



COPPE/UFRJ

IMPACTOS DA MOLHABILIDADE DA ROCHA NA PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO
DE PETRÓLEO

Marcos Faerstein

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadores: José Luis Drummond Alves

Paulo Couto

Rio de Janeiro
Junho de 2010

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

IMPACTOS DA MOLHABILIDADE DA ROCHA NA PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO
DE PETRÓLEO

Marcos Faerstein

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Prof. Luiz Landau, D.Sc.

Prof. Denis José Schiozer, Ph.D.

Prof. Márcio da Silveira Carvalho, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2010

Faerstein, Marcos

Impactos da Molhabilidade da Rocha na
Produção e Recuperação de Petróleo / Marcos
Faerstein - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

XXV, 165 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: José Luis Drummond Alves

Paulo Couto

Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE /
Programa de Engenharia Civil, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 137-144.

1. Molhabilidade. 2. Simulação de Reservatórios.
3. Petrofísica. 4. Permeabilidade Relativa. 5. Pressão
Capilar. 6. Modelagem de Reservatórios. I. Alves, José
Luis Drummond *et al.* II. Universidade Federal do Rio
de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III.
Título.

Dedico este trabalho à minha filha Júlia pela alegria que me traz todos os dias, e à minha esposa Caroline por sua compreensão e apoio em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Ao meu pai Eduardo, pelo incentivo constante e pela dedicação na revisão do texto.

À minha mãe Nilcéa, sempre me motivando a superar as dificuldades e opinando sobre o rumo do trabalho.

Ao Eng. Francisco Roberto Couri, pela orientação técnica e conselhos para garantir que os objetivos fossem alcançados.

Aos Professores Paulo Couto e José Luis Drummond Alves, pela orientação e acompanhamento do trabalho.

À equipe de Reservatórios de Marlim Leste (Petrobras), onde o gerente José Ronaldo e todos os colegas engenheiros, geólogos e geofísicos deram o suporte fundamental para a elaboração deste trabalho.

À Petrobras, pelo importante investimento na minha formação e crescimento profissional.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

IMPACTOS DA MOLHABILIDADE DA ROCHA NA PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

Marcos Faerstein

Junho/2010

Orientadores: José Luis Drummond Alves

Paulo Couto

Programa: Engenharia Civil

O cenário atual da indústria do petróleo envolve explorar e explorar reservas com desafios técnicos e custos cada vez maiores. De forma a se maximizar a produção e recuperação de petróleo, métodos de recuperação melhorada, como a injeção de água, são frequentemente adotados desde o início do desenvolvimento dos campos. Neste contexto, a molhabilidade da rocha, ao impactar fortemente a eficiência da injeção de água, e a produção e recuperação de petróleo, influi de modo decisivo na economicidade dos projetos de desenvolvimento da produção.

O presente trabalho aborda os diversos impactos que a molhabilidade dos reservatórios podem ocasionar na produção e recuperação de petróleo com injeção de água. Uma extensa revisão do estado da arte foi realizada para levantamento das divergências e lacunas de conhecimento, resgate de definições fundamentais, correto entendimento dos fenômenos físicos e identificação das características que compõem os variados cenários de molhabilidade.

Estudos de casos foram realizados utilizando-se um simulador de reservatórios *black oil* para avaliação do impacto de diferentes cenários de molhabilidade na produção e recuperação de petróleo. Análises de sensibilidade foram conduzidas para identificação dos parâmetros de molhabilidade mais relevantes nos resultados. Ao final, são tecidas considerações sobre os resultados sob a ótica do desenvolvimento de projetos de produção de petróleo em águas profundas no mar brasileiro.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

IMPACTS OF ROCK WETTABILITY ON OIL PRODUCTION AND RECOVERY

Marcos Faerstein

June/2010

Advisors: José Luis Drummond Alves

Paulo Couto

Department: Civil Engineering

The current scenario of the petroleum industry is marked by the exploration and exploitation of reserves with increasing technical challenges and costs. In order to maximize the oil production, methods of improved recovery, such as water injection, are frequently utilized from the starting phases of fields development. Due to its strong impact on the efficiency of water injection and on oil production and recovery, the rock wettability decisively influences the economic results of exploitation projects.

This dissertation discusses the various impacts that rock wettability may have upon the production and recovery of oil with water injection. A comprehensive literature review of the state of the art has been conducted to survey existing disagreements and knowledge gaps, basic definitions, as well as the correct understanding of the physical phenomena and identification of the characteristics of the various wettability scenarios.

Case studies were conducted utilizing black oil reservoir simulator to evaluate the impact of different wettability scenarios on oil production and recovery. Sensitivity analyses were performed to identify the wettability parameters most relevant to the results. Finally, the results are discussed within the framework of oil production offshore projects in Brazilian deep waters.

Sumário

Capítulo 1. Introdução.....	1
1.1. Considerações Iniciais.....	1
1.2. Motivação.....	2
1.3. Objetivos.....	2
1.4. Histórico do Problema.....	3
1.5. Organização da Dissertação.....	4
Capítulo 2. Revisão do Estado da Arte - Fundamentos da Molhabilidade.....	6
2.1. Definição da Molhabilidade da Rocha.....	6
2.2. Medição da Molhabilidade.....	9
2.2.1. Métodos Quantitativos.....	9
2.2.2. Métodos Qualitativos.....	13
2.2.3. Efeitos da Manipulação das Amostras na Molhabilidade.....	17
2.3. Fatores que Influenciam a Molhabilidade.....	18
2.3.1. Evolução da Saturação.....	18
2.3.2. Propriedades Físico-Químicas.....	20
2.3.3. Características Litológicas.....	21
2.3.4. Fatores na Escala de Poro.....	22
2.4. Impactos da Molhabilidade.....	24
2.4.1. Características Petrofísicas.....	24
2.4.2. Produção e Recuperação de Petróleo.....	29
2.4.3. Fluxo em Meios Fraturados.....	41

2.5.	Considerações Finais.....	45
Capítulo 3. Modelagem de Reservatórios.....		47
3.1.	Modelagem Conceitual.....	48
3.1.1.	Modelagem da Molhabilidade.....	48
3.1.2.	Modelagem dos Reservatórios.....	52
3.2.	Modelagem Matemática.....	52
3.2.1.	Lei de Darcy.....	53
3.2.2.	Lei da Conservação de Massa.....	53
3.2.3.	Formulação Matemática de um Simulador de Fluxo <i>Black Oil</i>	54
3.3.	Modelagem Numérica.....	59
3.3.1.	Aproximação por Diferenças Finitas para Equações de Fluxo Multifásico <i>Black Oil</i>	60
Capítulo 4. Estudos de Casos Sintéticos.....		64
4.1.	Dados Comuns.....	64
4.2.	Caso de Referência Reservatório Homogêneo.....	67
4.2.1.	Elaboração dos Cenários de Molhabilidade.....	68
4.2.2.	Resultados.....	75
4.2.3.	Análise de Sensibilidade aos Parâmetros da Molhabilidade.....	91
4.2.4.	Discussão sobre os Resultados.....	103
4.3.	Reservatório Carbonático Heterogêneo Aleatório.....	105
4.3.1.	Elaboração dos Cenários de Molhabilidade.....	106
4.3.2.	Resultados.....	112
4.3.3.	Discussão sobre os Resultados.....	119
4.4.	Reservatório Carbonático Heterogêneo Estratificado.....	120
4.4.1.	Elaboração dos Cenários de Molhabilidade.....	121

4.4.2.	Resultados.....	122
4.4.3.	Discussão sobre os Resultados.....	129
Capítulo 5. Conclusões e Recomendações.		132
5.1.	Conclusões.....	132
5.2.	Recomendações para Trabalhos Futuros.....	135
Referências Bibliográficas.....		137
Apêndice A. Modelagem Matemática.		145
Apêndice B. Modelagem Numérica.		154

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Ângulo de contato de uma gota de óleo (verde) envolta em água (azul) em uma superfície fortemente molhável à água (à esquerda), em uma superfície fortemente molhável ao óleo (direita) e em uma superfície com um grau de molhabilidade intermediária (centro), Abdallah <i>et al.</i> [25].	7
Figura 2.2 – Representação esquemática da (A) molhabilidade mista e (B) molhabilidade fracional, adaptado de Dixit <i>et al.</i> [26].	8
Figura 2.3 – Ângulo de Contato θ e o equilíbrio das tensões interfaciais sólido/óleo (σ_{os}) sólido/água (σ_{ws}) e óleo/água (σ_{ow}), adaptado de Raza <i>et al.</i> [28].	10
Figura 2.4 – Ângulo de contato água/rocha no avanço e recuo da água e na presença de óleo (verde), adaptado de Craig [1].	11
Figura 2.5 – Testes de Amott-Harvey e USBM para medição da molhabilidade da rocha, adaptado de Abdallah <i>et al.</i> [25].	12
Figura 2.6 – Procedimento combinando os testes de Amott-Harvey e USBM, adaptado de Sharma e Wunderlich [31].	13
Figura 2.7 – Relação empírica entre permeabilidade e saturação de água conata para identificação da molhabilidade da rocha, adaptado de Raza <i>et al.</i> [28].	15
Figura 2.8 – Comportamento das saturações e pressões capilares nos casos de reservatórios molháveis à água (MA) e ao óleo (MO) em uma zona de transição, adaptado de Abdallah <i>et al.</i> [25].	20
Figura 2.9 – Impacto das irregularidades dos poros na definição dos ângulos de contato, extraído de Abdallah <i>et al.</i> [25].	22
Figura 2.10 – Impacto das irregularidades dos poros na estabilidade do filme de água, adaptado de Abdallah <i>et al.</i> [25].	23
Figura 2.11 – Representação esquemática da distribuição da saturação de óleo e água em um poro de uma rocha com molhabilidade mista, adaptado de Radke <i>et al.</i> [43].	23

Figura 2.12 – Representação esquemática da distribuição da saturação de óleo e água em um poro de uma rocha molhável à água (MA) e molhável ao óleo (MO).....	24
Figura 2.13 – Permeabilidades relativas ao óleo e à água em função da molhabilidade da rocha. Quanto mais positivo o índice USBM de molhabilidade mais molhável à água e quanto mais negativo mais molhável ao óleo, adaptado de Donalson e Thomas [34].	25
Figura 2.14 – Impacto do ângulo de contato na pressão capilar de drenagem e embebição, adaptado de Morrow [45].....	26
Figura 2.15 – Impacto da molhabilidade fracional na P_c , adaptado de Fatt e Klikoff [46].	26
Figura 2.16 – Curvas de pressão capilar (P_c) e permeabilidade relativa à água (k_{rw}) e ao óleo (k_{ro}) nas condições de molhabilidade à água e mista, adaptado de Abdallah <i>et al.</i> [25].....	27
Figura 2.17 –Esquema do processo de embebição em reservatórios fortemente molháveis à água, adaptado de Raza <i>et al.</i> [28].	30
Figura 2.18 – Esquema do processo de drenagem em reservatórios fortemente molháveis ao óleo, adaptado de Raza <i>et al.</i> [28].....	31
Figura 2.19 – (a) Fator de recuperação e (b) saturação residual de óleo em função da molhabilidade, adaptado de Jadhunandan e Morrow [10].	32
Figura 2.20 – Fator de recuperação em função da molhabilidade da rocha e do volume de água injetada, adaptado de Donalson e Thomas [34].	33
Figura 2.21 – Impacto da razão de mobilidade na eficiência de varrido no momento da chegada da água, baseado em Aronofsky [54].	37
Figura 2.22 - Representação esquemática das distribuições do gás, óleo e água em um tubo capilar molhável à água e a relação entre as tensões interfaciais; (a) coeficiente de espalhamento positivo e (b) coeficiente de espalhamento negativo, adaptado de Olga e Lombard [62].....	40
Figura 2.23 - Representação esquemática da distribuição do gás, óleo e água em um tubo capilar molhável ao óleo (a) com o gás entrando em um capilar contendo uma bolha de água (b) com o gás empurrando a água para $\theta > 90^\circ$ (c) com o gás empurrando a água para $\theta < 90^\circ$, adaptado de Olga e Lombard [62]......	41

Figura 2.24 – Fatores de recuperação de reservatórios fraturados classificados como muito fraturados e molháveis ao óleo, muito fraturados e molháveis à água e pouco fraturados, adaptado de Allan e Sun [64].	42
Figura 2.25 – Teste de injeção de água em carbonato fraturado mostrando o impacto das fraturas abertas e fechadas nos casos FMA e MA, adaptado de Graue e Bogno [66].	43
Figura 2.26 – Teste de injeção de água em <i>Chalk</i> fraturado com molhabilidade moderada à água investigando o efeito ponte, adaptado de Aspenes <i>et al.</i> [68].	44
Figura 2.27 – Teste de injeção de água em <i>Chalk</i> fraturado fortemente molhável à água investigando o efeito ponte, adaptado de Aspenes <i>et al.</i> [68].	45
Figura 3.1 – Curvas de pressão capilar de drenagem primária, embebição e drenagem secundária.	50
Figura 3.2 – Curvas de pressão capilar de drenagem primária, embebição e drenagem secundária.	51
Figura 4.1 – Perspectiva do modelo de reservatório considerado.	65
Figura 4.2 – Perspectiva do poço produtor (P1) e injetor (I1) utilizados nos casos homogêneo e heterogêneo aleatório.	66
Figura 4.3 – Perspectiva do poço produtor (P1) e injetor (I1) utilizado no caso heterogêneo estratificado.	66
Figura 4.4 – Correlação permeabilidade versus porosidade obtida a partir dos dados publicados por Bennion <i>et al.</i> [75].	67
Figura 4.5 – Curvas de pressão capilar dos seis cenários de molhabilidade considerados.	73
Figura 4.6 – Curvas de permeabilidade relativa para os cenários de molhabilidade uniforme, MA, MN e MO.	74
Figura 4.7 – Curvas de permeabilidade relativa para os cenários de molhabilidade mista, MMA, MMI e MMO.	75
Figura 4.8 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.	77

Figura 4.9 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.....	78
Figura 4.10 – Fração de água produzida ao longo do tempo, no caso homogêneo, com vazão de injeção constante, impondo a curva de drenagem primário do cenário MO para todos os cenários.....	78
Figura 4.11 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.....	79
Figura 4.12 – Produção acumulada de óleo ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.....	79
Figura 4.13 – Detalhe da produção de óleo ao longo dos 5 primeiros anos no caso homogêneo com vazão de injeção constante.	80
Figura 4.14 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso homogêneo com vazão de injeção constante.....	80
Figura 4.15 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.....	81
Figura 4.16 – Seção transversal aos poços P1 e I1.	81
Figura 4.17 – Evolução do S_w no cenário MA no caso homogêneo e escala de cores utilizada.	82
Figura 4.18 – Evolução do S_w no cenário MN no caso homogêneo.	82
Figura 4.19 – Evolução do S_w no cenário MO no caso homogêneo.....	82
Figura 4.20 – Evolução do S_w no cenário MMA no caso homogêneo.....	83
Figura 4.21 – Evolução do S_w no cenário MMI no caso homogêneo.....	83
Figura 4.22 – Evolução do S_w no cenário MMO no caso homogêneo.....	83
Figura 4.23 – Injeção de água ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.....	85
Figura 4.24 – Volume injetado de água acumulado ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.....	86
Figura 4.25 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.	86

Figura 4.26 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.	87
Figura 4.27 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.	87
Figura 4.28 – Produção acumulada de óleo ao longo do tempo nos no caso homogêneo com pressão de injeção constante.	88
Figura 4.29 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso homogêneo com pressão de injeção constante.	88
Figura 4.30 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.	89
Figura 4.31 – FR em função do volume de água injetada.	89
Figura 4.32 – Fração de água produzida em função do volume de água injetada.	90
Figura 4.33 – Produção acumulada de óleo em função do volume de água injetada. .	90
Figura 4.34 – Impacto da variação do S_{or} nas curvas de k_{rl}	93
Figura 4.35 – Impacto da variação do S_{wi} nas curvas de k_{rl}	93
Figura 4.36 – Impacto da variação do k_{romax} , k_{rwmmax} nas curvas de k_{rl}	94
Figura 4.37 – Impacto da variação do n_o e n_w nas curvas de k_{rl}	94
Figura 4.38 – Impacto da variação do S_{or} e S_{wi} nas curvas de P_c de drenagem primária (linha tracejada) e embebição (linha cheia).	94
Figura 4.39 – Impacto da variação do a_w nas curvas de P_c de drenagem primária.	95
Figura 4.40 – Impacto da variação do a_w nas curvas de P_c de e embebição.	95
Figura 4.41 – Valores de a_w e a_o nos cenários de molhabilidade e as relações consideradas na análise de sensibilidade.	96
Figura 4.42 – Correlação entre respostas simuladas e obtidas pela superfície de resposta para FR ao final de noventa anos.	97
Figura 4.43 – Superfície de resposta do FR em 2100 em função de k_{rw} e k_{ro} mantendo-se os demais parâmetros fixos nos valores médios.	97

Figura 4.44 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2100 (As barras com graduação nas cores indicam uma influência monotônica da variável no resultado. Cores cheias indicam influência não monotônica. Os números nos extremos de cada barra são os valores normalizados de cada parâmetro que causam o impacto máximo positivo e negativo).....	98
Figura 4.45 – Gráfico “Pareto” com o grau de relevância de cada parâmetro e de determinadas combinações de parâmetros no FR em 2100 (A cor escura significa uma contribuição negativa e cor clara significa contribuição positiva no resultado).	98
Figura 4.46 – Gráfico “Aranha” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2100....	99
Figura 4.47 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2050.	100
Figura 4.48 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2025.	100
Figura 4.49 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no Np em 2100.	102
Figura 4.50 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no Np em 2050.	102
Figura 4.51 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no Np em 2025.	102
Figura 4.52 – Distribuição normal de porosidade utilizada no caso de reservatório heterogêneo.	105
Figura 4.53 – Correlação permeabilidade versus porosidade obtida a partir dos dados publicados por Bennion et al. [75]......	106
Figura 4.54 – Perspectiva do modelo de porosidade utilizado no caso heterogêneo.	106
Figura 4.55 – S_{wi} em função de k para cada cenário de molhabilidade a partir de dados publicados por Bennion et al. [75], respeitando os valores considerados no cenário homogêneo.....	107
Figura 4.56 – S_{or} em função de S_{wi} para cada cenário de molhabilidade a partir de dados publicados por Bennion et al. [75], respeitando os valores considerados no cenário homogêneo.	108
Figura 4.57 – k_{rmax} e k_{romax} em função de k baseado em dados publicados por Morgan e Gordon [82], Bennion et al. [75], respeitando os valores considerados no caso homogêneo.....	109
Figura 4.58 – Curvas de k_{rl} dos cenários de molhabilidade uniforme, MA, MN e MO e mista, MMA, MMI e MMO.	111

Figura 4.59 – Curvas de P_c do cenário MA para rochas com $\Phi=10\%$, $\Phi=15\%$ e $\Phi=20\%$.	112
Figura 4.60 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.	113
Figura 4.61 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.	113
Figura 4.62 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.	114
Figura 4.63 – Produção acumulada de óleo ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.	115
Figura 4.64 – Detalhe da produção de óleo ao longo dos 5 primeiros anos no caso heterogêneo aleatório.	115
Figura 4.65 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso heterogêneo aleatório.	116
Figura 4.66 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.	116
Figura 4.67 – Evolução do S_w no cenário MA no caso heterogêneo aleatório e escala de cores utilizada.	117
Figura 4.68 – Evolução do S_w no cenário MN no caso heterogêneo aleatório.	117
Figura 4.69 – Evolução do S_w no cenário MO no caso heterogêneo aleatório.	117
Figura 4.70 – Evolução do S_w no cenário MMA no caso heterogêneo aleatório.	118
Figura 4.71 – Evolução do S_w no cenário MMI no caso heterogêneo aleatório.	118
Figura 4.72 – Evolução do S_w no cenário MMO no caso heterogêneo aleatório.	118
Figura 4.73 – Perspectiva do modelo de porosidade utilizado no caso heterogêneo estratificado.	121
Figura 4.74 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.	123
Figura 4.75 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.	124

Figura 4.76 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.	125
Figura 4.77 – Produção acumulada de óleo no caso heterogêneo estratificado.....	125
Figura 4.78 –Produção de óleo ao longo dos 5 primeiros anos no caso het. estratificado.	125
Figura 4.79 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso heterogêneo estratificado.	126
Figura 4.80 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.	126
Figura 4.81 – Evolução do S_w no cenário MA no caso heterogêneo estratificado e escala de cores.....	127
Figura 4.82 – Evolução do S_w no cenário MN no caso heterogêneo estratificado.	127
Figura 4.83 – Evolução do S_w no cenário MO no caso heterogêneo estratificado.	127
Figura 4.84 – Evolução do S_w no cenário MMA no caso heterogêneo estratificado. .	128
Figura 4.85 – Evolução do S_w no cenário MMI no caso heterogêneo estratificado....	128
Figura 4.86 – Evolução do S_w no cenário MMO no caso heterogêneo estratificado. .	128
Figura 4.87 – Chegada e evolução do corte de água (BSW) nos casos homogêneo, heterogêneo aleatório e heterogêneo estratificado, nos cenários MO e MMA.	130
Figura 4.88 – N_p em 2100 nos casos homogêneo, heterogêneo aleatório e heterogêneo estratificado, nos cenários MA, MN, MO, MMA, MMI e MMO.....	130
Figura 4.89 – FR em 2100 nos casos homogêneo, heterogêneo aleatório e heterogêneo estratificado, nos cenários MA, MN, MO, MMA, MMI e MMO.....	131

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Classificação da molhabilidade de acordo com o ângulo de contato (θ), segundo Anderson [21].	11
Tabela 2.2 – Regras gerais para identificação da molhabilidade baseado nas curvas de permeabilidade relativa, segundo Craig [1].	15
Tabela 4.1 – Propriedades do óleo.	65
Tabela 4.2 – Propriedades da água e do reservatório.	65
Tabela 4.3 – Parâmetros utilizados na construção das curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar.	70
Tabela 4.4 – Resumo dos índices de molhabilidade para cada cenário.	74
Tabela 4.5 – VOIP e VOM para cada cenário de molhabilidade no caso homogêneo.	76
Tabela 4.6 – <i>NPA</i> para cada cenário de molhabilidade no caso homogêneo com vazão de injeção constante.	85
Tabela 4.7 – <i>NPA</i> para cada cenário de molhabilidade no caso homogêneo com pressão de injeção constante.	91
Tabela 4.8 – Variação dos parâmetros de molhabilidade para a análise de sensibilidade.	93
Tabela 4.9 – VOIP e VOM para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo aleatório.	112
Tabela 4.10 – <i>NPA</i> para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo aleatório.	119
Tabela 4.11 – Parâmetros utilizados na elaboração dos cenários de molhabilidade para o caso heterogêneo estratificado.	122
Tabela 4.12 – VOIP e VOM para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo estratificado.	123

