PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Orientador: Luís Fernando A. Azevedo, Co-orientador: Oswaldo Antune Pedrosa Jr., 2003.

[HTTP://HHENKELS.BLOGSPOT.COM/2010.](http://HHENKELS.BLOGSPOT.COM/2010)

[HTTP://HPQC.BLOGSPOT.COM/2010.](http://HPQC.BLOGSPOT.COM/2010)

[HTTP://MARCELOFRANKLIN.BLOGSPOT.COM/2010.](http://MARCELOFRANKLIN.BLOGSPOT.COM/2010)

[HTTP://PETROLEOLUSOFONO.BLOGSPOT.COM/2010.](http://PETROLEOLUSOFONO.BLOGSPOT.COM/2010)

[HTTP://OILANDGASINTEREST.COM/2010.](http://OILANDGASINTEREST.COM/2010)

[HTTP://WWW.QGDOPETROLEO.COM/2010.](http://WWW.QGDOPETROLEO.COM/2010)

JOSHI, S. D. **Horizontal Well Technology**. USA: PennWell Publishing Company. 1991. 94 p.

MAGALHÃES, J.V.M., OLIVEIRA, T.J.L., FERNANDES, P.D., SILVA, M.G.F, MARTINS, A.L. **Gravel Packing Horizontal Wells in Reservoir Oil Flow Equalization Projects**. *SPE paper 107612 presented at the European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, 30 May – 1 June, 2007.*

MALISKA, C. R. “**Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**”, Segunda Edição. Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., Rio de Janeiro, 2004.

MIRANDA, R. T. **Análise do Acoplamento entre Poços Horizontais e Reservatórios de Petróleo**. 2009 (Dissertação de mestrado), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil. Orientador: Clovis Raimundo Maliska, Ph.D., 2009.

NIELD, D. A. e A. BEJAN. **Convection in Porous Media**. 3rd Edition. EUA: Springer. 2006. 300 p.

PATANKAR, S.V. **Numerical Heat Transfer and Fluid Flow**. EUA: Hemisphere Publishing Corporation, United States of America, 1980. 193 p.

PEACEMAN, D. W., EXXON PRODUCTION RESEARCH CO. HOUSTON. **Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation**. SPE Journal, v.18, n.3, June, p.183-194. 1978.

RIBEIRO, G.G. **Implementação e Avaliação de Modelos de Poços em Duas e Três Dimensões para Aplicação em Simuladores de Reservatórios de Petróleo**. 2010 (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil. Orientador: Prof. Clovis Raimundo Maliska, Ph.D., 2010.

RODRIGUES, V.F., NEUMANN, L.F., TORRES, D., GUIMARÃES, C., TORRES, R.S. **Horizontal Well Completion and Simulation Techniques – A Review With Emphasis on Low-Permeability Carbonates**. *SPE paper presented at the 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 15-18 April, 2007*.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência Ltda. Rio de Janeiro, PETROBRAS, 2006.

SANTANA, F.L. **Incorporação do Vínculo de Suavidade no Ajuste de Histórico de Reservatórios de Petróleo**. 2005 (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, Brasil. Orientador: Prof.Dr. Aderson Farias do Nascimento, Co-Orientador: Prof. Dr. Walter Eugênio de Medeiros, 2005.

THOMAS, J.E. *et al.* **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência Ltda. Rio de Janeiro, PETROBRAS, 2001.

VICENTE, R. **A numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics.** *Thesis. The Pennsylvania State University, 2000.*

WEATHERFORD COMPLETION SYSTEMS. **Product's Catalog.** *Weatherford International - Legal Department, Houston, Texas, USA, 2002. 26 p.*