Tabela 4.13 – *NPA* para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo aleatório.
..... 129

Nomenclatura

- a_o expoente de ajuste do tramo do óleo da equação estendida de Brooks e Corey;
- a_w expoente de ajuste do tramo da água da equação estendida de Brooks e Corey;
- B_g fator volume-formação do gás;
- B_l fator volume-formação do fluido;
- B_o fator volume-formação do óleo;
- B_w fator volume-formação da água;
- BSW corte de água;
- c_l compressibilidade do fluido;
- c_o constante de ajuste do tramo do óleo da equação estendida de Brooks e Corey;
- c_w constante de ajuste do tramo da água da equação estendida de Brooks e Corey;
- f_w fluxo fracionário da água;
- FMA fortemente molhável à água;
- FMO fortemente molhável ao óleo;
- FR fator de Recuperação;
- h altura do fluido dentro do capilar;
- I_{AH} índice Amott-Harvey de molhabilidade;
- I_o índice Amott de embebição ao óleo;
- I_{USBM} índice USBM de molhabilidade;
- I_w índice Amott de embebição à água;

k	permeabilidade absoluta ou total da rocha;
k_l	permeabilidade efetiva a determinado fluido;
k_o	permeabilidade efetiva ao óleo;
k_r	permeabilidade relativa;
k_{rg}	permeabilidade relativa ao gás;
k_{rl}	permeabilidade relativa a um determinado fluido;
k_{rld}	permeabilidade relativa a um determinado fluido normalizada;
k_{ro}	permeabilidade relativa ao óleo;
k_{romax}	permeabilidade relativa ao óleo máxima;
k_{rw}	permeabilidade relativa à água;
k_{rwmax}	permeabilidade relativa à água máxima;
k_w	permeabilidade efetiva à água;
K	coeficiente de espalhamento em condições molháveis à água;
K'	coeficiente de espalhamento em condições molháveis ao óleo;
m_{ac}	quantidade de massa acumulada ou depletada do volume de controle;
m_i	quantidade de massa entrando no volume de controle;
m_o	quantidade de massa saindo do volume de controle;
m_s	quantidade de massa entrando ou saindo do volume de controle através de poços;
M	razão de mobilidade;
MMA	molhabilidade mista levemente à água;
MMI	molhabilidade mista intermediária;
MMO	molhabilidade mista levemente ao óleo;
MN	molhabilidade neutra;

n_o	expoente de Corey para o óleo;
n_w	expoente de Corey para a água;
N_p	produção de óleo acumulada;
NTG	fração da espessura total composta por rocha reservatório;
p	pressão do fluido;
p_g	pressão na fase gás;
p_o	pressão na fase óleo;
p_w	pressão na fase água;
P_c	pressão capilar;
P_{cgo}	pressão capilar em um sistema óleo-gás;
P_{cow}	pressão capilar em um sistema óleo-água;
P_{sat}	pressão de saturação;
P_T	pressão capilar de entrada;
q_m	vazão mássica;
Q_o	vazão de óleo;
r	raio do capilar;
r_{max}	raio da maior garganta de poro;
R_s	razão de solubilidade;
S_g	saturação de gás;
S_o	saturação de óleo;
S_w	saturação de água;
\bar{S}_{wBT}	saturação média de água após a chegada da água;
S_{wc}	saturação de água conata;
S_{wd}	saturação de água normalizada;

S_{wi}	saturação de água irreduzível;
S_{or}	saturação de óleo irreduzível;
\bar{u}	vazão por unidade de área transversal ao fluxo;
u_x	velocidade superficial na direção x;
u_y	velocidade superficial na direção y;
u_z	velocidade superficial na direção z;
V	volume do fluido;
V_b	volume de controle;
V_g	volume de gás em condição padrão;
V_o	volume de óleo em condição padrão;
V_p	volume poroso;
V_t	volume total de rocha;
VOIP	volume original de óleo no reservatório em condição padrão;
VOM	volume original de óleo móvel no reservatório em condição padrão;
Z	profundidade;
α_c	fator de conversão volumétrica;
γ_g	peso específico do gás;
γ_l	peso específico do fluido;
γ_o	peso específico do óleo;
γ_w	peso específico da água;
θ	ângulo de contato;
θ_a	ângulo de contato aparente;
μ_g	viscosidade do gás;
μ_l	viscosidade do fluido;

μ_o	viscosidade do óleo;
μ_w	viscosidade da água;
ρ_l	densidade do fluido em condição de reservatório;
ρ_{lsc}	densidade do fluido em condição padrão;
ρ	densidade do fluido;
σ	tensão interfacial entre os fluidos;
σ_{os}	tensão sólido/óleo;
σ_{ow}	tensão interfacial óleo/água;
σ_{ws}	tensão sólido/água;
Φ	porosidade;
$\bar{\nabla}p_l$	diferença de pressão entre dois pontos;
$\bar{\nabla}Z$	distância vertical entre dois pontos;
$\bar{\nabla}\Phi_l$	diferença de potencial entre dois pontos.

Capítulo 1. Introdução.

Neste capítulo introdutório são apresentadas as considerações iniciais sobre o impacto da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo por injeção de água, a motivação para realização deste trabalho, os objetivos a serem alcançados, um histórico do problema estudado e a descrição da estrutura da dissertação.

1.1. Considerações Iniciais.

O cenário da indústria do petróleo atualmente envolve explorar e explorar reservas com desafios técnicos e custos cada vez maiores. Desta forma, torna-se cada vez mais estratégico o conhecimento dos mecanismos que impactam a produção, e como esses mecanismos podem afetar a seleção das estratégias para o desenvolvimento econômico de um campo de petróleo.

De forma a se maximizar a recuperação de petróleo em diversos tipos de reservatórios, métodos de recuperação melhorada são frequentemente adotados desde o início do seu desenvolvimento. O método mais utilizado para o aumento da recuperação é injeção de água. O desempenho do método de recuperação é fortemente influenciado pelas características das rochas reservatórios, qualidade do óleo e da água de formação. Uma característica fundamental a ser considerada é a molhabilidade da rocha reservatório, que impacta a localização e o deslocamento dos fluidos dentro do reservatório.

Craig [1] definiu a molhabilidade como a tendência de um fluido se espalhar ou aderir em uma superfície sólida na presença de outro fluido imiscível. Segundo Agbalaka *et al.* [2], no contexto de engenharia de petróleo, a molhabilidade é a tendência da rocha reservatório preferencialmente estar em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico. No caso de um sistema rocha/óleo/água de formação a molhabilidade descreve a preferência da rocha de estar em contato com a água ou o óleo na presença do outro fluido.

1.2. Motivação.

O grande investimento em atividades exploratórias no mar brasileiro tem gerado novas descobertas, algumas em reservatórios carbonáticos, com condições de molhabilidade diferentes das usualmente consideradas em reservatórios siliciclásticos, fortemente molhável à água. De uma forma geral, acredita-se que reservatórios carbonáticos tendem a ser mais molháveis ao óleo do que reservatórios siliciclásticos (Treiber *et al.* [3] *apud* Okasha [4] e Anderson [5]).

A molhabilidade da rocha influi decisivamente na produção e recuperação de petróleo por injeção de água e, conseqüentemente, na economicidade dos projetos. Isso ocorre tanto em reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade como em reservatórios carbonáticos estratificados, em reservatórios naturalmente fraturados, e até mesmo em reservatório siliciclásticos de alta permeabilidade

Diversos pesquisadores nos últimos setenta anos vêm estudando os efeitos da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo. No entanto, por vários motivos, ainda persistem muitas lacunas de conhecimento e divergências a respeito do assunto.

Grande parte das publicações sobre molhabilidade abordam aspectos teóricos, apresentam resultados de análises laboratoriais e descrevem casos reais de campo. Em contraste, não são numerosas as referências com o emprego de simulação numérica de reservatórios para avaliação dos impactos na produção e recuperação de petróleo de diferentes cenários de molhabilidade e suas incertezas.

Diante do cenário descrito, pretende-se que o presente trabalho, com o apoio de simulação numérica de reservatórios, contribua para o preenchimento de lacunas de conhecimento e justifique e concilie importantes divergências encontradas na literatura.

1.3. Objetivos.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os diversos impactos que a molhabilidade dos reservatórios podem ocasionar na produção e recuperação de petróleo com injeção de água.

Pretende-se realizar abrangente revisão do estado da arte para identificação das divergências e lacunas de conhecimento, resgate de definições fundamentais, correto entendimento dos fenômenos físicos e das características que compõem variados cenários de molhabilidade.

Utilizando-se o simulador comercial de reservatórios ECLIPSE (versão 2006), casos sintéticos serão estudados para avaliação do impacto de diferentes cenários de molhabilidade na produção e recuperação de petróleo.

Análises de sensibilidade serão conduzidas com o apoio do *software* comercial COUGAR (versão 2009) para identificação dos parâmetros de molhabilidade mais relevantes nos resultados.

Finalmente, pretende-se abordar os resultados obtidos sob a ótica do desenvolvimento de projetos de produção de petróleo em águas profundas no mar brasileiro.

1.4. Histórico do Problema.

O fato de a molhabilidade impactar a produção de petróleo é amplamente conhecido. Um dos primeiros trabalhos mostrando a importância da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo por injeção de água foi publicado por Buckley e Leveret em 1941 [6].

Desde então, intenso debate tem sido travado acerca da condição de molhabilidade que proporciona os maiores fatores de recuperação nos reservatórios, conforme publicado, entre outros, pelos seguintes autores:

- Kennedy *et al.* em 1955 [7], Moore e Slobod em 1956 [8], Earl Amott em 1960 [9], Jadhunandan e Morrow em 1995 [10] e Li *et al.* em 1997 [11] relataram maiores fatores de recuperação (FR) nos casos de molhabilidade neutra ou intermediária;
- Donalson *et al.* em 1969 [12] e Owens e Archer em 1971 [13] apresentaram experimentos indicando os maiores FR's em casos de molhabilidade à água;
- Rathmell *et al.* em 1973 [14] indicaram a condição ótima de recuperação para rochas levemente molháveis à água; e
- Lorenz *et al.* em 1974 [15] *apud* Anderson [16], indicaram a condição ótima de recuperação para rochas levemente molháveis ao óleo.

As primeiras análises sobre o impacto da molhabilidade na produção de petróleo eram baseadas em uma premissa simplificada de que a molhabilidade seria uniforme no reservatório. Brown e Fatt em 1956 [17] e Holbrook e Bernard em 1958 [18] questionaram essa premissa afirmando que a molhabilidade nos reservatórios, na maioria dos casos, não é uniforme.

A possibilidade de distribuições não uniformes para a molhabilidade no reservatório abriu o leque de classificações, com o surgimento dos termos molhabilidade fracional e mista.

Brown e Fatt [17] introduziram o termo molhabilidade fracional para classificar rochas onde parte do espaço poroso seria molhável à água e parte do espaço poroso seria molhável ao óleo.

O termo molhabilidade mista, introduzido por Salathiel em 1973 [19], difere da molhabilidade fracional na distribuição dos fluidos no sistema poroso. Enquanto em sistemas de molhabilidade fracional as superfícies molháveis ao óleo e à água não são definidas pelo tamanho dos poros, em sistemas de molhabilidade mista o óleo forma um meio contínuo preferencialmente nos poros maiores e a água nos poros menores.

Um dos mais antigos e controversos pilares dos estudos da molhabilidade é de que todos os reservatórios são fortemente molháveis à água antes do aparecimento de hidrocarbonetos [12][20]. Essa visão deriva do entendimento de que antes da chegada do óleo, todo o reservatório estava ocupado com água e seria necessário o deslocamento forçado da água para que o estado de molhabilidade se alterasse para molhável ao óleo. Quanto ao fato dos reservatórios inicialmente estarem preenchidos com água não há questionamentos, porém a determinação do estado de molhabilidade pós-migração do óleo para o reservatório é influenciada por um conjunto de fatores tais como: evolução da saturação, propriedades físico-químicas do óleo, da água e da rocha, mineralogia da rocha, e geometrias de poros e gargantas de poros.

1.5. Organização da Dissertação.

De forma a atingir os objetivos propostos este trabalho foi estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 2 é apresentada uma extensa revisão do estado da arte sobre molhabilidade. Inicialmente são feitas diversas definições de aspectos da

molhabilidade. Em sequência, são apresentados métodos quantitativos e qualitativos para medição da molhabilidade. Em seguida, são mostrados os diversos fatores que influenciam a molhabilidade do reservatório. Finalmente, são abordados os impactos da molhabilidade nas características petrofísicas da rocha, na produção e na recuperação de petróleo e em determinados aspectos do fluxo em meios fraturados.

- No capítulo 3 são abordadas questões relacionadas à modelagem da molhabilidade e de reservatórios. O capítulo se inicia com o processo de modelagem conceitual. Em seguida, são apresentados os aspectos mais relevantes relacionados a modelagem matemática e numérica de um simulador de fluxo *black oil* e como a molhabilidade é representada nestes modelos.
- No capítulo 4 são apresentados os estudos de casos sintéticos, desde a elaboração dos cenários de molhabilidade até a discussão sobre os resultados obtidos.
- No capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2. Revisão do Estado da Arte - Fundamentos da Molhabilidade.

Neste capítulo é apresentada uma revisão do estado da arte de diversos aspectos relacionados à molhabilidade, como sua medição, os fatores que a influenciam e seus impactos.

O correto entendimento da molhabilidade da rocha é fundamental no processo de maximização da recuperação de petróleo. A preferência da rocha por ser molhada por determinado fluido, água ou óleo, impacta fortemente o comportamento dos reservatórios, especialmente quando submetidos a injeção de água. Uma extensa revisão do tema foi publicada entre 1986 e 1987 cobrindo diversos aspectos relacionados à molhabilidade [5][16][21][22][23][24].

As forças induzidas pela molhabilidade estão permanentemente em nossa volta e as utilizamos espontaneamente a nosso favor na vida cotidiana, por exemplo quando utilizamos detergente para lavar louças, retirando mais facilmente a gordura; quando enceramos o carro, fazendo com que a água escorra mais facilmente pelo metal evitando ferrugens; e até mesmo fornecendo coesão em materiais não coesivos como a areia molhada utilizada por uma criança na construção de um castelo de areia.

2.1. Definição da Molhabilidade da Rocha.

A molhabilidade é definida como a “tendência de um fluido se espalhar ou aderir em uma superfície sólida na presença de outro fluido imiscível” [1]. Segundo Agbalaka *et al.* [2], no contexto de engenharia de petróleo, “molhabilidade é a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico”.

No caso de um sistema rocha/óleo/água de formação, a molhabilidade descreve a preferência da rocha de estar em contato com a água ou o óleo na presença do outro fluido [5].

A Figura 2.1 esquematiza a molhabilidade variando entre os extremos de fortemente molhável à água até fortemente molhável ao óleo, passando por uma situação intermediária. No caso do sólido ser fortemente molhável à água, uma gota de óleo (verde) não ficaria aderida ao sólido, resultando em um ângulo de contato de aproximadamente 0° . No outro extremo, com o sólido sendo fortemente molhável ao óleo, a gota de óleo se espalharia formando um ângulo de contato de aproximadamente 180° . O ângulo de contato é definido em função do equilíbrio das tensões interfaciais óleo/água, sólido/óleo e sólido/água, representadas na Figura 2.1 como γ_{ow} , γ_{so} e γ_{sw} .

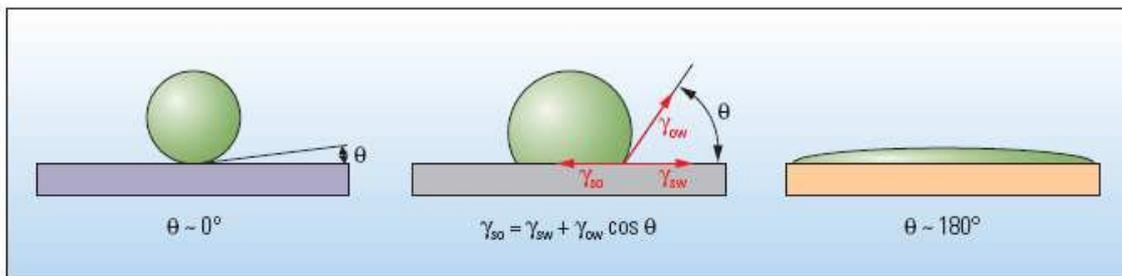


Figura 2.1 – Ângulo de contato de uma gota de óleo (verde) envolta em água (azul) em uma superfície fortemente molhável à água (à esquerda), em uma superfície fortemente molhável ao óleo (direita) e em uma superfície com um grau de molhabilidade intermediária (centro), Abdallah *et al.* [25].

Muitas vezes a molhabilidade é tratada como uma característica binária, isto é, o reservatório seria molhável à água ou ao óleo. Essa abordagem, extremamente simplificada, despreza a complexidade dos fenômenos físicos envolvidos. A característica binária descreve apenas os casos extremos e, entre eles, há uma infinidade de graus de preferência do sólido por determinado fluido. Se o sólido não for molhável preferencialmente por nenhum dos fluidos presentes, o sistema é definido como de molhabilidade neutra ou intermediária.

As primeiras análises sobre o impacto da molhabilidade na produção de petróleo eram baseadas em uma premissa simplificada de que a molhabilidade seria uniforme/homogênea no reservatório. Esta premissa foi questionada por muitos autores que afirmaram que a molhabilidade nos reservatórios, na maioria dos casos, é heterogênea [17][18]. A possibilidade de distribuições não uniformes para a

molhabilidade no reservatório abriu o leque de classificações, além das cobertas pela gama entre fortemente molháveis à água até fortemente molháveis ao óleo, passando pela molhabilidade intermediária, para molhabilidade mista e fracional.

O termo molhabilidade mista, introduzido por Salathiel [19], se difere da molhabilidade fracional na distribuição dos fluidos no sistema poroso. Enquanto em sistemas de molhabilidade fracional as superfícies molháveis ao óleo e à água não são definidas pelo tamanho dos poros, em sistemas de molhabilidade mista o óleo forma um meio contínuo preferencialmente nos poros maiores e a água nos poros menores. Dixit *et al.* [26] apresentaram um possível esquema para os casos de molhabilidade mista e fracional (Figura 2.2).

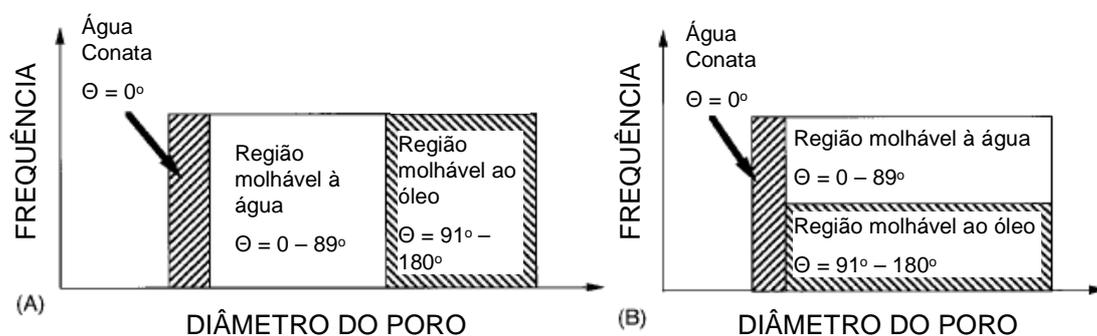


Figura 2.2 – Representação esquemática da (A) molhabilidade mista e (B) molhabilidade fracional, adaptado de Dixit *et al.* [26].

É importante diferenciar a molhabilidade neutra, da mista ou fracional. A primeira define a falta de preferência de um sólido de ser molhado por um fluido na presença de outro, enquanto que a segunda e a terceira definem a variedade ou heterogeneidade da preferência.

Outra definição importante é que a molhabilidade não descreve o estado de saturação da rocha, e sim a preferência do sólido ser molhado por determinado fluido. Desta forma, rochas preferencialmente molháveis ao óleo podem estar molhadas pela água, e vice-versa. Uma rocha molhável à água pode ser completamente desidratada e posteriormente saturada com óleo, mas sua superfície continuará sendo preferencialmente molhável à água. Este fato pode ser comprovado colocando-se uma amostra de rocha molhável à água, porém completamente saturada de óleo em um recipiente com água. Será observada a embebição espontânea da amostra com a água penetrando na rocha e óleo sendo liberado. Similarmente, colocando-se uma amostra de rocha molhável ao óleo, completamente saturada de água, em um

recipiente com óleo, será observada a embebição espontânea da amostra, com o óleo penetrando na rocha e água sendo liberada [5].

Em praticamente toda a literatura especializada o termo molhável é utilizado com o significado de preferência do sólido de ser molhado por determinado fluido. Porém, não é raro o uso do termo molhável, erroneamente, com o significado de simplesmente molhado, isto é, representando o estado de saturação, que conforme exposto, não define a molhabilidade da rocha. No presente trabalho, será adotada a definição de preferência da rocha por determinado fluido.

A rigor, o termo embebição se refere ao aumento da saturação do fluido que molha preferencialmente. O termo drenagem, por sua vez, se refere ao aumento da saturação do fluido que não molha. No entanto, na prática tem sido adotado o termo embebição para o aumento da saturação de água, e o termo drenagem para o aumento da saturação de óleo. No presente trabalho, a definição mais utilizada na prática será adotada.

2.2. Medição da Molhabilidade.

Vários métodos foram propostos para medir a molhabilidade da rocha. Entre eles estão métodos quantitativos tais como: a medição de ângulos de contato, o teste de embebição Amott-Harvey e o método do U.S. Bureau of Mines (USBM), e qualitativos tais como: taxas de embebição, exame microscópico, testes de flotação, utilização de lâminas de vidro, comportamento das curvas de permeabilidade relativa, comportamento das curvas de pressão capilar, método da capilometria, pressão capilar de entrada, relações entre permeabilidades e saturações, perfis de resistividade, ressonância magnética e absorção de corantes.

2.2.1. Métodos Quantitativos.

A medição do ângulo de contato é a melhor medição da molhabilidade em condições ideais de superfícies e fluidos. Porém, na prática esse tipo de medição encontra dificuldades de aplicação devido à complexa geometria dos poros e à complexidade química dos fluidos envolvidos. Anderson [21] compilou as diversas técnicas existentes para medição do ângulo de contato. Qualquer que seja o método, o

resultado é um ângulo θ resultante do equilíbrio entre as tensões interfaciais dos fluidos envolvidos, óleo e água, e a superfície sólida, conforme apresentado na Figura 2.3 e pela Eq. (2.1) (equação de Young [27]).

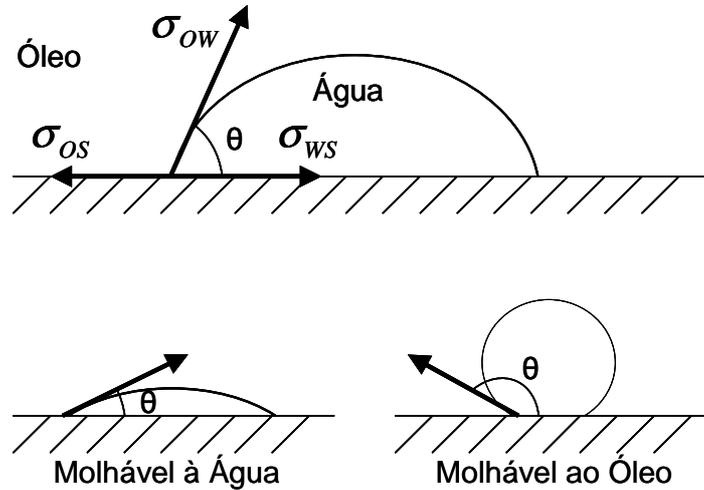


Figura 2.3 – Ângulo de Contato θ e o equilíbrio das tensões interfaciais sólido/óleo (σ_{os}) sólido/água (σ_{ws}) e óleo/água (σ_{ow}), adaptado de Raza *et al.* [28].

Equação de Young [27]:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (2.1)$$

onde,

σ_{ow} é a tensão interfacial óleo/água em dyne/cm,

σ_{os} é a tensão óleo/sólido em dyne/cm,

σ_{ws} é a tensão água/sólido em dyne/cm, e

θ é ângulo de contato água/óleo/sólido.

Por definição, o ângulo θ é medido voltado para a região com água. Desta forma, para $\theta \sim 0^\circ$ a superfície é fortemente molhável à água e para $\theta \sim 180^\circ$ a superfície é fortemente molhável ao óleo. Valores comumente utilizados para definir a molhabilidade à água, ao óleo e neutra encontram-se apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Classificação da molhabilidade de acordo com o ângulo de contato (θ), segundo Anderson [21].

Molhabilidade	Molhável à Água	Molhabilidade Neutra	Molhável ao Óleo
Ângulo de Contato (θ) Mínimo	0°	60° a 75°	105° a 120°
Ângulo de Contato (θ) Máximo	60° a 75°	105° a 120°	180°

Outra forma de se medir o ângulo de contato é colocando uma gota de óleo entre duas superfícies deslocando uma delas e medindo os ângulos resultantes. Este método resulta em ângulos para o avanço e para o recuo da água. O ângulo de contato água/rocha no avanço da água, quando a água desloca o óleo da superfície da rocha, pode ser muito maior que o ângulo quando o óleo desloca a água, conforme ilustrado na Figura 2.4. Essa diferença entre o ângulo de contato de avanço e recuo da água é a causa raiz das histereses observadas em curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar.

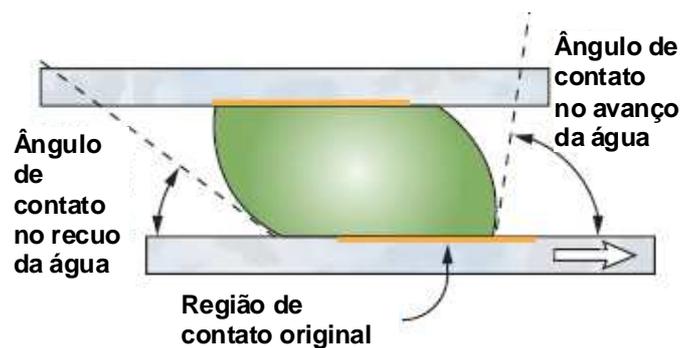


Figura 2.4 – Ângulo de contato água/rocha no avanço e recuo da água e na presença de óleo (verde), adaptado de Craig [1].

O teste de embebição Amott [9] consiste em utilizar uma amostra de rocha porosa com óleo na saturação de água irreduzível, S_{wi} , e colocá-la em um tubo cheio de água para embebição espontânea durante 10 dias ou mais. Em seguida, a amostra é colocada em uma célula para embebição forçada gerando um acréscimo na recuperação de óleo. Neste momento, a amostra está na saturação de óleo residual, S_{or} , e o processo é repetido ao inverso com um tubo cheio de óleo e depois com o fluxo de óleo pela amostra. Razões entre a embebição espontânea e a variação total de saturação são calculados para a água, I_w , e para o óleo, I_o , e são denominados índices de embebição para a água e para o óleo. O Índice de Amott-Harvey (I_{AH}) [29][30] é a

diferença entre I_W e I_0 . O resultado final varia entre +1, para rochas fortemente molháveis à água, e -1, para rochas fortemente molháveis ao óleo.

O método para obtenção do índice de molhabilidade USBM (I_{USBM}) [12] consiste em colocar a amostra em uma centrífuga com aumento da velocidade de centrifugação em passos. Da mesma forma que o Amott-Harvey, inicialmente a amostra está na S_{wi} , após centrifugação em diversas velocidades a amostra fica na S_{or} , e o processo inverso é iniciado até voltar ao S_{wi} . As pressões capilares são obtidas pelas velocidades e geometria da amostra, enquanto as saturações são obtidas pelos volumes medidos em tubos graduados. As áreas entre a curva de pressão capilar e a pressão capilar zero são calculadas e a razão logarítmica entre as áreas é o I_{USBM} . Os valores obtidos podem variar de $+\infty$, para rochas fortemente molháveis à água, a $-\infty$, para rochas fortemente molháveis ao óleo. No entanto é mais comum os resultados ficarem entre +1 e -1. A Figura 2.5 ilustra os procedimentos de Amott-Harvey e USBM para medição da molhabilidade.

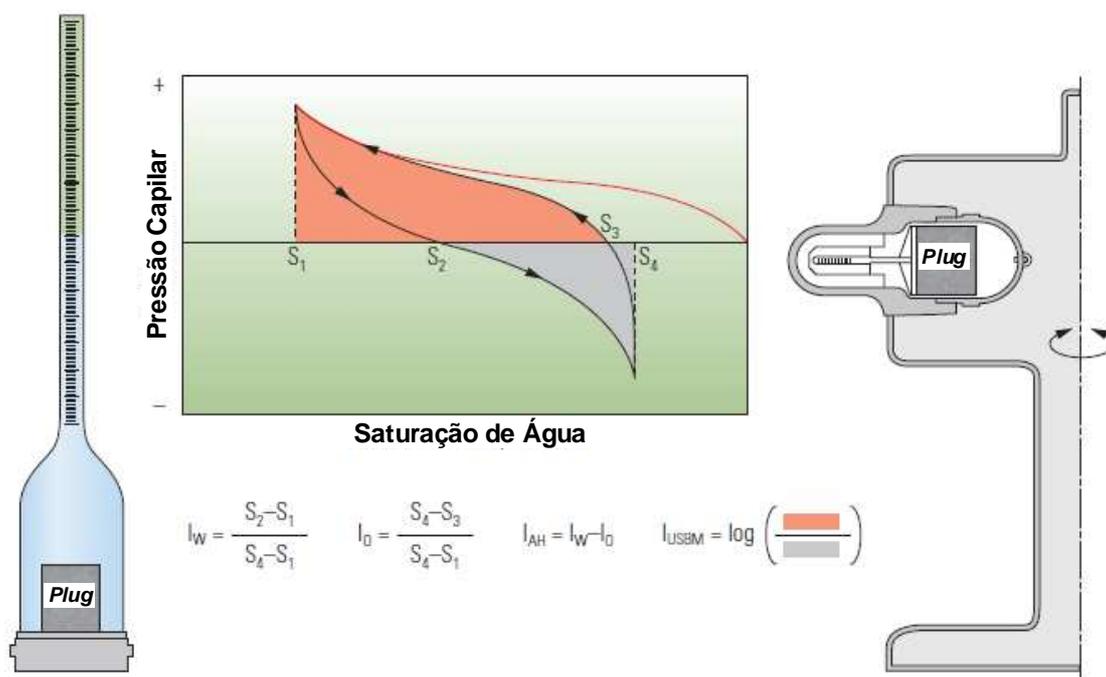


Figura 2.5 – Testes de Amott-Harvey e USBM para medição da molhabilidade da rocha, adaptado de Abdallah *et al.* [25].

A vantagem da metodologia USBM sobre a Amott-Harvey é que a USBM é mais sensível à molhabilidades mais próximas das intermediárias com $I_{USBM} \sim 0$, refletindo áreas semelhantes de pressão capilar positiva e negativa. Por outro lado, a metodologia Amott-Harvey é vantajosa para a identificação de molhabilidades mistas

ou fracionais com o I_w e o I_o indicando embebição espontânea do óleo e da água individualmente.

Tirando proveito das vantagens relativas das metodologias de Amott-Harvey e USBM, Sharma e Wunderlich [31] desenvolveram uma metodologia onde ambos os índices podem ser calculados. De forma a permitir a combinação das metodologias, o procedimento (ver Figura 2.6) é realizado em cinco etapas: 1 - injeção forçada de óleo até o S_{wi} , 2 - embebição espontânea de água, 3 - injeção forçada de água até o S_{or} , 4 - embebição espontânea de óleo, e 5 - injeção forçada de óleo até o S_{wi} novamente.

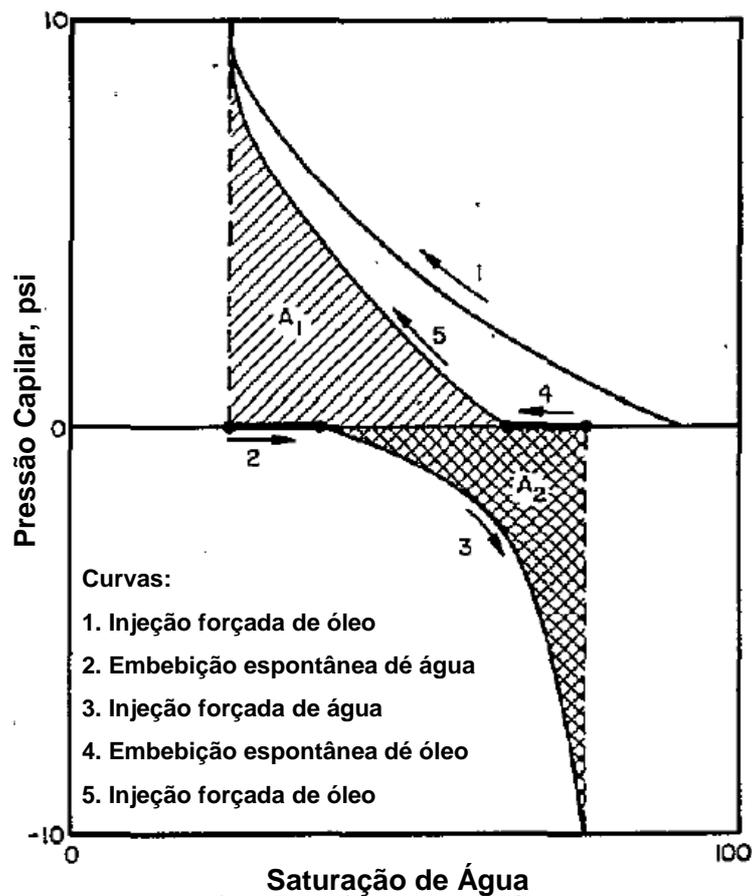


Figura 2.6 – Procedimento combinando os testes de Amott-Harvey e USBM, adaptado de Sharma e Wunderlich [31].

2.2.2. Métodos Qualitativos.

Métodos qualitativos são também utilizados para caracterizar a molhabilidade da rocha tais como: testes de embebição, exame microscópico, testes de flotação, utilização de lâminas de vidro, curvas de permeabilidade relativa, relações entre permeabilidades e

saturações, comportamento das curvas de pressão capilar, método da capilometria, pressão capilar de entrada, perfis de resistividade, métodos de Relaxação Magnética Nuclear (NMR) e absorção de corantes.

O teste de embebição [32][33] consiste em colocar uma amostra na S_{wi} em um cilindro com água e medir a quantidade e velocidade da embebição espontânea da água. Quanto maior o volume e velocidade da embebição espontânea da água maior a molhabilidade à água. Se não houver embebição da água a amostra é molhável ao óleo ou tem molhabilidade neutra. Terminada a embebição da água, a amostra é levada até o S_{or} , colocada em um cilindro com óleo e a quantidade e velocidade da embebição espontânea do óleo é medida. Quanto maior o volume e velocidade da embebição espontânea do óleo maior a molhabilidade ao óleo. Se não houver embebição do óleo ou da água a rocha tem molhabilidade neutra. Se houver embebição de ambas a rocha tem molhabilidade fracionária ou mista.

O exame microscópico [34] é utilizado em laboratório e consiste em visualizar e descrever a posição e deslocamento dos fluidos na escala de poro. São observados a localização do óleo residual, da água conata, e como o óleo e a água se deslocam durante a injeção de água. Com estas informações é possível identificar, qualitativamente, a molhabilidade da rocha.

Testes de flotação [35] consistem em colocar areia, óleo e água dentro de um recipiente e agitá-lo. Após um período de repouso observa-se se a areia fica em parte aderida ao óleo ou não. Se o sistema for molhável à água, a areia se depositará no fundo do recipiente sem nenhum traço de óleo. Se o sistema for molhável ao óleo, alguns grãos de areia ficarão suspensos na interface entre o óleo e a água aderidos ao óleo. Esse método qualitativo funciona somente em casos de rochas fortemente molháveis ao óleo ou à água.

O método com a utilização de lâminas de vidro assume que o vidro é uma boa representação da rocha reservatório. Uma lâmina de vidro é colocada dentro de um cilindro transparente, sobre uma camada de óleo flutuando sobre água. Após um determinado intervalo de tempo nesta condição, a lâmina de vidro é forçada para dentro da água. Se a lâmina de vidro for molhável à água, esta irá deslocar rapidamente o óleo da lâmina. Por outro lado, se a lâmina for molhável ao óleo uma fina camada de óleo se formará no entorno da lâmina [21].

Vários são os métodos que utilizam o comportamento das curvas de permeabilidade relativa como indicativos da molhabilidade da rocha [13][21][36]. Craig [1] propôs

regras gerais para identificar, baseado nas curvas de permeabilidade relativa, a molhabilidade da rocha (ver Tabela 2.2).

Tabela 2.2 – Regras gerais para identificação da molhabilidade baseado nas curvas de permeabilidade relativa, segundo Craig [1].

Molhabilidade	Molhável à Água	Molhável ao Óleo
S_{wi}	Normalmente > 20% a 25%	Normalmente < 15%, frequentemente < 10%
S_w na qual k_{ro} e k_{rw} se equivalem	> 50%	< 50%
k_{rwmax}	Normalmente < 30% do k_{romax}	Normalmente > 50%, podendo chegar a 100% do k_{romax}

Raza *et al.* [28] construíram relações empíricas para determinar a molhabilidade da rocha baseados nas relações entre permeabilidade e saturações. Na Figura 2.7 é mostrada a relação empírica encontrada.

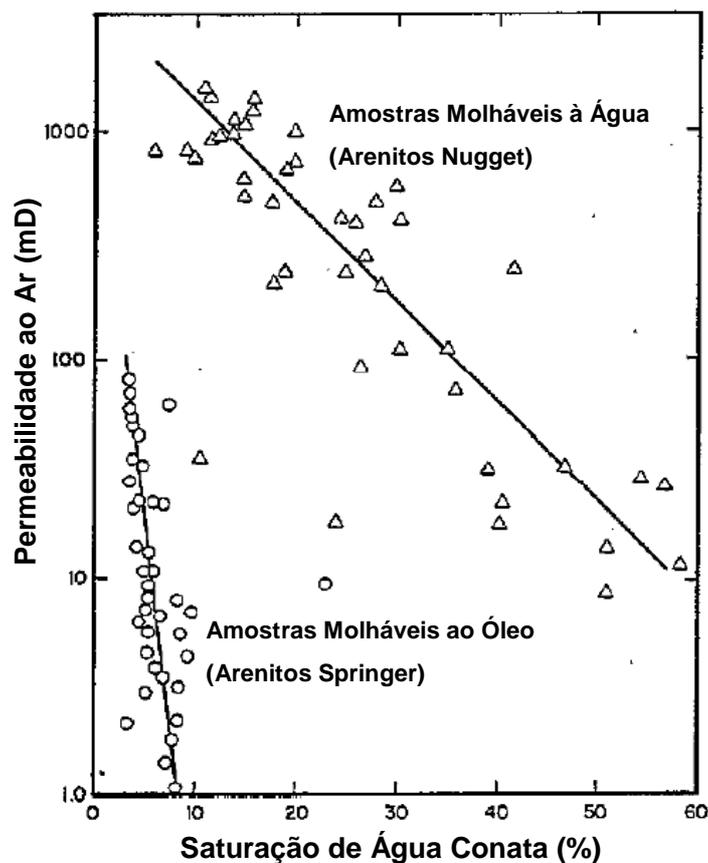


Figura 2.7 – Relação empírica entre permeabilidade e saturação de água conata para identificação da molhabilidade da rocha, adaptado de Raza *et al.* [28].

As relações empíricas propostas por Raza *et al.* [28] devem ser utilizadas com muita cautela, pois foram construídas para rochas específicas e não se sabe se poderiam ser aplicadas em outros tipos de rochas.

Antes de serem utilizadas de forma quantitativa como nos métodos de Amott e USBM, as curvas de pressão capilar eram utilizadas de forma qualitativa observando-se o comportamento das curvas de drenagem e embebição [21].

Outro método utilizado de forma qualitativa é a Capilometria. Neste método um tubo capilar de vidro é conectado à uma coluna de óleo no topo e à uma coluna de água na base formando um tubo em “U”. Desta forma, com a diferença entre as colunas hidrostáticas do óleo e da água, a pressão capilar pode ser calculada [21].

Outro método bastante utilizado é o método da pressão capilar de entrada [37][38]. Neste método, a pressão capilar de entrada é utilizada para cálculo do ângulo de contato aparente, estimando desta forma a molhabilidade da rocha. A pressão capilar de entrada é a pressão capilar que proporciona a entrada do fluido não molhante em uma rocha 100% saturada com o fluido molhante. O ângulo de contato aparente é calculado considerando-se as gargantas de poros como tubos capilares cilíndricos, conforme apresentado na Eq. (2.2).

$$P_T = \frac{2 * \sigma_{ow} * \cos \theta_a}{r_{max}} \quad (2.2)$$

onde,

P_T é a pressão capilar de entrada,

σ_{ow} é a tensão interfacial óleo/água,

θ_a é ângulo de contato aparente, e

r_{max} é o raio da garganta de poros na qual o fluido não molhante inicia sua entrada.

Métodos de perfilagem também são utilizados para caracterização da molhabilidade. Perfis de resistividade são baseados em um meio contínuo de condutividade elétrica que é fornecido pela fase água. Em reservatórios molháveis ao óleo, a água pode não ser contínua fazendo com que esses meios tenham uma resistividade maior que reservatórios molháveis à água. Graham [39] propôs um método para caracterizar a molhabilidade da rocha baseado em perfis de resistividade. Neste método, água é

injetada na formação e é corrido o perfil de resistividade. Em seguida, é realizada uma segunda injeção de água, desta vez misturada com um agente inversor da molhabilidade de molhável à água para molhável ao óleo. É realizada então uma segunda corrida do perfil de resistividade. Se a formação for originalmente molhável ao óleo não haverá modificação da resistividade. Se a rocha originalmente for molhável à água a resistividade irá aumentar, pois a molhabilidade foi alterada para molhável ao óleo.

Perfis de ressonância magnética também são impactados pela posição dos fluidos nos poros e podem ser utilizados para identificação da molhabilidade. O fluido que não molha apresenta tempos de relaxação similares aos do fluido original da formação por estar localizado no meio do poro. Em contraste, o fluido que molha apresenta tempos de relaxação menores por conta das interações com a superfície da rocha [17].

Holbrook e Bernard [18] usaram a adsorção de metileno azul misturado em uma solução aquosa para medir molhabilidade fracionária. Essa técnica é baseada em observações de que superfícies da rocha cobertas por água adsorvem grandes quantidades de metileno azul enquanto que superfícies cobertas com óleo não o adsorvem. É injetado o metileno em uma amostra de referência 100% saturada com água e na amostra de interesse e depois são comparados os volumes adsorvidos por ambas as amostras. A relação entre as quantidades adsorvidas é equivalente a relação entre as partes da rocha molháveis ao óleo e à água.

2.2.3. Efeitos da Manipulação das Amostras na Molhabilidade.

Nas análises de laboratório deve-se atentar para possíveis alterações da molhabilidade dos testemunhos em um dos muitos estágios de manipulação desde a retirada na sonda de perfuração até a chegada ao laboratório. Primeiro, a rocha pode ter sido contaminada pelo fluido de perfuração. Segundo, na retirada do testemunho até a superfície suas condições de temperatura e pressão se modificam podendo levar a mudanças na composição dos fluidos com a precipitação de asfaltenos por exemplo. Por último, a exposição ao oxigênio pode alterar a composição química do óleo, gerando surfactantes impactando a molhabilidade.

A alternativa à utilização de amostras em condições preservadas é a restauração da condição inicial. Primeiramente é realizada uma limpeza vigorosa na amostra. Depois a amostra é saturada com uma solução simulando a água de formação e deixada

descansando por um tempo. Então, óleo morto é injetado na amostra e ela é deixada em descanso por aproximadamente 40 dias, tipicamente nas condições de pressão e temperatura do reservatório. Com procedimentos como este, acredita-se que a amostra fique em condição semelhante à original no reservatório.

Anderson [5] publicou extenso trabalho sobre os efeitos da manipulação das amostras nas medidas de molhabilidade. No presente trabalho esta questão não será abordada com profundidade.

2.3. Fatores que Influenciam a Molhabilidade.

Um dos mais antigos e controversos pilares dos estudos da molhabilidade é de que todos os reservatórios são fortemente molháveis à água antes do aparecimento de hidrocarbonetos [12][20]. Essa visão deriva do entendimento de que antes da chegada do óleo, todo o reservatório estava ocupado com água e seria necessário o deslocamento forçado da água para que o estado de molhabilidade se alterasse para molhável ao óleo. Quanto ao fato dos reservatórios inicialmente estarem preenchidos com água não há questionamentos, porém, a determinação do estado de molhabilidade pós-migração do óleo para o reservatório é influenciada por um conjunto de fatores tais como: evolução da saturação, propriedades físico-químicas do óleo, da água e da rocha, mineralogia da rocha, e geometria dos poros e gargantas de poros. A condição de molhabilidade pós-migração ainda poderá ser modificada em função dos impactos que a produção e injeção de fluidos ocasionam no reservatório.

2.3.1. Evolução da Saturação.

A evolução da saturação de óleo, água e gás no reservatório pode influenciar qual fluido molha a rocha. Superfícies que já estiveram em contato com o óleo podem se tornar molháveis e molhadas ao óleo, já superfícies que nunca estiveram em contato com o óleo estarão molhadas pela água. No tempo geológico a saturação não é estática. Ocorrem vários pulsos de migração do óleo, desenvolvimento de capa de gás, exsudação de óleo e gás e atividades tectônicas. As variações da saturação, associada à histerese no ângulo de contato rocha/fluido, influenciam a preferência da rocha por determinado fluido.

Os reservatórios estão preenchidos com água antes do aparecimento do óleo e após a migração apresentam uma zona de transição da zona de água na base até saturação de água irreduzível, S_{wi} , no topo. Essa distribuição é determinada pela pressão capilar da rocha que mantém diferentes pressões nas fases óleo e água. Óleo migrando em um reservatório molhável ao óleo apresentará uma distribuição de saturação diferente, com a máxima saturação de óleo até a base da zona de óleo. Essa diferença reflete a facilidade com que o fluido que molha preferencialmente invade a rocha.

A Figura 2.8 ilustra a formação de uma zona de transição e o comportamento das saturações e pressões capilares nos casos de reservatórios molháveis à água (MA) e ao óleo (MO). Em uma formação homogênea, a zona de transição apresenta altas saturações de óleo no topo e altas saturações de água na base (ver curvas azuis na Figura 2.8). A transição ocorre pela diferença de pressão entre as fases, denominada pressão capilar (P_c). Em um tubo capilar, superfícies molháveis à água induzem a água a subir e superfícies molháveis ao óleo induzem o óleo a descer. A altura da coluna de fluido dentro do capilar (h) resulta do equilíbrio entre a pressão capilar e o peso da coluna de fluido deslocado, sendo a P_c inversamente proporcional ao raio do capilar (r).

É definido como Nível de Água Livre (NAL) o nível onde $P_c=0$. Como rochas porosas apresentam uma distribuição de tamanhos e gargantas de poros, em qualquer nível acima do NAL, apenas os poros e gargantas com tamanho adequado para sustentar a água estarão saturados com água. Em alturas maiores, a menor densidade do óleo provoca uma maior pressão capilar forçando a água para fora dos menores poros. Em rochas molháveis à água, o contato óleo/água observado em perfis é acima do NAL, indicando que pressão deve ser imposta para empurrar o óleo para dentro dos poros. Já em rochas molháveis ao óleo, o contato observado em perfis é abaixo do NAL, indicando que, sem necessidade de imposição de pressão, o óleo se desloca pelas paredes dos poros para a região originalmente com água. O contato óleo/água observado divide a zona contendo apenas água da zona onde a saturação de óleo começa a aparecer.

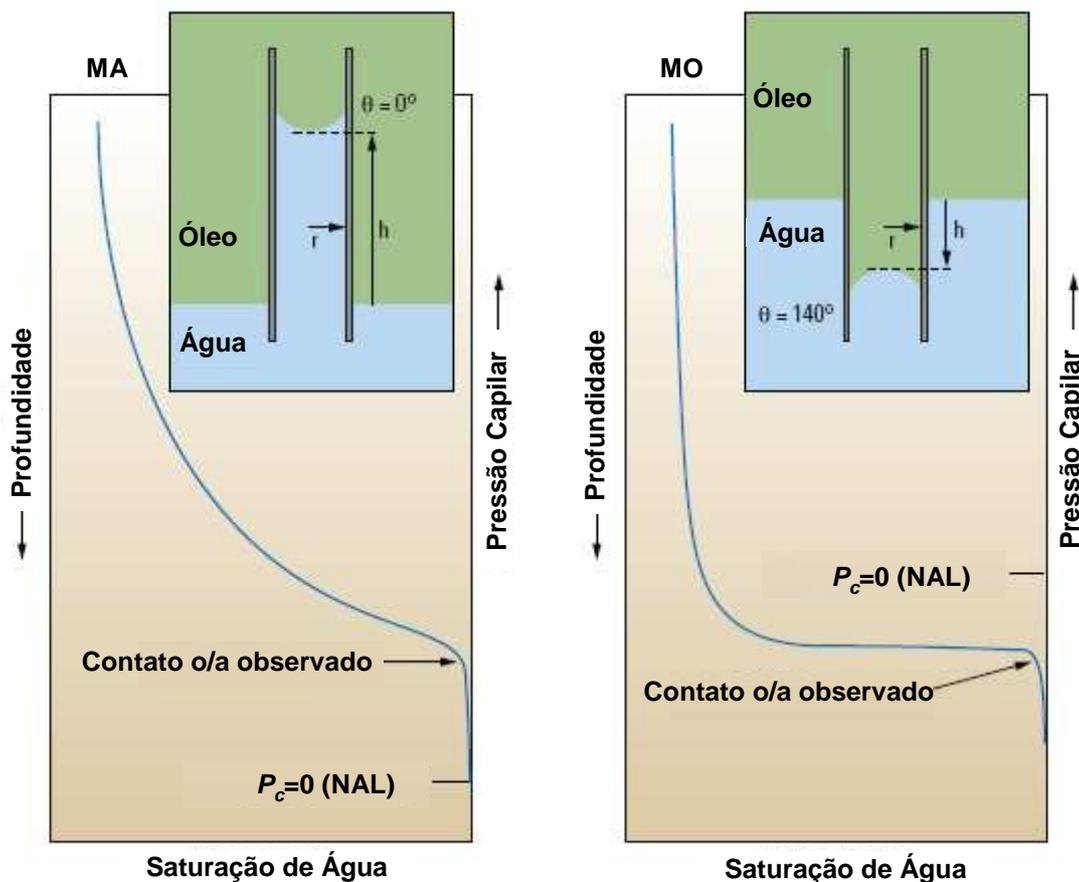


Figura 2.8 – Comportamento das saturações e pressões capilares nos casos de reservatórios molháveis à água (MA) e ao óleo (MO) em uma zona de transição, adaptado de Abdallah *et al.* [25].

Segundo Okasha *et al.* [4], o estado da molhabilidade pode variar com a profundidade, com mais superfícies molhadas pela água na base da zona de transição óleo/água. Quando mais alto na estrutura, maior a pressão capilar, maior a pressão para desestabilizar o filme de água ao redor dos grãos, maior o contato do óleo com a rocha, possibilitando desta forma maiores oportunidades da rocha manifestar sua molhabilidade ao óleo.

2.3.2. Propriedades Físico-Químicas.

As forças relacionadas à molhabilidade encontram uma condição de equilíbrio na presença de ao menos três substâncias, um sólido e dois fluidos. Os constituintes e condições das três substâncias influenciam a molhabilidade. Desta forma, devem-se

considerar os componentes do óleo, da água de formação, a superfície mineral, assim como a temperatura, pressão e evolução da saturação do sistema [40].

Segundo Al-Maamari e Buckley [41], a composição do óleo é a chave para obtenção de uma rocha molhável ao óleo. Componentes polares do óleo, tais como resinas e asfaltenos, são identificados como os grandes responsáveis por modificarem a molhabilidade da rocha, devido os grupos polares serem capazes de interagir com a superfície da rocha e serem adsorvidos. A composição do óleo determinará a solubilidade dos componentes polares. Um óleo que não é um bom solvente para seus próprios surfactantes terá uma chance maior de modificar a molhabilidade do que outro óleo que é um bom solvente. A temperatura, pressão e composição do óleo vão afetar a estabilidade dos asfaltenos.

Hirasaki [42] observou que a variação da molhabilidade está frequentemente relacionada à presença ou ausência de filmes de água entre a rocha e o óleo. Filmes espessos e estáveis, mantém a rocha molhável à água. Filmes finos e instáveis podem proporcionar a molhabilidade ao óleo.

Durante a produção, a molhabilidade pode ser alterada propositalmente ou inadvertidamente. Uma água injetada com pH diferente da formação pode modificar a molhabilidade. Surfactantes gerados por atividade microbiana podem reduzir tensões interfaciais e modificar ângulos de contato. Quartzos tendem a se tornar mais molháveis ao óleo em temperaturas elevadas enquanto calcitas tendem a se tornar mais molháveis à água, e portanto métodos térmicos de recuperação podem alterar a molhabilidade [25].

Com a produção do reservatório, a queda de pressão pode modificar a composição do óleo, se aproximando para uma condição favorável à precipitação de asfaltenos [41]. A queda de pressão pode ocasionar também a formação de parafinas, condensação do gás, formação de capa de gás e todos esses fenômenos podem modificar a molhabilidade do reservatório.

2.3.3. Características Litológicas.

Diferentes camadas nas formações podem ter diferentes molhabilidades por conta das diferenças mineralógicas. O pH e as condições de saturação para a estabilidade do filme de água são diferentes para quartzos, dolomitas, calcita e argilas. Desta forma, cada grão poderá ter diferente molhabilidade [25].

Por conta da presença e natureza de superfícies ionizadas na rocha, a variação de pH que leva à instabilidade do filme de água é diferente em arenitos e carbonatos. A superfície da sílica tem carga negativa para pH's acima de 2, então íons de carga positiva são adsorvidos. Por outro lado, a superfície da calcita tem carga positiva para pH's abaixo de 9,5, então íons de carga negativa são adsorvidos [40].

Acredita-se que carbonatos são mais molháveis ao óleo do que siliciclásticos [3][4][5]. Vale salientar, que os casos extremos de fortemente molháveis à água e ao óleo dificilmente são encontrados na natureza.

Detalhes sobre o efeito da mineralogia na molhabilidade da rocha foram publicados por Anderson [5].

2.3.4. Fatores na Escala de Poro.

A geometria dos poros é um grande complicador na aplicação dos princípios discutidos até o momento. Um ângulo de contato é facilmente compreendido quando temos uma superfície plana. No entanto, os poros não têm suas paredes planas e estas são compostas tipicamente por mais de um mineral.

A rugosidade de uma superfície pode levar a um ângulo de contato equivocado. O ângulo de contato aparente, baseado na superfície média, pode ser totalmente diferente do ângulo de contato real (ver Figura 2.9).

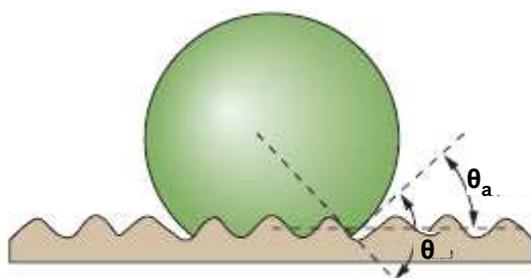


Figura 2.9 – Impacto das irregularidades dos poros na definição dos ângulos de contato, extraído de Abdallah *et al.* [25].

Irregularidades nos grãos, como quinas ou asperezas (ver Figura 2.10), podem ser pontos favoráveis ao afinamento do filme de água levando o óleo a ficar em contato direto com a rocha, dando a oportunidade de o óleo aderir e se espalhar pelas superfícies dos grãos.

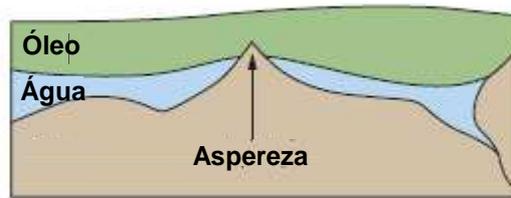


Figura 2.10 – Impacto das irregularidades dos poros na estabilidade do filme de água, adaptado de Abdallah *et al.* [25].

Usualmente, a capilaridade em meios porosos é modelada como um conjunto de tubos capilares onde a distribuição do tamanho de poros é modelada pela adoção de capilares de variados diâmetros. No caso de injeção de um fluido não molhante, cada capilar é invadido a uma diferente pressão capilar de entrada, que é inversamente proporcional ao diâmetro do capilar. Após a superação da pressão de entrada toda a seção do capilar fica preenchida com o fluido não molhante.

Na realidade, a geometria complexa dos poros é definida pelos grãos que os formam. A pressão capilar de entrada é relacionada ao raio circunscrito da maior garganta de poro. Após a entrada, mesmo com grande parte do poro preenchido com o fluido não molhante, os locais onde os grãos se encontram continuam molhados ao fluido molhante, pois a pressão capilar é insuficiente para forçar o primeiro nestes espaços. Desta forma, dependendo da geometria dos poros e garganta de poros, algumas partes do espaço poroso ficam preenchidas com óleo e outras com água. Isso pode levar a uma situação de molhabilidade mista, onde parte da superfície dos poros, especialmente nos cantos e poros menores, permanece molhada à água e outra parte fica molhada e molhável ao óleo [19][43] (ver Figura 2.11).

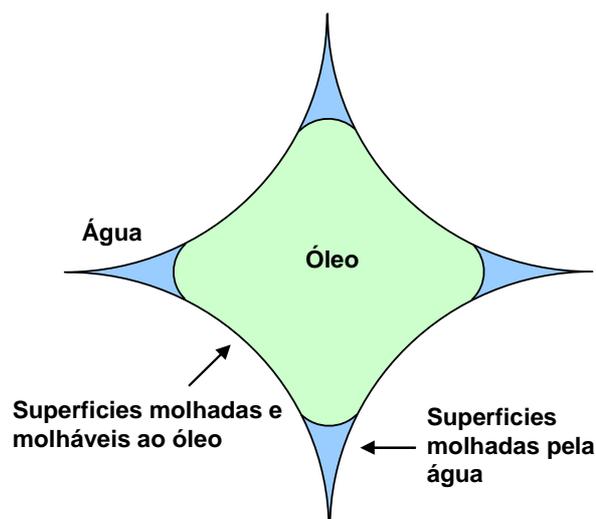


Figura 2.11 – Representação esquemática da distribuição da saturação de óleo e água em um poro de uma rocha com molhabilidade mista, adaptado de Radke *et al.* [43].

No caso de rochas predominantemente molháveis à água (MA), a água fica aderida às paredes dos poros e o óleo fica localizado no centro do poro. De forma oposta, em rochas predominantemente molháveis ao óleo (MO) o óleo fica aderido às paredes dos poros com a água localizada no centro. A Figura 2.12 representa esquematicamente os casos MA e MO.

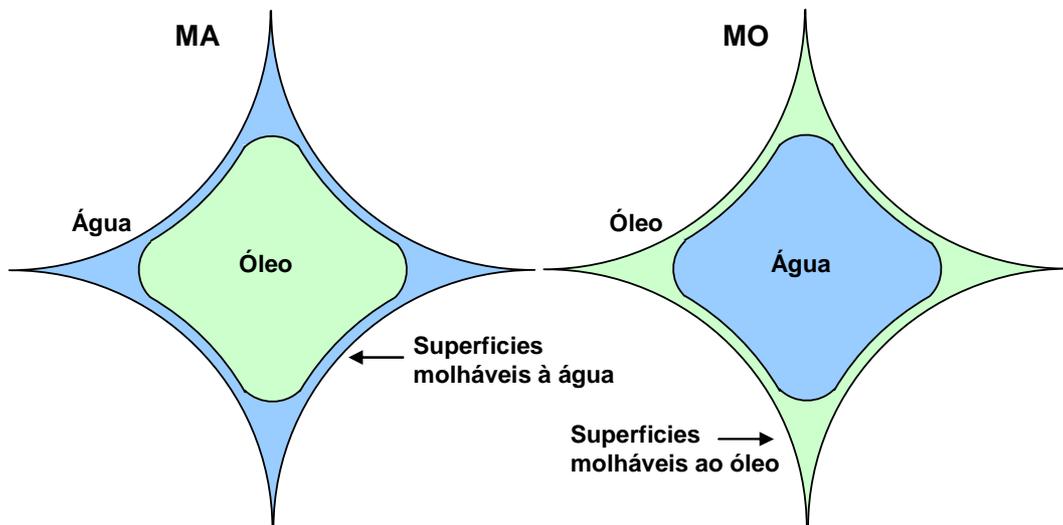


Figura 2.12 – Representação esquemática da distribuição da saturação de óleo e água em um poro de uma rocha molhável à água (MA) e molhável ao óleo (MO).

2.4. Impactos da Molhabilidade.

O impacto da molhabilidade se estende desde a escala de poros até a escala de reservatório, e afeta fortemente a viabilidade econômica de um projeto. Em projetos com grandes custos de implantação e operação, como em águas profundas, por exemplo, o não entendimento da molhabilidade pode ser muito custoso.

2.4.1. Características Petrofísicas.

A molhabilidade tem impacto fundamental nas características petrofísicas das rochas e a melhor forma de se considerar os impactos da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo é através das curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar [44].

Donalson e Thomas [34], em análises de laboratórios, verificaram um aumento da permeabilidade relativa à água e uma diminuição da permeabilidade relativa ao óleo quanto maior a molhabilidade ao óleo. Quanto mais molhável ao óleo, maior a saturação de água posicionada no centro dos poros competindo com o óleo nos caminhos mais permeáveis, reduzindo a permeabilidade relativa ao óleo, e aumentando a permeabilidade relativa à água. Na Figura 2.13 encontra-se apresentado o impacto da molhabilidade na permeabilidade relativa da rocha.

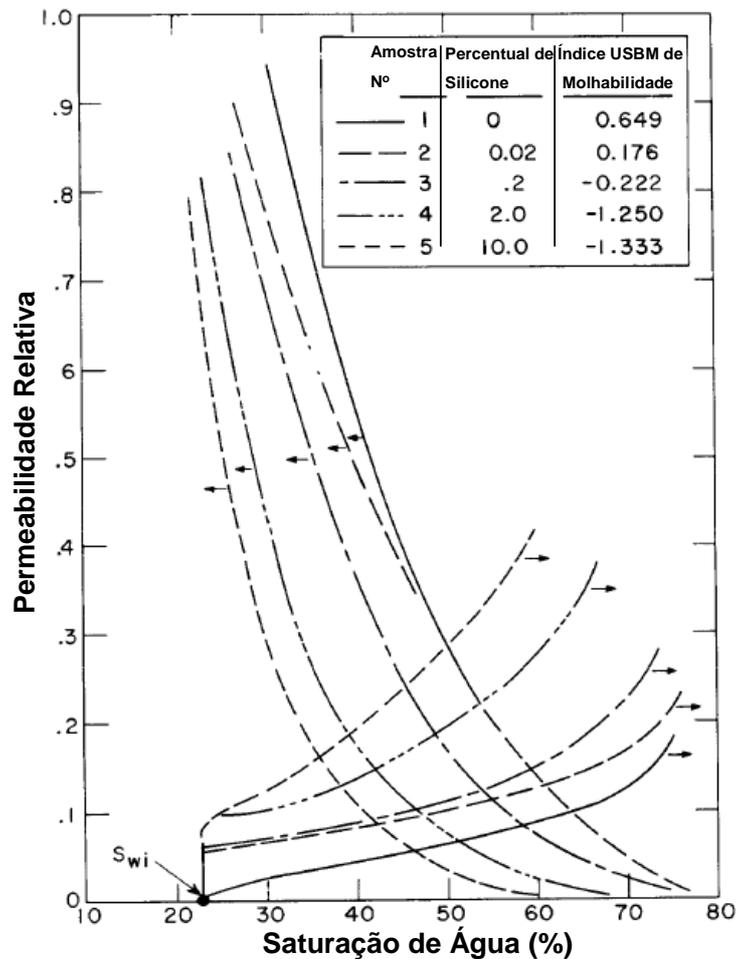


Figura 2.13 – Permeabilidades relativas ao óleo e à água em função da molhabilidade da rocha. Quanto mais positivo o índice USBM de molhabilidade mais molhável à água e quanto mais negativo mais molhável ao óleo, adaptado de Donalson e Thomas [34].

Morrow [45] avaliou o impacto do ângulo de contato, e indiretamente da molhabilidade, na pressão capilar de drenagem e embebição. Em seus experimentos Morrow verificou que quanto maior o ângulo de contato (θ_T na Figura 2.14), menores são os valores de pressão capilar de drenagem primária e embebição. No processo de embebição, no caso de ângulo de contato de 73° , um volume muito pequeno de água foi embebido espontaneamente.

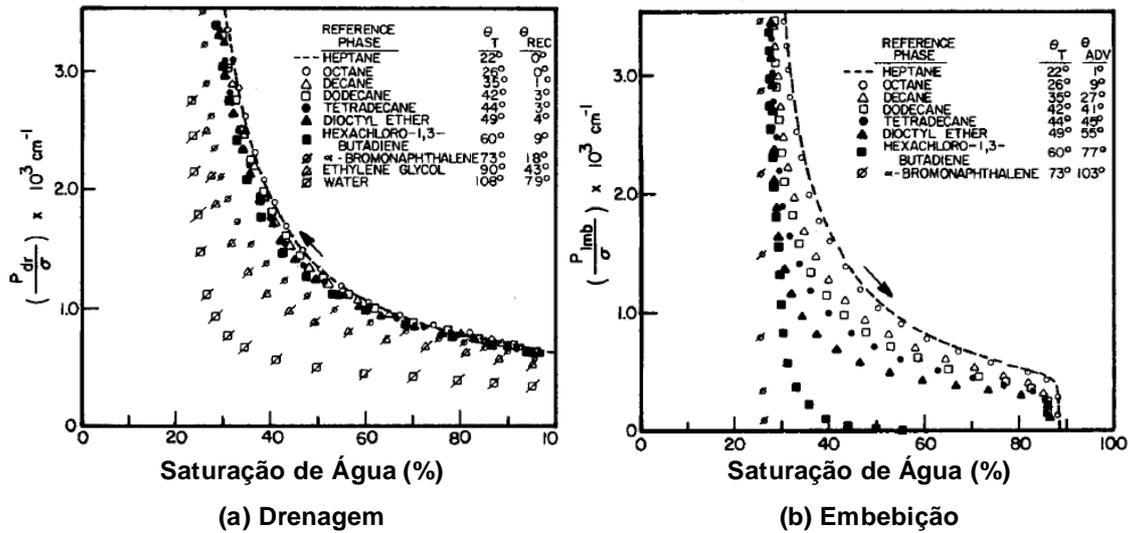


Figura 2.14 – Impacto do ângulo de contato na pressão capilar de drenagem e embebição, adaptado de Morrow [45].

Fatt e Klikoff [46] avaliaram o impacto da molhabilidade fracional na pressão capilar. Em seus experimentos diferentes proporções de materiais molháveis à água e ao óleo foram misturados e análises de pressão capilar foram conduzidas. Conforme se observa na Figura 2.15, quanto maior a proporção de material molhável ao óleo, menores os valores de pressão capilar.

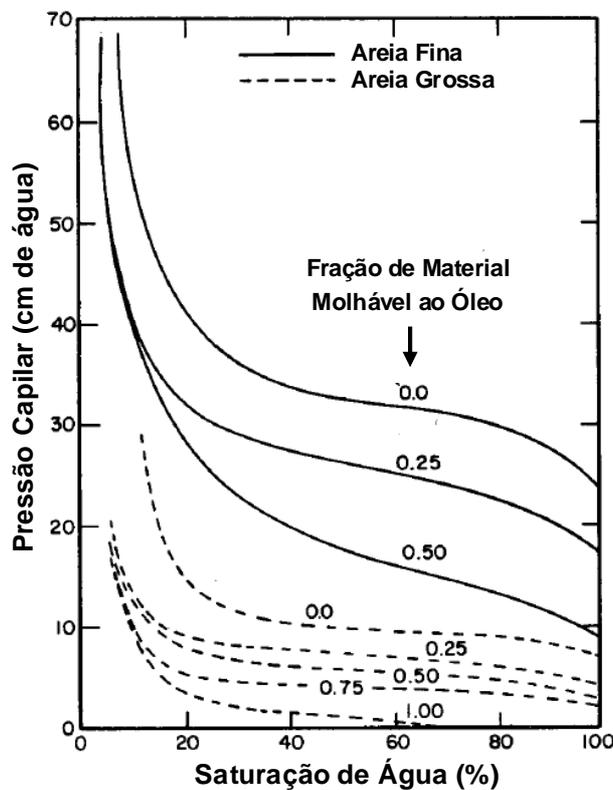


Figura 2.15 – Impacto da molhabilidade fracional na P_c , adaptado de Fatt e Klikoff [46].

A Figura 2.16 ilustra as diferenças na pressão capilar e permeabilidade relativa nos casos de molhabilidade à água e molhabilidade mista. Primeiro, vamos analisar a pressão capilar na drenagem primária do reservatório (curva P_c pontilhada). Esta curva mostra que, para haver o deslocamento da água inicialmente presente no reservatório, a fase óleo deve ter uma pressão maior, $P_c > 0$. Assumindo os reservatórios inicialmente molháveis à água, o mesmo fenômeno ocorreria nos casos de molhabilidade a água e mista. No processo de embebição e drenagem secundária (curvas P_c tracejada e cheia), no caso de molhabilidade à água, a pressão capilar permanece sempre positiva indicando embebição espontânea, enquanto no caso de molhabilidade mista a pressão capilar fica negativa, indicando a necessidade de pressão adicional na fase água para aumento da saturação de água. A permeabilidade relativa ao óleo máxima é menor nos casos de molhabilidade mista, porque parte do óleo está aderido na parede dos grãos. Em contraste, a permeabilidade relativa à água máxima é menor nos casos de molhabilidade à água, pois o óleo ocupa os maiores poros, competindo com a água pelos caminhos mais permeáveis. De uma forma geral, quanto maior a preferência da rocha de ser molhada pela água, maior a permeabilidade ao óleo e menor a permeabilidade à água.

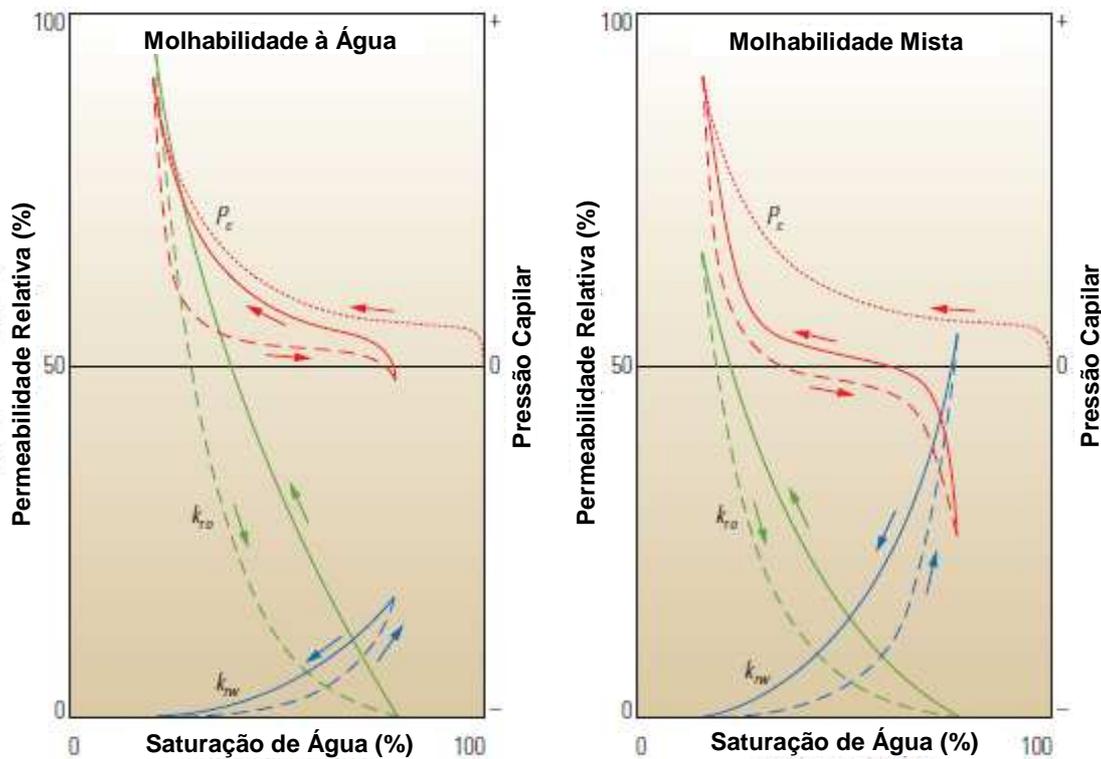


Figura 2.16 – Curvas de pressão capilar (P_c) e permeabilidade relativa à água (k_{rw}) e ao óleo (k_{ro}) nas condições de molhabilidade à água e mista, adaptado de Abdallah *et al.* [25].

a) Molhabilidade à Água.

Sendo a água o fluido que molha preferencialmente a rocha, ela estará nos poros pequenos não invadidos pelo óleo e cobrindo a superfície dos grãos. Quando submetida a injeção de água, a saturação de água aumentará inicialmente nos poros menores e regiões próximas às superfícies dos poros. Na medida em que vai deslocando o óleo, a água vai ocupando os poros maiores e gargantas de poros. Alguns poros contendo óleo podem ficar isolados do restante do óleo se a pressão de deslocamento não for suficiente para deslocar este óleo pelas gargantas de poro, agora saturadas com água. Quando todos os caminhos de fluxo do reservatório estiverem preenchidos com água, o óleo deixa de fluir. A permeabilidade final à água será menor que a permeabilidade inicial ao óleo por conta do óleo aprisionado nos poros maiores.

Métodos de recuperação avançada visam produzir este óleo residual. Os métodos consistem em reduzir a pressão capilar de entrada, reduzindo a tensão interfacial do óleo ou mudando o ângulo de contato, e/ou aumentar os gradientes de pressão ou forças viscosas.

b) Molhabilidade Mista.

Comparando-se com o caso molhável à água, em uma rocha com molhabilidade mista a permeabilidade relativa ao óleo máxima ($k_{ro\max}$) é mais baixa, devido parte do óleo estar aderido na parede dos grãos, e permeabilidade relativa à água máxima ($k_{rw\max}$) é mais alta, devido à água, quando injetada, ficar localizada no centro dos maiores poros por conta da condição de molhabilidade ao óleo destes poros. Com a água no centro dos poros, o declínio de k_{ro} é mais rápido nos casos de molhabilidade mista, já que os caminhos mais permeáveis estarão preenchidos com água. No entanto, a água não isola o óleo porque as superfícies molháveis ao óleo proporcionam um meio contínuo para seu deslocamento. Com a água de injeção fluindo pelos poros maiores ela pode não ficar em contato com a água conata.

Em ambos os casos, molhabilidade à água e molhabilidade mista, a histerese na permeabilidade relativa e pressão capilar acompanha as mudanças na saturação. Este fenômeno reflete a diferença entre os ângulos de contato com o avanço ou recuo da água e a localização do óleo e da água no espaço poroso.

c) Molhabilidade ao Óleo.

Sendo o óleo o fluido que molha preferencialmente a rocha, ele poderá estar nos poros menores e aderido na superfície dos grãos. Quando submetida à injeção de água, a saturação de água aumentará inicialmente nos poros maiores. Na medida em que vai deslocando o óleo, a água vai ocupando os poros maiores e gargantas de poros. O óleo formará um meio contínuo permitindo seu fluxo mesmo em elevadas saturações de água. Se comparado ao caso de molhabilidade à água, a permeabilidade final à água é maior no caso de molhabilidade ao óleo pois ela estará localizada nos poros maiores. Em contraste, a permeabilidade inicial ao óleo é menor no caso de molhabilidade ao óleo, pois a água estará no centro dos poros ocupando os caminhos mais permeáveis.

O caso extremo de um reservatório totalmente molhado e molhável ao óleo é improvável, exceto nos casos onde o reservatório é a própria rocha geradora. Nestes casos, o querogênio e o processo de maturação do óleo podem resultar em superfícies molháveis ao óleo.

2.4.2. Produção e Recuperação de Petróleo.

O fato de a molhabilidade impactar a recuperação de óleo nos reservatórios é amplamente conhecido. Diversos trabalhos foram publicados sobre os impactos da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo [7][8][9][10][11][12][13][14][15].

Um dos primeiros trabalhos a abordar os impactos da molhabilidade foi publicado por Buckley e Leveret em 1941[6]. Desde então, intenso debate tem sido travado no que diz respeito a molhabilidade que proporciona os maiores fatores de recuperação nos reservatórios. Trabalhos já foram publicados reportando condições ótimas de recuperação para casos de molhabilidade à água [12][13], intermediária [7][8][9][10][11] e ao óleo [15]. A razão para a divergência nos resultados é atribuível às seguintes razões:

- falta de padronização dos métodos para caracterização da molhabilidade e para condição inicial das amostras nas análises;
- dificuldade de se reproduzir em laboratório os estados de molhabilidade desejados;

- variação nas definições de molhabilidade intermediária, neutra, mista, levemente molhável à água e levemente molhável ao óleo;
- influência da taxa de injeção e gradientes de pressão nas análises de laboratório;
- quantidade de volumes porosos de água injetados em experimentos de laboratório; e
- fonte dos resultados (laboratório, campo ou simulação) e prazo para análise (curto, médio e longo prazos).

a) Injeção de Água.

A injeção de água é o método de recuperação secundária mais utilizado no mundo, sendo responsável por mais de 50% do óleo produzido [2]. Este método consiste em injetar água, mantendo a pressão do reservatório em níveis elevados, deslocando o óleo na direção dos poços produtores, e recuperando desta forma um volume de óleo que não seria produzido pelo método de recuperação primária.

A molhabilidade impacta fortemente a eficiência de projetos de injeção de água [47]. Em reservatórios fortemente molháveis à água, os poros menores embebem a água e o óleo fica localizado nos poros maiores. O óleo residual após injeção de água permanece nos poros maiores, onde pode ficar aprisionado por estar desconectado de uma massa contínua de óleo [28] (ver Figura 2.17). Quase todo o óleo residual é irreduzível.

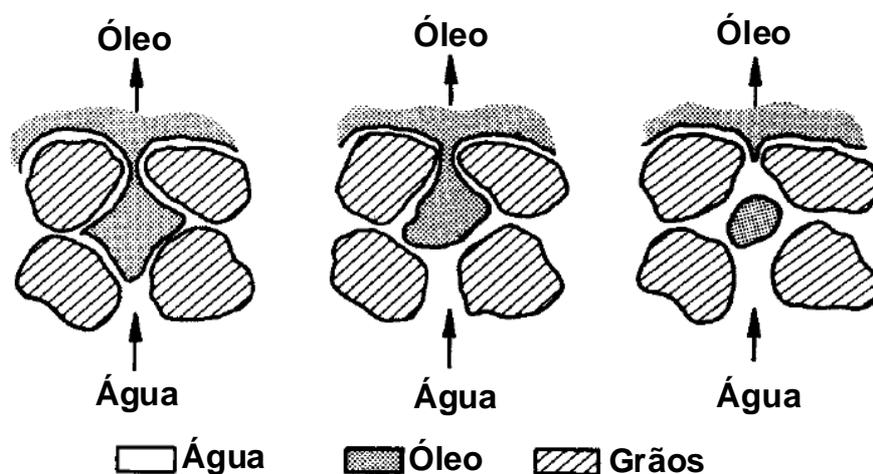


Figura 2.17 –Esquema do processo de embebição em reservatórios fortemente molháveis à água, adaptado de Raza *et al.* [28].

Alguns métodos de recuperação avançada são desenvolvidos para reduzir as tensões interfaciais que podem provocar o aprisionamento do óleo. Elas agem no sentido de tornar as rochas mais molháveis ao óleo ou reduzindo as tensões interfaciais entre os fluidos.

Em reservatórios fortemente molháveis ao óleo a água forma canalizações pelos poros maiores empurrando o óleo para frente (ver Figura 2.18). Geralmente nestes casos a injeção de água é menos eficiente do que nos casos fortemente molháveis à água [28].

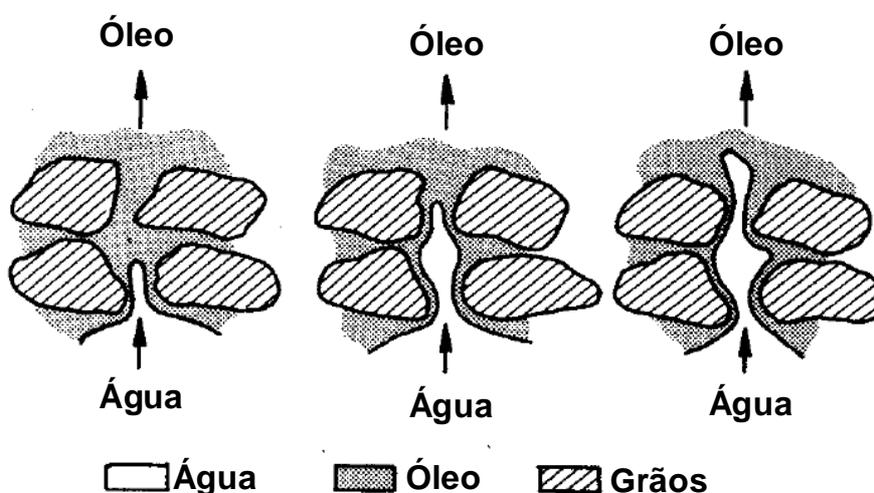


Figura 2.18 – Esquema do processo de drenagem em reservatórios fortemente molháveis ao óleo, adaptado de Raza *et al.* [28].

Em reservatórios com molhabilidade mista, o óleo adere na superfície dos grãos nos poros maiores, aumentando a possibilidade de um meio contínuo até o poço produtor e resultando em um menor S_{or} , enquanto os poros menores continuam preenchidos com água. Devido ao menor S_{or} , o fator de recuperação em reservatórios com molhabilidade mista, considerando prazos onde grandes volumes de água possam ser injetados, tende a ser maior.

Forças de embebição e a razão de mobilidade do reservatório (M) determinam a facilidade com a qual a água poderá ser injetada e como ela se moverá na formação. A chegada da água nos poços produtores tende a ocorrer mais tarde quanto maior a molhabilidade à água, e mais óleo é produzido antes da chegada da água. Na condição de molhabilidade mista, quando a água chega ao poço produtor, a produção de óleo continua por um longo tempo em conjunto com o crescimento do corte de água.

Jadhunandan e Morrow [10], em análises de laboratório, observaram que a recuperação máxima de petróleo é obtida nos casos classificados pelo autor como ligeiramente molháveis à água. Os resultados mostraram que a recuperação em fácies fortemente molháveis à água (FMA) é independente do volume de água injetada. A recuperação em fácies molháveis ao óleo é fracamente dependente do volume injetado, com a dependência aumentando na medida em que a molhabilidade se aproxima de uma condição mais intermediária. Na condição de molhabilidade neutra foram obtidas as maiores recuperações de petróleo. Na Figura 2.19 encontra-se apresentada a variação do fator de recuperação e saturação residual de óleo em função da molhabilidade.

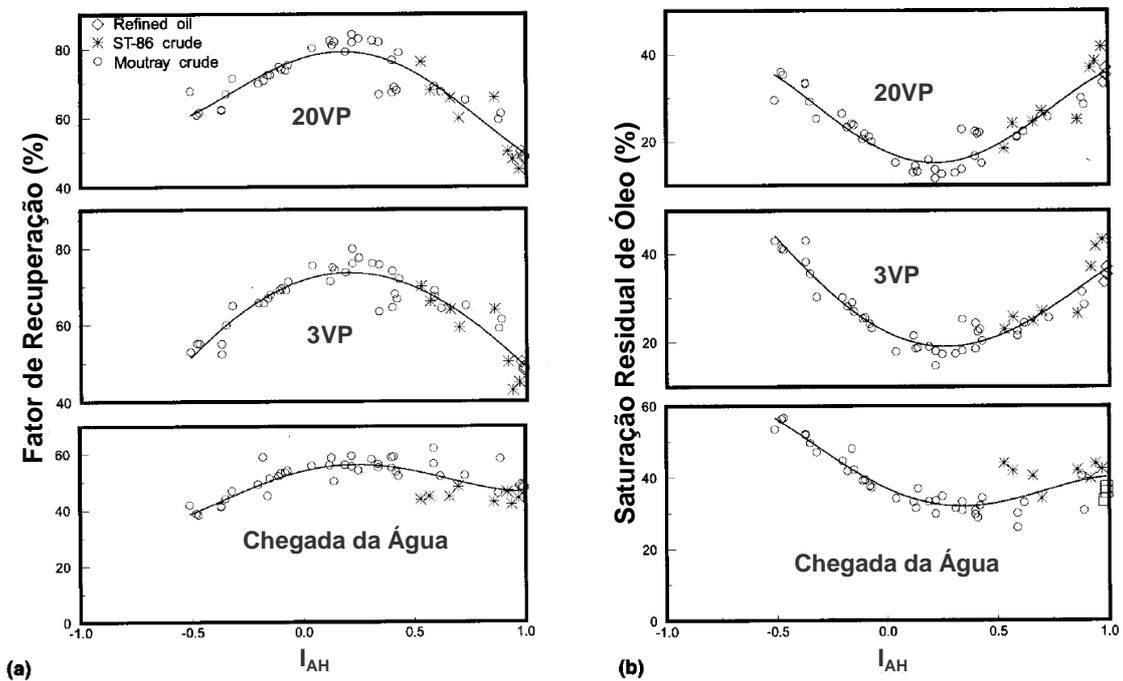


Figura 2.19 – (a) Fator de recuperação e (b) saturação residual de óleo em função da molhabilidade, adaptado de Jadhunandan e Morrow [10].

Alguns dos primeiros trabalhos a serem realizados sobre o impacto da molhabilidade na recuperação secundária por injeção de água foram publicados por Donalson *et al.* [12][34]. Em um dos seus trabalhos, micro-modelos de laboratório (uma camada de areia confinada entre duas lâminas de vidro) foram utilizados para observar o efeito da molhabilidade na recuperação de óleo. Os resultados dos micro-modelos foram posteriormente validados com experimentos em testemunhos. Donalson *et al.* relatam que em seus estudos foi observado uma maior recuperação de óleo nos casos molháveis à água em comparação aos casos de molhabilidade intermediária e molhabilidade ao óleo, conforme mostrado na Figura 2.20. Neste caso, molhabilidade

intermediária foi definida como todos os casos entre levemente molhável à água (LMA) e levemente molhável ao óleo (LMO). As menores recuperações nos casos molháveis ao óleo foram atribuídas à rápida formação de canalizações. No entanto, a produção de óleo continua por longo tempo mesmo após o a chegada da água. Após cessar a produção de óleo, grandes bolsões de óleo continuam no meio poroso não sendo produzidos. Nos casos molháveis à água, bolsões de óleo também ficaram para trás, porém de menores dimensões. Quando submetidos a maiores taxas de injeção de água, esses bolsões eram deslocados.

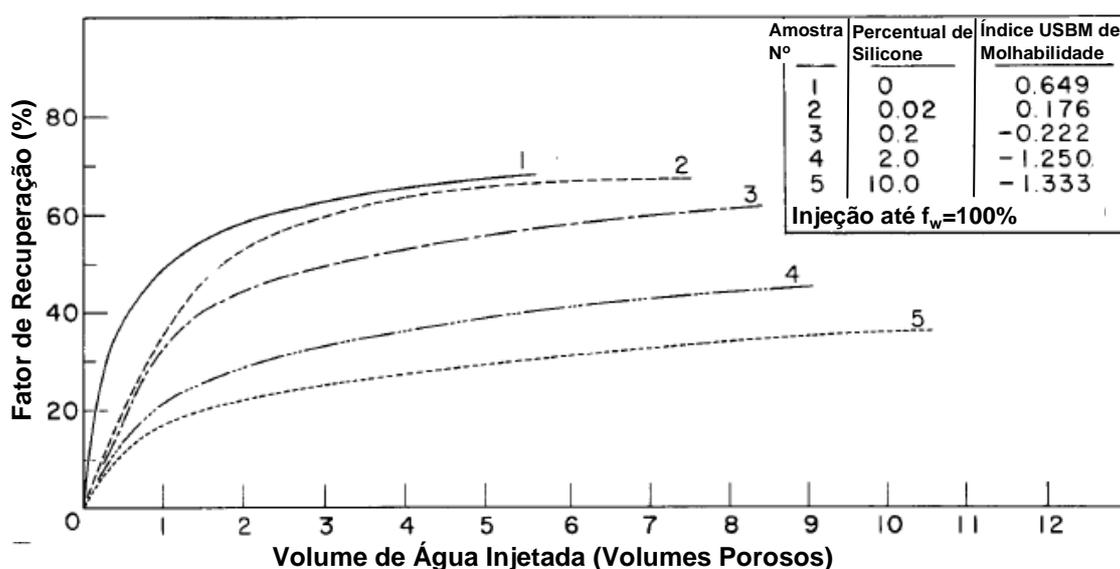


Figura 2.20 – Fator de recuperação em função da molhabilidade da rocha e do volume de água injetada, adaptado de Donalson e Thomas [34].

Ao contrário de Donalson *et al.* [12][34], que relataram baixas eficiências de deslocamento do óleo pela água em rochas de molhabilidade intermediária em comparação às FMA, outros pesquisadores [7][8][10][11], observaram que a recuperação em rochas molháveis à água ou ao óleo tem recuperações inferiores às rochas de molhabilidade intermediária.

Li *et al.* [11] estudaram o efeito da molhabilidade e heterogeneidade na recuperação de petróleo através de modelagem numérica com um modelo bidimensional considerando 3 e 5 fácies. Uma molhabilidade uniforme foi obtida através da função J de Leveret [48] para calcular as curvas de pressão capilar para cada fácies. Foram combinados efeitos de molhabilidade, heterogeneidade e taxas de injeção de água. Sob taxas de injeção intermediárias, e com fácies de molhabilidades intermediárias a molháveis à água, a recuperação final tende a 1, com a recuperação diminuindo quanto menor a molhabilidade à água. Fácies molháveis ao óleo tiveram uma

recuperação aproximadamente 30% menor. Sob taxas de injeção mais elevadas os efeitos capilares se tornaram menos importantes e os efeitos da molhabilidade na recuperação foram menores.

Em reservatórios com molhabilidade mista o fator de recuperação frequentemente tem forte dependência da quantidade de água injetada. O impacto da quantidade de água injetada no fator de recuperação foi apresentado em diferentes trabalhos aplicados aos campos de East Texas Woodbine [19] e Endicott Field Alasca [49]. Outro mecanismo que pode ser relevante em reservatórios com molhabilidade mista é a drenagem dos filmes superficiais de óleo. Este efeito é mais significativo em reservatórios com alta permeabilidade vertical, grande espessura e ausência de intercalações [49].

O Endicott Field no Alasca é um exemplo de reservatório com molhabilidade mista com efeito de drenagem dos filmes superficiais de óleo [49]. Em experimentos de laboratório foi observado que após a injeção de 1 volume poroso (VP) de água a saturação de óleo (S_o) era de 40%, após 500VP's era de 22%, e 12% após uma quantidade de VP's considerada infinita.

Estudos semelhantes foram feitos em testemunhos do reservatório de Boise East Texas [19]. Os resultados mostraram que a saturação de óleo cai continuamente em reservatórios com molhabilidade mista na medida em que mais água é injetada. Nos casos com molhabilidade à água, a saturação de óleo rapidamente atinge um valor constante após o a chegada da água.

Wang [50] e Huang *et al.* [51] chegaram a conclusões semelhantes de que em rochas FMA a produção de óleo praticamente cessa após a chegada da água enquanto em rochas de molhabilidade mista a produção permanece após a injeção de vários VP's resultando em baixos valores de saturação residual de óleo (S_{or}).

Conforme já exposto, quanto mais molhável à água maior a permeabilidade ao óleo e menor a permeabilidade à água. Intuitivamente, se outras propriedades do fluido e da rocha permanecerem constantes, pode-se deduzir que a recuperação de óleo em qualquer intervalo de tempo seria maior quanto maior for a molhabilidade à água [2].

Uma forma simplificada de se entender a eficiência de deslocamento com a injeção de água é através das curvas de fluxo fracionário. Mesmo sabendo que estas curvas são uma forma idealizada do fluxo, ela ajuda na compreensão da distribuição das saturações assim como os efeitos da molhabilidade na forma e posição da curva. A equação do fluxo fracionário encontra-se apresentada na Eq. (2.3):

$$f_w = \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{k_o}{k_w} \right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)} \right]_{S_w} \quad (2.3)$$

onde,

f_w é o fluxo fracionário da água,

k_o e k_w são as permeabilidades efetivas (ou relativas) ao óleo e à água,

μ_o e μ_w são as viscosidades do óleo e da água, cP, e

S_w é a saturação de água.

Na sua forma mais simplificada, a equação do fluxo fracionário indica quanto de água é produzida com o óleo em determinada condição de saturação de água no reservatório. A equação mostra que a quantidade de água produzida é função das relações entre as viscosidades dos fluidos e permeabilidades relativas da rocha. Como a permeabilidade relativa é função da molhabilidade da rocha a quantidade de água produzida também será [2].

A curva de fluxo fracionário para reservatório molháveis ao óleo é mais íngreme do que nos casos molháveis à água. Conseqüentemente, a saturação média de água no momento e após a chegada da água é muito maior nos reservatórios molháveis à água do que nos molháveis ao óleo. A implicação disso é que mais óleo será produzido no caso molhável à água. Se considerarmos um caso hipotético onde a saturação média de água atrás da frente de água é S_{wBT} e a saturação de água conata é S_{wc} , então, a saturação de hidrocarboneto deslocada é $S_{wBT} - S_{wc}$. Desta forma, a produção acumulada de óleo na chegada da água é apresentada na Eq. (2.4).

$$N_p = \Phi V_t (\bar{S}_{wBT} - S_{wc}) \quad (2.4)$$

onde,

N_p é produção acumulada de óleo em m³,

Φ é a porosidade média da rocha,

V_t é o volume total da rocha em m^3 ,

\bar{S}_{wBT} é a saturação média de água atrás da frente de chegada da água, e

S_{wc} é a saturação de água conata.

Segundo observações de Willhite [52], \bar{S}_{wBT} é aproximadamente 0,55 para reservatórios levemente molháveis à água (LMA) e 0,39 para reservatórios fortemente molháveis ao óleo (FMO). A S_{wc} em seus experimentos era de 0,20. Desta forma, a produção acumulada de óleo até a chegada da água é de $0,35 \cdot \Phi \cdot V_t$ para o caso LMA e $0,19 \cdot \Phi \cdot V_t$ para o caso FMO. Isso significa que até a chegada da água de injeção, o caso LMA recupera aproximadamente o dobro do caso FMO (35% versus 19% do volume poroso).

Outro conceito importante que evidencia o impacto da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo é a razão de mobilidade (Muskat [53] *apud* Craig [1]), apresentada na Eq. (2.5).

$$M = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o} \quad (2.5)$$

onde,

M é a razão de mobilidade,

k_{ro} e k_{rw} são as permeabilidades relativas ao óleo e à água, e

μ_o e μ_w são as viscosidades do óleo e da água.

Aronofsky [54] verificou em seus estudos uma redução na eficiência de varrido com o aumento da razão de mobilidade (M), conforme apresentado na Figura 2.21. A redução da eficiência de varrido ocorre devido a maior é a formação de canalizações, com o fluido de maior mobilidade “cortando” o fluido de menor mobilidade [1][55]. Desta forma, quanto mais molhável ao óleo, maior tende ser o k_{rw} , menor o k_{ro} , conseqüentemente, maior a M e menor a eficiência de varrido.

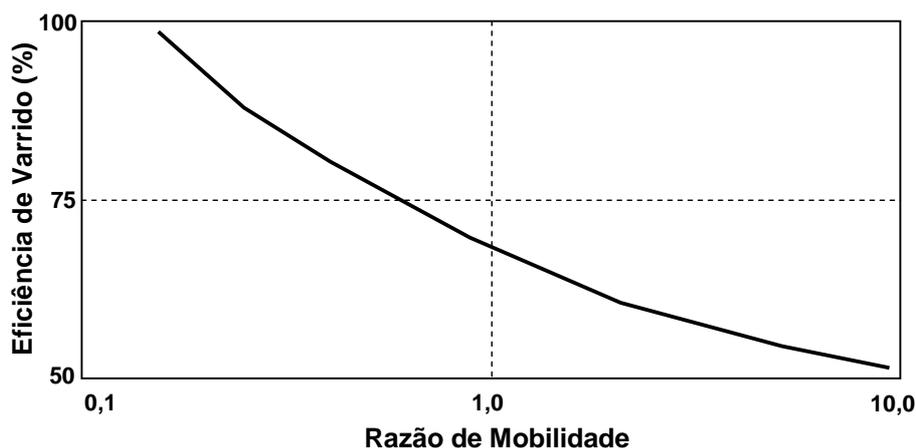


Figura 2.21 – Impacto da razão de mobilidade na eficiência de varrido no momento da chegada da água, baseado em Aronofsky [54].

A heterogeneidade da molhabilidade também pode ter grande impacto na produção de petróleo. Conforme apresentado por Abdallah *et al.* [25], simulações utilizando camadas molháveis à água e ao óleo com as mesmas permeabilidades mostraram que sob a injeção de água, esta penetra nas camadas molháveis à água mais rapidamente, devido à efeitos capilares. As mesmas simulações revelaram que pouco óleo seria produzido das camadas molháveis ao óleo.

Huang *et al.* [51] concluíram que apenas a heterogeneidade da molhabilidade poderia explicar determinados fenômenos. Esses autores introduziram o termo “het-wet” e identificaram no seu experimento que as camadas mais permeáveis seriam de molhabilidade intermediária, e as camadas menos permeáveis seriam mais molháveis ao óleo. As maiores saturações residuais de óleo permaneceram nas camadas de menor permeabilidade e saturações muito baixas de óleo permaneceram nas camadas de maior permeabilidade. O fator de recuperação nas amostras “het-wet” foi aproximadamente o dobro do FR em amostras FMA.

b) Injeção de Gás Imiscível.

O presente trabalho irá explorar, apenas de forma qualitativa, aspectos importantes do impacto da molhabilidade na produção e recuperação por injeção de gás imiscível. Não serão realizadas simulações ou estudos de casos considerando a injeção de gás no presente trabalho.

A molhabilidade pode afetar também o desempenho da injeção de gás. A frente de gás ou banco de óleo pode mover a água gerando variações nas linhas de fluxo

baseadas na preferência da rocha ser molhada pelo óleo ou pela água. Além disso, se asfaltenos estão presentes no óleo, o contato com o gás injetado pode alterar a condição de equilíbrio deste óleo e provocar a precipitação de asfaltenos podendo modificar a molhabilidade da rocha.

Mesmo em reservatórios de gás, a molhabilidade ou sua alteração podem afetar a produção. A formação de condensado pode bloquear os poros reduzindo a produtividade ao gás. Alguns métodos de recuperação utilizam produtos químicos para alterar a molhabilidade no entorno do poço, produzindo o condensado e desbloqueando os poros [25].

A utilização da injeção de gás como método de recuperação inicialmente consistia em injetar dióxido de carbono (CO_2) no reservatório para deslocar volumes de óleo não varridos pelos outros métodos de recuperação. Nas duas últimas décadas, aumentou o uso de nitrogênio (N_2) e gás natural para aumentar a recuperação de petróleo. Nitrogênio e gás natural são especialmente competitivos quando não há disponibilidade econômica de CO_2 . Na medida em que há cada vez mais campos maduros em todo o mundo, a expectativa é que este método de recuperação tenha sua importância aumentada nos próximos anos.

Há basicamente duas formas diferentes de se injetar gás no reservatório: injeção de gás imiscível e injeção de gás com miscibilidade.

Injeção de gás imiscível é um processo de recuperação que envolve o deslocamento da fase óleo através da injeção de gás como uma fase separada. O principal problema da injeção de gás imiscível é a tendência de o gás atravessar o óleo resultando em baixas eficiências de varrido e deslocamento. Vários fatores influenciam a eficiência da injeção de gás tais como a relação entre as densidades do óleo e do gás, a relação entre as viscosidades, a heterogeneidade do reservatório e a molhabilidade da rocha. Segundo Agbalaka et al. [25], em processos de recuperação secundária por injeção de gás dominados pela gravidade, o fenômeno de o gás atravessar o óleo ocorre em menor intensidade em arenitos FMO se comparado a arenitos molháveis à água.

A recuperação de óleo com a injeção de gás imiscível é fortemente influenciada pelo mecanismo de drenagem do reservatório. Estudos demonstraram que altas taxas de recuperação são possíveis se mecanismos de drenagem gravitacional predominam no reservatório [56][57][58]. Dois fatores influenciam a eficiência da recuperação por injeção de gás imiscível: a molhabilidade da rocha e o coeficiente de espalhamento.

Molhabilidade à Água.

Em estudos de laboratório, foi observado que a alta recuperação de petróleo com a injeção terciária de gás, em amostras de rocha FMA, é acompanhada também por alta produção de água [58] e que a chegada do gás ocorre logo após a chegada do óleo [58][59][60]. Nessas condições, o deslocamento do óleo é resultado de um mecanismo de dupla drenagem [61] com o gás inicialmente deslocando o óleo, seguido pelo óleo deslocando a água. O deslocamento da água pelo óleo resulta na coalescência do óleo residual e na produção de água. A coalescência do óleo não é suficiente para assegurar uma alta recuperação de petróleo pois o gás pode facilmente atravessar o óleo e a água, deixando-os aprisionados na formação.

O coeficiente de espalhamento impacta a recuperação de petróleo em condições de molhabilidade à água [61][62], e é função das tensões interfaciais entre os fluidos. Desta forma, o coeficiente de espalhamento [27] em condições de molhabilidade à água (óleo se espalhando sobre a água) é definido conforme apresentado na Eq. (2.6):

$$K = \sigma_{wg} - (\sigma_{ow} + \sigma_{og}) \quad (2.6)$$

onde,

K é o coeficiente de espalhamento em condições molháveis à água,

σ_{wg} é a tensão interfacial água/gás em dyne/cm,

σ_{ow} é a tensão interfacial água/óleo em dyne/cm, e

σ_{og} é a tensão interfacial óleo/gás em dyne/cm.

A recuperação de petróleo em sistemas com coeficientes de espalhamento positivos ($K > 0$) é significativamente maior do que em sistemas com coeficientes negativos ($K < 0$). A maior recuperação nos sistemas com $K > 0$ é devido à tendência do óleo em formar um filme contínuo favorecendo a conectividade hidráulica do óleo no reservatório. Quando $K < 0$ o filme de óleo é instável, desconectando a fase óleo e reduzindo sua recuperação. Quando $K < 0$ o ângulo de contato (θ) entre o óleo e a água é definido conforme apresentado na Eq. (2.7).

$$\cos \theta = 1 + \frac{K}{\sigma_{og}} \quad (2.7)$$

A Figura 2.22 representa esquematicamente as distribuições do gás, óleo e água em um tubo capilar molhável à água e as relações entre as tensões interfaciais.

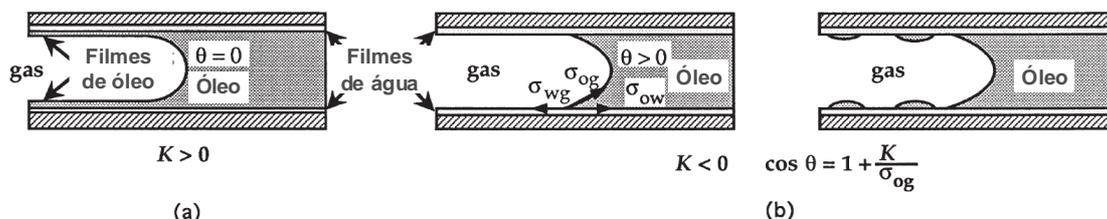


Figura 2.22 - Representação esquemática das distribuições do gás, óleo e água em um tubo capilar molhável à água e a relação entre as tensões interfaciais; (a) coeficiente de espalhamento positivo e (b) coeficiente de espalhamento negativo, adaptado de Olga e Lombard [62].

Molhabilidade ao Óleo.

Oren e Pinczewski [63] observaram que a recuperação do óleo com a injeção terciária de gás, em condições FMO, foi experimentalmente maior do que em condições molháveis à água com coeficientes de espalhamento positivos ou negativos. A alta recuperação na condição de molhabilidade ao óleo foi atribuída à formação de filmes espessos e contínuos de óleo na formação. Nessas condições há dois possíveis mecanismos para deslocamento do óleo na formação: o gás deslocando diretamente o óleo ou o gás deslocando inicialmente a água e posteriormente o óleo.

Ao contrário do resultado obtido para recuperação terciária do óleo com injeção de gás, a recuperação secundária (a partir de sua saturação inicial) foi demonstrada ser maior em condições de molhabilidade à água e mista com coeficiente de espalhamento positivo [62].

O coeficiente de espalhamento [27] em condições de molhabilidade ao óleo (água se espalhando sobre o óleo) é definido conforme apresentado na Eq. (2.8).

$$K' = \sigma_{og} - (\sigma_{wg} + \sigma_{ow}) \quad (2.8)$$

onde,

K' é o coeficiente de espalhamento em condições molháveis ao óleo,

σ_{wg} é a tensão interfacial água/gás em dyne/cm,

σ_{ow} é a tensão interfacial água/óleo em dyne/cm, e

σ_{og} é a tensão interfacial óleo/gás em dyne/cm.

Analogamente à Eq. (2.7), o ângulo de contato (θ') entre a água e o óleo na presença de gás é definido conforme Eq. (2.9).

$$\cos \theta' = 1 + \frac{K'}{\sigma_{wg}} \quad (2.9)$$

Na Figura 2.23 encontra-se uma representação esquemática da distribuição do gás, óleo e água em um tubo capilar molhável ao óleo.

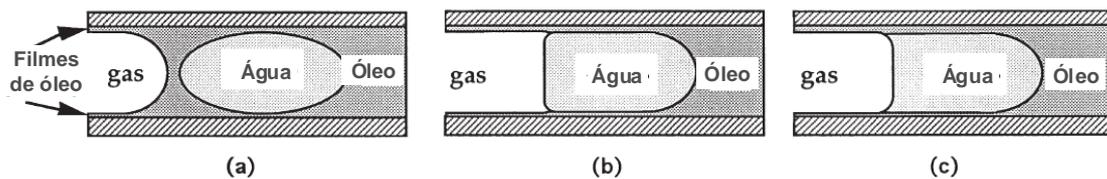


Figura 2.23 - Representação esquemática da distribuição do gás, óleo e água em um tubo capilar molhável ao óleo (a) com o gás entrando em um capilar contendo uma bolha de água (b) com o gás empurrando a água para $\theta' > 90^\circ$ (c) com o gás empurrando a água para $\theta' < 90^\circ$, adaptado de Olga e Lombard [62].

2.4.3. Fluxo em Meios Fraturados.

A produção de petróleo em reservatórios naturalmente fraturados é fortemente impactada pela molhabilidade da rocha. O presente trabalho abordará o impacto da molhabilidade em reservatórios fraturados apenas de forma qualitativa, ressaltando aspectos relevantes já publicados. Nos capítulos seguintes este tipo de reservatório não será abordado.

A Figura 2.24 mostra a distribuição dos fatores de recuperação em reservatórios fraturados molháveis ao óleo e à água. Observa-se que nos reservatórios molháveis

ao óleo, os fatores de recuperação não passam de 25%, enquanto nos casos molháveis à água eles são maiores que 25% [64].

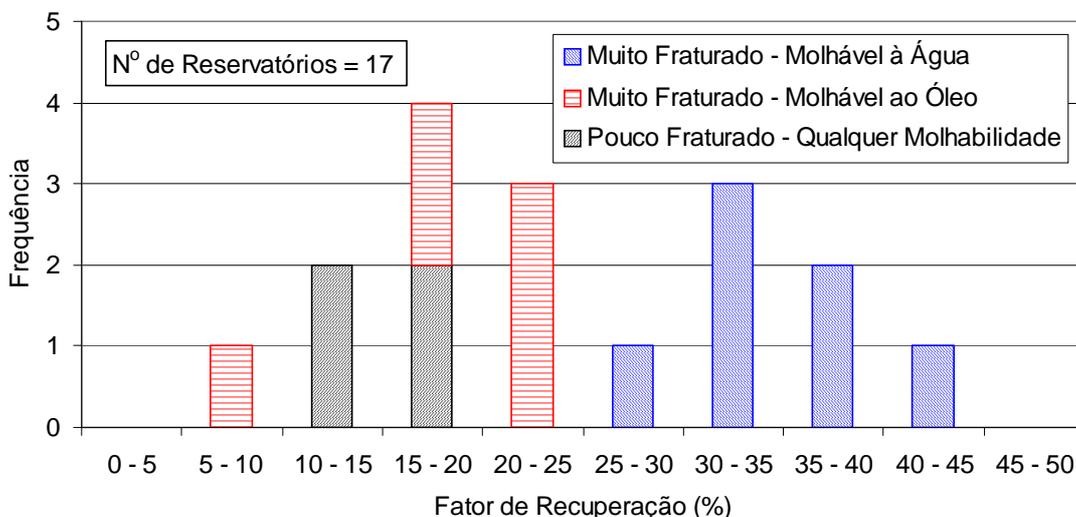


Figura 2.24 – Fatores de recuperação de reservatórios fraturados classificados como muito fraturados e molháveis ao óleo, muito fraturados e molháveis à água e pouco fraturados, adaptado de Allan e Sun [64].

A razão para a disparidade entre os fatores de recuperação deve-se ao fato de a água conseguir penetrar nos menores poros dos reservatórios molháveis à água, embebendo a rocha e expulsando o óleo da matriz para as fraturas. Nas rochas molháveis ao óleo a embebição não ocorre e o óleo fica aprisionado nos poros de menor tamanho. Pela mesma razão, a injeção de água em reservatórios molháveis à água é mais eficiente do que em reservatórios molháveis ao óleo, aumentando o fator de recuperação no primeiro caso e tendo pouco efeito no segundo.

Chalks do Mar do Norte variam de fortemente molháveis a água a molhabilidades intermediárias (Andersem [65] *apud* Abdallah *et al.* [25]). Com vários destes *chalks* sendo fraturados, especialistas da universidade de Bergen, Noruega, investigaram o efeito da molhabilidade no fluxo em reservatórios fraturados [66][67].

Uma amostra de *chalk* com aproximadamente 20 cm de comprimento, 10 cm de altura e 5 cm de espessura, foi testada em sua condição original e comparada com amostra semelhante envelhecida em óleo morto. Testes de embebição em amostras do mesmo material e tratadas da mesma forma indicaram condições de molhabilidade forte (FMA) e moderada à água (MA).

Ambas as amostras foram cortadas em três pedaços com os cortes representando fraturas (ver Figura 2.25). Os três pedaços foram colocados juntos, exceto por um,

separado por 2 mm de distância, representando uma fratura aberta, enquanto os demais contatos representariam fraturas fechadas. A partir deste ponto foram iniciados testes de injeção de água partindo do material na S_{wi} .

Os blocos com forte molhabilidade à água ficaram totalmente preenchidos com água antes da frente de água cruzar as fraturas. Já no material com molhabilidade moderada a frente de água cruzou as fraturas quase da mesma forma que no material intacto. A fratura aberta se comportou como barreira em ambos os casos (Figura 2.25).

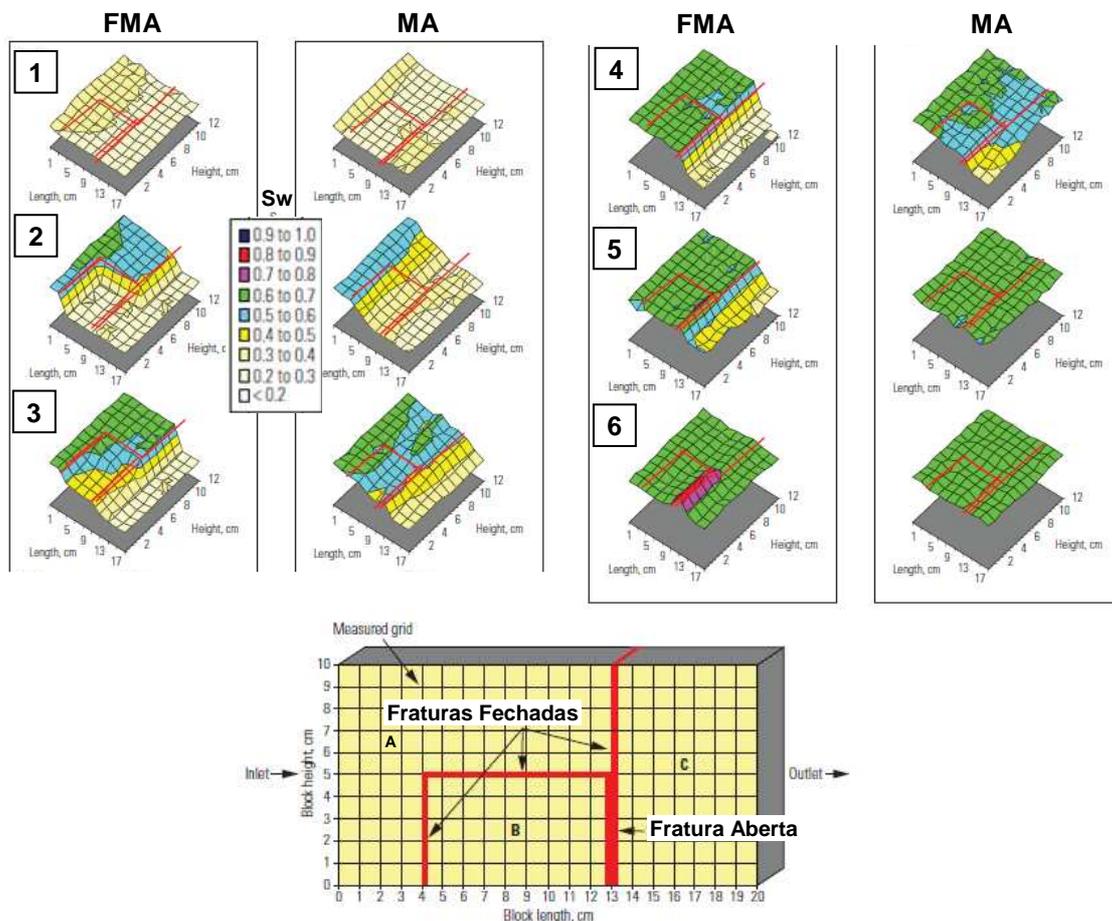


Figura 2.25 – Teste de injeção de água em carbonato fraturado mostrando o impacto das fraturas abertas e fechadas nos casos FMA e MA, adaptado de Graue e Bogno [66].

Os pesquisadores de Bergen em uma segunda campanha de testes investigaram o fenômeno da formação de pontes capilares atravessando fraturas [68][69]. Amostras de *Chalks* foram colocadas em serie com espaçamento de 2mm. As amostras no S_{wi} foram submetidas à injeção de água. Quanto menor a preferência pela água mais cedo a água aparecia nas fraturas. No caso de molhabilidade moderada, a água chegou às fraturas e formou pontes passando para a amostra seguinte. Com o

prosseguimento do fluxo as pontes foram se alargando ocupando toda a fratura. No caso fortemente molhável à água a amostra de montante atingiu alta saturação de água antes de a água chegar à fratura. Com a amostra a montante totalmente saturada com água, ela preencheu a fratura de baixo para cima e aí passou para a amostra a jusante. Com espaçamentos de 3,5mm as pontes não se formaram [70][71]. Os resultados encontram-se apresentados na Figura 2.26 e Figura 2.27.

Os resultados mostram as pontes formadas pelo fluido molhante são função de uma combinação entre forças viscosas, controlando o crescimento das gotas que formam a ponte e tensão interfacial entre as fases óleo e água, controlando o ângulo de contato das gotas. Desta forma, fraturas abertas em reservatórios *Chalk* terão diferentes impactos na eficiência da injeção de água, dependendo da molhabilidade da matriz.

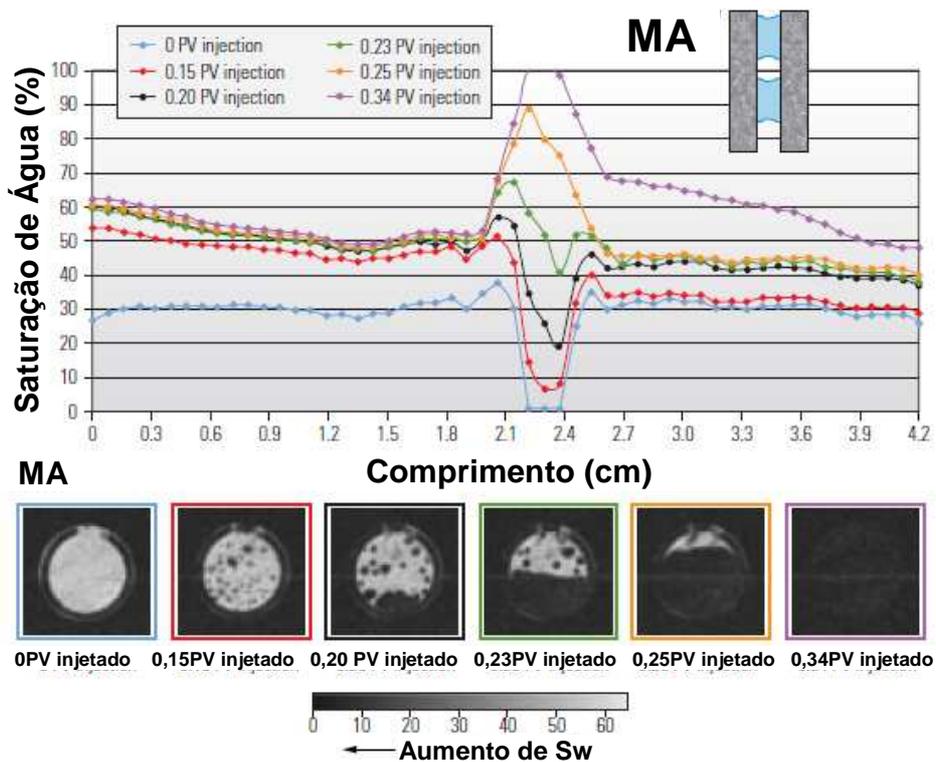


Figura 2.26 – Teste de injeção de água em *Chalk* fraturado com molhabilidade moderada à água investigando o efeito ponte, adaptado de Aspenes *et al.* [68].

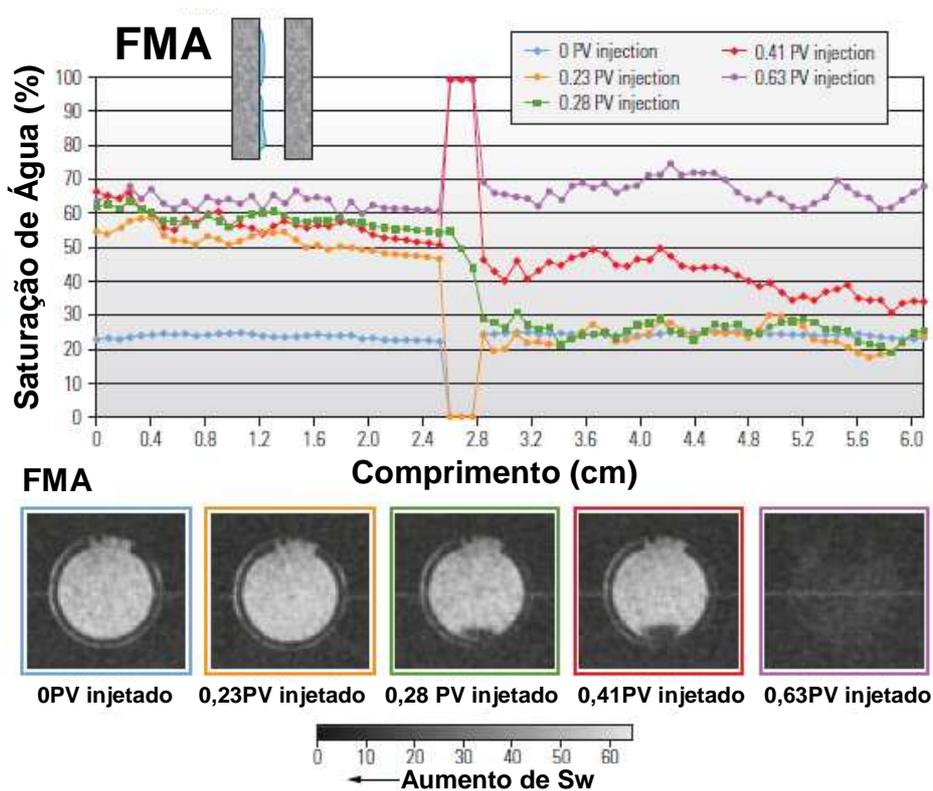


Figura 2.27 – Teste de injeção de água em *Chalk* fraturado fortemente molhável à água investigando o efeito ponte, adaptado de Aspenes *et al.* [68].

2.5. Considerações Finais.

Nesta revisão do estado da arte sobre molhabilidade foram resgatadas definições importantes para a correta abordagem dos fenômenos físicos envolvidos na molhabilidade, e investigados os diversos métodos, quantitativos e qualitativos, para medição da molhabilidade. Foram apontados os diversos fatores que influenciam a molhabilidade do reservatório tais como: evolução da saturação, propriedades físico-químicas dos fluidos e rocha, características litológicas e fatores na escala de poros. Finalmente, foram descritos os diversos impactos da molhabilidade nas características petrofísicas dos reservatórios, na produção e recuperação de petróleo e no fluxo em meios fraturados.

Foram detectadas divergências entre os diversos autores pesquisados sobre a condição ótima de molhabilidade para produção e recuperação de petróleo. Essas divergências podem ser explicadas pelas seguintes razões:

- falta de padronização dos métodos para caracterização da molhabilidade e para condição inicial das amostras nas análises;
- dificuldade de se reproduzir em laboratório os estados de molhabilidade desejados;
- variação nas definições de molhabilidade intermediária, neutra, mista, levemente molhável à água e levemente molhável ao óleo;
- influência da taxa de injeção e gradientes de pressão nas análises de laboratório;
- quantidade de volumes porosos de água injetados em experimentos de laboratório; e
- fonte dos resultados (laboratório, campo ou simulação) e prazo para análise (curto, médio e longo prazos).

Poucas citações foram encontradas sobre a heterogeneidade da molhabilidade na escala de reservatório. Nas publicações abordando esta questão, é enfatizado o forte impacto desta característica na recuperação de petróleo.

Muitas são as publicações baseadas em análises de laboratórios sobre como manipular amostras e reproduzir o estado de molhabilidade desejado, medir e caracterizar a molhabilidade, os impactos da molhabilidade em propriedades elétricas, os impactos em propriedades petrofísicas e na recuperação de petróleo.

Muitos casos de campo são mostrados como exemplos de reservatórios com molhabilidades desde fortemente molháveis à água a fortemente molháveis ao óleo e molhabilidade fracional e mista.

Em contraste, não são numerosas as publicações com resultados de simulações numéricas investigando o impacto da molhabilidade nos diversos aspectos citados. Foram identificados poucos trabalhos abordando o desenvolvimento dos campos sob o aspecto da molhabilidade e a incerteza na sua caracterização.

Desta forma, o presente trabalho pretende contribuir para o preenchimento das lacunas de conhecimento identificadas, investigando os diversos impactos da molhabilidade no comportamento da produção através de simulação numérica, e considerando diversos cenários de molhabilidade.

Capítulo 3. Modelagem de Reservatórios.

Neste capítulo será descrito o processo de modelagem de reservatórios e como a molhabilidade é representada nos modelos conceituais, matemáticos e numéricos. Primeiramente será mostrada a modelagem conceitual da molhabilidade e dos casos analisados. Em seguida, será apresentada a modelagem matemática de um simulador de fluxo *black oil* e como a molhabilidade está inserida na formulação. Por último, serão discutidos os aspectos relevantes sobre a modelagem numérica por diferenças finitas.

Aziz e Settary [72], Ertekin et al. [73] e Chen [74] publicaram importantes referências sobre modelagem de reservatórios as quais serviram de base para o desenvolvimento do presente trabalho.

Uma das principais abordagens para modelagem de reservatórios é a simulação de numérica, que já se tornou comum na indústria do petróleo como ferramenta de predição. Essa aceitação é devido aos avanços dos recursos computacionais e métodos numéricos para solução de equações diferenciais parciais (EDP), à flexibilidade dos simuladores para modelar casos complexos, às novas técnicas de caracterização de reservatórios e ao desenvolvimento de técnicas de recuperação avançadas que, de outras formas, não poderiam ser analisadas.

Um sistema de equações algébricas geradas a partir da discretização de EDP's, com condições iniciais e de contorno apropriadas, representam o comportamento do reservatório na abordagem da simulação numérica de reservatórios. Essas equações incorporam os mais importantes fenômenos físicos que acontecem no reservatório tais como: fluxo multifásico em meios porosos, transferência de massa entre fases, efeitos viscosos, capilares, gravitacionais e geomecânicos simplificados. Na simulação de reservatórios as variações espaciais nas propriedades das rochas e fluidos também podem ser adequadamente representadas.

Os simuladores de reservatório podem ser classificados segundo a representação do fluido, *black oil* ou composicional. Os simuladores *black oil* são boas representações quando mudanças composicionais nos fluidos presentes no reservatório são pouco relevantes no processo de recuperação. Por outro lado, os composicionais são utilizados quando essas mudanças influenciam os processos de recuperação.

3.1. Modelagem Conceitual.

O processo de modelagem conceitual é ponto de partida quando se quer representar determinado fenômeno. Através da modelagem conceitual, antes de qualquer implementação matemática e numérica, são obtidas informações sobre relações de causa e efeito, sobre relevância de determinados parâmetros, é definido o foco e limites do modelo, e é construída uma faixa esperada de resultados para o processo. A elaboração do modelo conceitual é fundamentada no conhecimento do modelador dos processos físico-químicos que compõem o fenômeno.

Conceitos são portadores de significado e um único conceito pode ser expresso em várias linguagens. Palavras em várias línguas significam o mesmo porque expressam um e o mesmo conceito. Da mesma forma, aspectos de um reservatório de petróleo podem ser representados em diversas linguagens; modelos análogos, modelos físicos, modelos matemáticos de balanço de materiais, curvas de declínio, estatísticos e analíticos e simulação numérica.

3.1.1. Modelagem da Molhabilidade.

A molhabilidade de um reservatório é caracterizada por meio dos resultados de análises petrofísicas especiais como as de permeabilidade relativa e pressão capilar. É através destes dados que a molhabilidade é representada nos modelos de simulação. No item 2.2.1 deste trabalho foram apresentados métodos quantitativos para caracterização da molhabilidade.

As curvas de pressão capilar representam três processos distintos: drenagem primária, embebição e drenagem secundária. A drenagem primária representa o processo de migração do óleo para o reservatório e determina a distribuição das saturações de óleo e água na condição inicial de equilíbrio no modelo de simulação. A

curva de embebição representa o avanço da água no reservatório e é utilizada para simular os fenômenos difusivos no reservatório. A curva de drenagem secundária representa uma reversão no processo de embebição e tem aplicação em casos onde o esquema injeção/produção foi alterado por algum motivo; por não ter relevância nos cenários analisados não será considerada no âmbito do presente trabalho.

Em um sistema bifásico a pressão capilar é, por definição, a pressão no fluido não molhante menos a pressão no fluido molhante. Para um sistema molhável a água a expressão seria a seguinte:

$$P_c = p_o + p_w \quad (3.1)$$

onde,

P_c é a pressão capilar em um sistema óleo-água,

p_o é a pressão na fase óleo, e

p_w é a pressão na fase água.

A rigor, o termo drenagem se refere a diminuição da saturação do fluido molhante e o termo embebição se refere ao aumento da saturação do fluido molhante. Conforme comentado na revisão do estado da arte, é comum a utilização da definição de pressão capilar considerando sempre a água como fluido molhante, mesmo em casos de molhabilidade ao óleo. O presente trabalho também empregará esta definição, sendo a Eq. (3.1) válida em qualquer cenário de molhabilidade.

Na Figura 3.1 é apresentada uma curva típica de pressão capilar.

A histerese entre as curvas de drenagem primária e embebição torna sua correta representação e utilização fundamentais para a modelagem adequada dos fenômenos envolvidos no processo de recuperação de um reservatório de petróleo.

A molhabilidade impacta as curvas de pressão capilar na magnitude vertical (valores de pressão capilar, P_c) e amplitude horizontal (pontos terminais de saturação, S_{wi} e S_{or}). De uma forma geral, quanto mais molhável a água maiores são os valores de P_c e maior é o S_{wi} .

Na simulação numérica espera-se que, quanto maiores os valores de pressão capilar na drenagem primária, seja mais expressiva a zona de transição entre a zona de óleo e a zona de água, com saturações iniciais de água maiores. Na curva de embebição,

valores mais positivos de pressão capilar devem favorecer o avanço da água de forma difusiva com a água embebendo espontaneamente a rocha nas zonas de óleo e transição. Valores negativos de pressão capilar devem dificultar a entrada da água sendo necessária pressão adicional para deslocar o óleo aumentando assim os níveis de saturação de água.

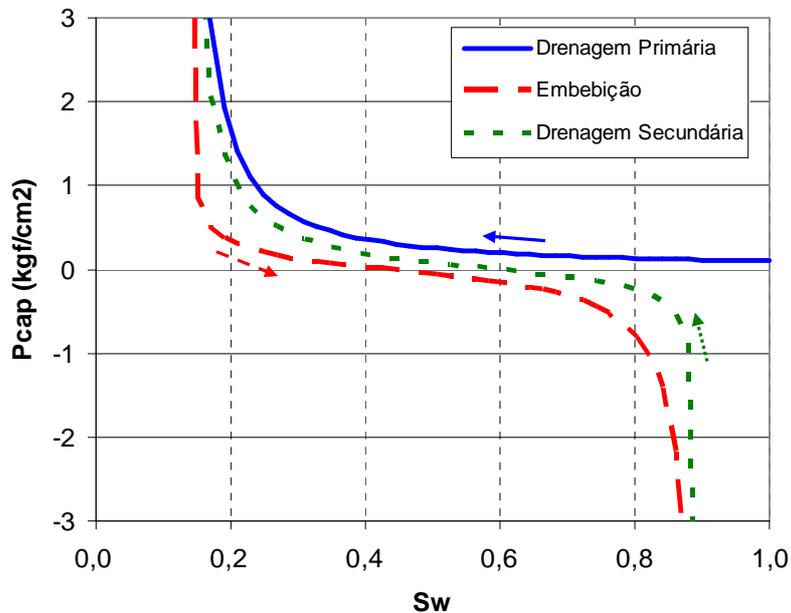


Figura 3.1 – Curvas de pressão capilar de drenagem primária, embebição e drenagem secundária.

Da mesma forma que a pressão capilar, as curvas de permeabilidade relativa também são representadas nos processos de drenagem primária, embebição e drenagem secundária. Na drenagem primária as curvas de k_{rw} e k_{ro} se iniciam em uma saturação de água de 100% e tem comportamento bastante diferente da curva de embebição. Com a reversão do processo, a drenagem secundária também se diferencia em relação à embebição.

Na Figura 3.2 é apresentada uma curva típica de permeabilidade relativa.

A histerese nas curvas de permeabilidade relativa pode causar impactos significativos nos resultados de uma simulação de reservatórios. No entanto, raras são as análises de laboratório mensurando este fenômeno, e poucos são os estudos de simulação que o consideram. Para a correta utilização de histerese nas curvas de permeabilidade relativa estudos mais aprofundados devem ser realizados, o que está além do escopo do presente trabalho. Desta forma, as curvas de permeabilidade relativa utilizadas

para avaliação do impacto da molhabilidade não apresentam histerese de comportamento.

A molhabilidade impacta as curvas de permeabilidade relativa na magnitude vertical (pontos de terminais de k_{rw} e k_{ro} e curvatura das curvas) e amplitude horizontal (pontos terminais de saturação, S_{wi} e S_{or}). De uma forma geral, quanto mais molhável ao óleo, menores são valores de k_{ro} e maiores de k_{rw} . Se o cruzamento das curvas de k_{ro} e k_{rw} ocorre com $S_w < 50\%$, isso indica uma tendência mais molhável ao óleo. Entretanto, se o cruzamento ocorre com $S_w > 50\%$ a indicação é de uma tendência mais molhável à água. No caso do cruzamento ocorrer próximo de 50% a indicação é de uma molhabilidade mais neutra ou intermediária [1].

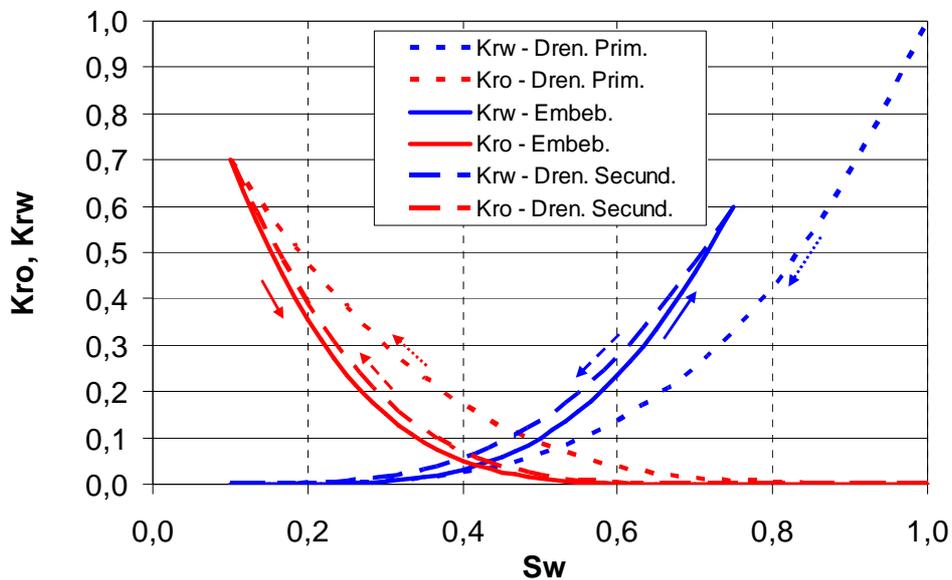


Figura 3.2 – Curvas de pressão capilar de drenagem primária, embebição e drenagem secundária.

Na simulação numérica, espera-se que maiores valores de k_{rw} favoreçam o fluxo da água, enquanto maiores valores de k_{ro} favoreçam o fluxo do óleo. A relação entre k_{rw} e k_{ro} e também entre as viscosidades dos fluidos, μ_w e μ_o , resulta na razão de mobilidade (M), conforme apresentado na Eq. (3.2) [1].

$$M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (3.2)$$

De uma forma geral, quanto maior M maior é a formação de canalizações, com o fluido de maior mobilidade “cortando” o fluido de menor mobilidade, reduzindo a eficiência de varrido no reservatório [1][55]. Desta forma, quanto mais molhável ao óleo, maior tende ser o k_{rw} , menor o k_{ro} e, conseqüentemente, maior o M e menor será a eficiência de varrido.

3.1.2. Modelagem dos Reservatórios.

Serão considerados no presente estudo três tipos de reservatórios: homogêneo, carbonato heterogêneo aleatório e carbonato heterogêneo estratificado.

O cenário de um reservatório homogêneo é um caso sintético ideal, utilizado como referência para as análises e para avaliar o impacto dos parâmetros de molhabilidade isoladamente. A homogeneidade deste cenário é retratada através da não variação espacial da porosidade, permeabilidade, S_{wi} , S_{or} , curvas de k_{rl} e P_c .

O carbonato heterogêneo aleatório foi gerado a partir de uma distribuição normal de porosidades e com permeabilidades, S_{wi} , S_{or} , curvas de k_{rl} e P_c obtidas por correlações.

O carbonato heterogêneo estratificado foi concebido com as propriedades distribuídas considerando a existente de duas fácies bastante distintas, uma de baixa permeabilidade e outra de alta permeabilidade.

A inserção progressiva da heterogeneidade no reservatório tem o objetivo de permitir a avaliação da sua influência no impacto do molhabilidade.

3.2. Modelagem Matemática.

A modelagem matemática consiste em traduzir os conceitos de fenômenos físicos em linguagem matemática de forma que possam ser quantificados, permitindo a previsão de seu comportamento em variadas circunstâncias.

Neste item são apresentadas as principais leis que compõe os modelos *black oil* e o desenvolvimento final da equação geral para estes modelos.

No Apêndice A são registrados alguns conceitos básicos e sua representação matemática, as leis fundamentais, e o desenvolvimento das equações de um simulador de fluxo monofásico.

Todo o desenvolvimento das equações apresentadas neste item, assim como a notação utilizada, foi baseado em Ertekin et al. [73].

3.2.1. Lei de Darcy.

A Lei de Darcy é uma correlação empírica entre a vazão de um fluido em um meio poroso e uma diferença de potencial. Para um fluxo multifásico, a forma geral da lei de Darcy pode ser expressa conforme apresentado na Eq. (3.3).

$$\vec{u} = -\beta_c \frac{kk_{rl}}{\mu_l} \vec{\nabla}\Phi_l \quad (3.3)$$

onde,

\vec{u} é a vazão por unidade de área transversal ao fluxo (velocidade aparente do fluido),

β_c é a constante para conversão de unidade,

k é a permeabilidade absoluta da rocha,

k_{rl} é a permeabilidade relativa à determinado fluido,

μ_l é a viscosidade do fluido, e

$\vec{\nabla}\Phi_l$ é a diferença de potencial entre dois pontos.

3.2.2. Lei da Conservação de Massa.

A lei da conservação de massa, ou equação da continuidade, é a equação de balanço de materiais escrita para um componente fluido em um volume de controle do sistema que se quer modelar, e pode ser expressa conforme apresentado na Eq. (3.4).

$$(m_i - m_o)_c + (m_s)_c = m_{ac} \quad (3.4)$$

onde,

m_i é a quantidade de massa entrando no volume de controle,

m_o é a quantidade de massa saindo do volume de controle,

m_s é a quantidade de massa entrando ou saindo do volume de controle através de poços, no caso da aplicação para reservatórios de petróleo, e

m_{ac} é a quantidade de massa acumulada ou depletada do volume de controle.

3.2.3. Formulação Matemática de um Simulador de Fluxo *Black Oil*.

Para o desenvolvimento da Equação Diferencial Parcial (EDP) para fluxo monofásico (ver Apêndice A) foram combinadas as equações da continuidade (lei de conservação de massa), de estado e de transporte (lei de Darcy). Quando aplicadas em problemas de fluxo multifásico, um sistema de Equações Diferenciais Parciais (EDP's) é gerado com uma equação para cada componente hidrocarboneto (óleo e gás) e uma equação para fase água. Essas EDP's são acopladas através das relações capilares e de saturação.

a) Lei da Conservação de Massa.

A lei da conservação de massa, Eq. (3.4), para fluxo multifásico pode ser reescrita na forma de uma EDP, conforme apresentado na Eq. (3.5).

$$-\frac{\partial}{\partial x}(m_{cx}A_x)\Delta x - \frac{\partial}{\partial y}(m_{cy}A_y)\Delta y - \frac{\partial}{\partial z}(m_{cz}A_z)\Delta z = V_b \frac{\partial}{\partial t}(m_{vc}) - q_{m_c} - q_{mt_c} \quad (3.5)$$

onde,

$$\bar{m}_c = \alpha_c \rho_c \bar{u}_c \quad (3.6)$$

sendo $c \rightarrow o, w$ ou g (gás livre),

ou,

$$\bar{m}_c = \left(\rho_c \frac{R_s}{B_o} \right) \bar{u}_o \quad (3.7)$$

sendo $c \rightarrow sg$ (gás em solução).

$$\bar{m}_{v_c} = \phi \rho_c S_c \quad (3.8)$$

sendo $c \rightarrow o, w$ ou g (gás livre),

ou,

$$\bar{m}_{v_c} = \frac{\phi}{\alpha_c} \left(\rho_{gsc} \frac{R_s}{B_o} \right) S_o \quad (3.9)$$

sendo $c \rightarrow sg$ (gás em solução).

$$q_{m_c} = \alpha_c \rho_c q_c \quad (3.10)$$

sendo $c \rightarrow o, w$ ou g (gás livre),

$$q_{m_c} = \left(\rho_{gsc} \frac{R_s}{B_o} \right) q_o \quad (3.11)$$

sendo $c \rightarrow sg$ (gás em solução).

$$q_{m_c} = 0 \quad (3.12)$$

sendo $c \rightarrow o$ ou w .

$$q_{mt_c} = q_{mt_{sg}} \quad (3.13)$$

sendo $c \rightarrow sg$ (gás em solução).

$$q_{mt_c} = -q_{mt_{sg}} \quad (3.14)$$

sendo $c \rightarrow g$ (gás livre),

Substituindo as Eq. (3.6) a (3.14) na Eq. (3.5) e desenvolvendo para cada componente obtêm-se as equações da continuidade para cada fase, conforme apresentado nas Eq. (3.15), (3.16) e (3.17).

Óleo:

$$-\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{A_x}{B_o} u_{ox} \right) \Delta x - \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{A_y}{B_o} u_{oy} \right) \Delta y - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{A_z}{B_o} u_{oz} \right) \Delta z = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) - q_{osc} \quad (3.15)$$

Água:

$$-\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{A_x}{B_w} u_{wx} \right) \Delta x - \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{A_y}{B_w} u_{wy} \right) \Delta y - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{A_z}{B_w} u_{wz} \right) \Delta z = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_{wsc} \quad (3.16)$$

Gás:

$$\begin{aligned} & -\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{A_x}{B_g} u_{fgx} + A_x \frac{R_s}{B_o} u_{ox} \right) \Delta x - \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{A_y}{B_g} u_{fgy} + A_y \frac{R_s}{B_o} u_{oy} \right) \Delta y \\ & -\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{A_z}{B_g} u_{fgz} + A_z \frac{R_s}{B_o} u_{oz} \right) \Delta z = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} + \phi \frac{R_s}{B_o} S_o \right) - q_{gsc} \end{aligned} \quad (3.17)$$

onde,

$$q_{gsc} = q_{fgsc} + R_s q_{osc} \quad (3.18)$$

α_c é um fator de conversão volumétrica que deve ser utilizado em função do sistema de unidades adotado.

b) Equação da Difusividade.

Combinando a Lei de Darcy, Eq. (3.3), com as Eq. (3.15), (3.16) e (3.17) obtêm-se as equações gerais de fluxo, ou equação da difusividade, para os componentes óleo, água e gás, conforme apresentado nas Eq. (3.19), (3.20) e (3.21).

Óleo:

$$\begin{aligned}
 & -\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x - \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\
 & - \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c k_z A_z \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) - q_{osc}
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

Água:

$$\begin{aligned}
 & -\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x - \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial y} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\
 & - \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c k_z A_z \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_{wsc}
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

Gás:

$$\begin{aligned}
 & -\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial x} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial x} \right) + \beta_c k_x A_x \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\
 & - \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial y} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial y} \right) + \beta_c k_y A_y \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\
 & - \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c k_z A_z \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial z} \right) + \beta_c k_z A_z \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z \\
 & = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s S_o}{B_o} \right) - q_{gsc}
 \end{aligned} \tag{3.21}$$

c) Equação Geral para Modelos *Black Oil*.

Analisando as Eq. (3.19), (3.20) e (3.21), observa-se 6 incógnitas, p_o , p_w , p_g , S_o , S_w e S_g , e 3 equações. Desta forma, para solução do sistema são necessárias mais 3 equações. As equações requeridas para solução do sistema são as relações de saturação e pressão capilar, conforme descrito nas Eq. (3.22), (3.23) e (3.24).

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (3.22)$$

$$p_{cow} = p_o - p_w = f(S_w) \quad (3.23)$$

$$p_{cgo} = p_g - p_o = f(S_g) \quad (3.24)$$

As funções P_{cow} e P_{cgo} são dados de pressão capilar contra saturação obtidos em laboratório e podem ser informados ao simulador em forma de tabela.

Utilizando as Eq. (3.22), (3.23) e (3.24), as EDP's para o modelo *black oil* em função de p_o , S_w e S_g podem ser escritas conforme apresentado nas Eq. (3.25), (3.26) e (3.27).

Óleo:

$$\begin{aligned} & -\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x - \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\ & - \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c k_z A_z \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right] - q_{osc} \end{aligned} \quad (3.25)$$

Água:

$$\begin{aligned} & -\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial x} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\ & - \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial y} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\ & - \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c k_z A_z \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_{wsc} \end{aligned} \quad (3.26)$$

Gás:

$$\begin{aligned}
& -\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_{cgo}}{\partial x} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial x} \right) + \beta_c k_x A_x \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\
& -\frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \frac{\partial p_{cgo}}{\partial y} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial y} \right) + \beta_c k_y A_y \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\
& -\frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c k_z A_z \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \frac{\partial p_{cgo}}{\partial z} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial z} \right) + \beta_c k_z A_z \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z \\
& = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s (1 - S_w - S_g)}{B_o} \right] - q_{gsc}
\end{aligned} \tag{3.27}$$

Modelos bifásicos, óleo/água ou óleo/gás, são casos particulares do *black oil* e podem ser obtidos eliminando-se o componente inexistente.

Nas Eq. (3.25), (3.26) e (3.27) os termos impactados pela molhabilidade são k_{ro} , k_{rw} , k_{rg} , P_{cow} e P_{cgo} . Os termos S_w e S_g também são impactados pela molhabilidade em sua condição inicial por meio da curva de pressão capilar de drenagem primária.

Em um sistema óleo/água, quanto maior o grau de molhabilidade ao óleo, menores os valores de k_{ro} , P_{cow} e maior o valor de k_{rw} . Os valores de S_w tendem a ser menores em sua condição inicial quanto maior o grau de molhabilidade ao óleo.

3.3. Modelagem Numérica.

As EDP's obtidas após o processo de modelagem matemática, se resolvidas analiticamente, resultariam em pressões, saturações e taxas de produção como funções contínuas no tempo e espaço. Por conta da natureza não linear das equações, técnicas analíticas não podem ser utilizadas. Desta forma, são necessários métodos numéricos para resolução das equações, resultando em soluções aproximadas. Parte das não linearidades ocorre em funções de saturação, justamente nos elementos impactados pela molhabilidade tais como k_{ro} , k_{rw} , k_{rg} , P_{cow} e P_{cgo} . Outras não linearidades são funções da pressão tais como μ_o , μ_w , μ_g , B_o , B_w , B_g , γ_o , γ_w , γ_g , R_s e Φ .

Em contraste com as soluções analíticas, nas soluções numéricas as pressões, saturações e taxas de produção são pontos discretos no tempo e espaço. A discretização é o processo de conversão de EDP's em equações algébricas não lineares. Enquanto métodos analíticos resultam em soluções exatas para problemas simplificados, os métodos numéricos resultam em soluções aproximadas para problemas complexos.

Existem diversos métodos para discretização das equações de fluxo, porém o mais comum, e que será utilizado neste trabalho, é o método das diferenças finitas.

Neste item são apresentados os principais processos de discretização e o desenvolvimento final da equação geral de modelos *black oil* discretizada.

No Apêndice B são mostrados conceitos básicos da aproximação por diferenças finitas e todo o processo de discretização das EDP's até a obtenção das equações do modelo monofásico discretizadas.

Todo o desenvolvimento das equações apresentadas neste item assim como a notação utilizada foi baseado na publicação de Ertekin et al. [73].

3.3.1. Aproximação por Diferenças Finitas para Equações de Fluxo Multifásico *Black Oil*.

A discretização da formulação *black oil* definida pelas Eq. 3.24, 3.25 e 3.26 envolve aproximação por diferenças finitas das derivadas espaciais e temporais.

a) Discretização Espacial.

Os termos das derivadas de segunda ordem que sofrem o processo de aproximação por diferenças finitas aparecem do lado esquerdo das Eq. (3.25), (3.26) e (3.27) e encontram-se reproduzidos a seguir:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\ & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rl} \gamma_l}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\ & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_{cow}}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\ & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_{cgo}}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\ & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] \Delta x \\ & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{ro} R_s \gamma_o}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x \end{aligned}$$

sendo l igual a o , w ou g .

Estes termos têm a forma geral $(\partial/\partial x)[\xi_x^*(\partial\eta/\partial x)]\Delta x$ onde ξ_x^* substitui as funções $[\beta_c k_x A_x k_{rl}/\mu_l B_l]$, $[\beta_c k_x A_x k_{rl} \gamma_l/\mu_l B_l]$, $[\beta_c k_x A_x k_{ro} R_s/\mu_o B_o]$ ou $[\beta_c k_x A_x k_{ro} R_s \gamma_o/\mu_o B_o]$ e η substitui p_o , P_{cow} , P_{cgo} ou Z .

Aproximando por diferenças finitas e utilizando notação mais compacta:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\xi_x^* \frac{\partial \eta}{\partial x} \right) \Delta x \approx \Delta_x (\xi_x \Delta_x \eta) \quad (3.28)$$

e,

$$\Delta(\xi \Delta \eta)_{i,j,k} = \Delta_x (\xi_x \Delta_x \eta)_{i,j,k} + \Delta_y (\xi_y \Delta_y \eta)_{i,j,k} + \Delta_z (\xi_z \Delta_z \eta)_{i,j,k} \quad (3.29)$$

Desta forma, se o reservatório é representado por uma malha (i, j, k) então a aproximação por diferenças finitas para as equações de fluxo multifásico em um modelo *black oil* podem ser escritas para cada célula (i, j, k) conforme apresentado na Eq. (3.30).

$$\begin{aligned}
\Delta(\xi\Delta\eta)_{i,j,k} &= \xi_{x_{i-1/2,j,k}} (\eta_{i-1,j,k} - \eta_{i,j,k}) + \xi_{x_{i+1/2,j,k}} (\eta_{i+1,j,k} - \eta_{i,j,k}) \\
&+ \xi_{y_{i,j-1/2,k}} (\eta_{i,j-1,k} - \eta_{i,j,k}) + \xi_{x_{i,j+1/2,k}} (\eta_{i,j+1,k} - \eta_{i,j,k}) \\
&+ \xi_{z_{i,j,k-1/2}} (\eta_{i,j,k-1} - \eta_{i,j,k}) + \xi_{z_{i,j,k+1/2}} (\eta_{i,j,k+1} - \eta_{i,j,k})
\end{aligned} \tag{3.30}$$

b) Discretização Temporal.

A aproximação por diferenças finitas das derivadas temporais de primeira ordem, que aparecem do lado direito das Eq. (3.25), (3.26) e (3.27) está apresentada na Eq. (3.31).

$$\frac{\partial}{\partial t}(f) \approx \frac{1}{\Delta t} \Delta_t(f) \equiv \frac{1}{\Delta t} (f^{n+1} - f^n) \tag{3.31}$$

onde f substitui as funções $\phi(1-S_w-S_g)/B_o$, $(\phi S_w)/B_w$, $(\phi S_g)/B_g$ e $\phi R_s(1-S_w-S_g)/B_o$.

A discretização temporal pode ser escrita de forma explícita e implícita conforme apresentada nas Eq. (3.32) a (3.37).

Explícito:

Óleo:

$$\Delta(\xi\Delta\eta)^n = \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left\{ \left[\frac{\phi(1-S_w-S_g)}{B_o} \right]^{n+1} - \left[\frac{\phi(1-S_w-S_g)}{B_o} \right]^n \right\} - q_{osc}^n \tag{3.32}$$

Água:

$$\Delta(\xi\Delta\eta)^n = \frac{V_{b_{i,j,k}}}{\alpha_c \Delta t} \left[\left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right)^n \right] - q_{wsc}^n \tag{3.33}$$

Gás:

$$\Delta(\xi\Delta\eta)^n = \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left\{ \left[\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s (1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]^{n+1} - \left[\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s (1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]^n \right\} - q_{gsc}^n \quad (3.34)$$

Implícito:

Óleo:

$$\Delta(\xi\Delta\eta)^{n+1} = \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left\{ \left[\frac{\phi(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]^{n+1} - \left[\frac{\phi(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]^n \right\} - q_{osc}^{n+1} \quad (3.35)$$

Água:

$$\Delta(\xi\Delta\eta)^{n+1} = \frac{V_{b_{i,j,k}}}{\alpha_c \Delta t} \left[\left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right)^n \right] - q_{wsc}^{n+1} \quad (3.36)$$

Gás:

$$\Delta(\xi\Delta\eta)^{n+1} = \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left\{ \left[\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s (1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]^{n+1} - \left[\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s (1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]^n \right\} - q_{gsc}^{n+1} \quad (3.37)$$

Capítulo 4. Estudos de Casos Sintéticos.

Neste capítulo serão mostrados os estudos de casos realizados para avaliação do impacto da molhabilidade na recuperação de petróleo por injeção de água.

Foram considerados três casos para simulação: reservatório homogêneo, carbonato heterogêneo aleatório e carbonato heterogêneo estratificado. A inserção progressiva da heterogeneidade no reservatório tem o objetivo de permitir a avaliação da sua influência no impacto do molhabilidade.

A simulação numérica dos casos foi realizada utilizando-se o simulador comercial ECLIPSE, do tipo *black oil*, tridimensional, totalmente implícito e malha *corner point*.

4.1. Dados Comuns.

Do ponto de vista geométrico o modelo foi inspirado em reservatórios carbonáticos da costa brasileira. A geometria considerada, representando parte de um reservatório arqueado em forma de anticlinal, constitui-se de 300 metros de espessura, 1200 metros de comprimento e 1200 metros de largura, topo a 4000 metros de profundidade e contato óleo/água em 4290 metros. A Figura 4.1 mostra a geometria do reservatório e a posição do contato óleo-água.

O contato óleo-água foi introduzido no modelo de forma a se considerar a existência de uma zona de transição entre a zona de água e a zona de óleo nas simulações. O contato aqui definido é a posição que corresponde ao equilíbrio capilar, ou seja, as pressões nas fases óleo e água são as mesmas.

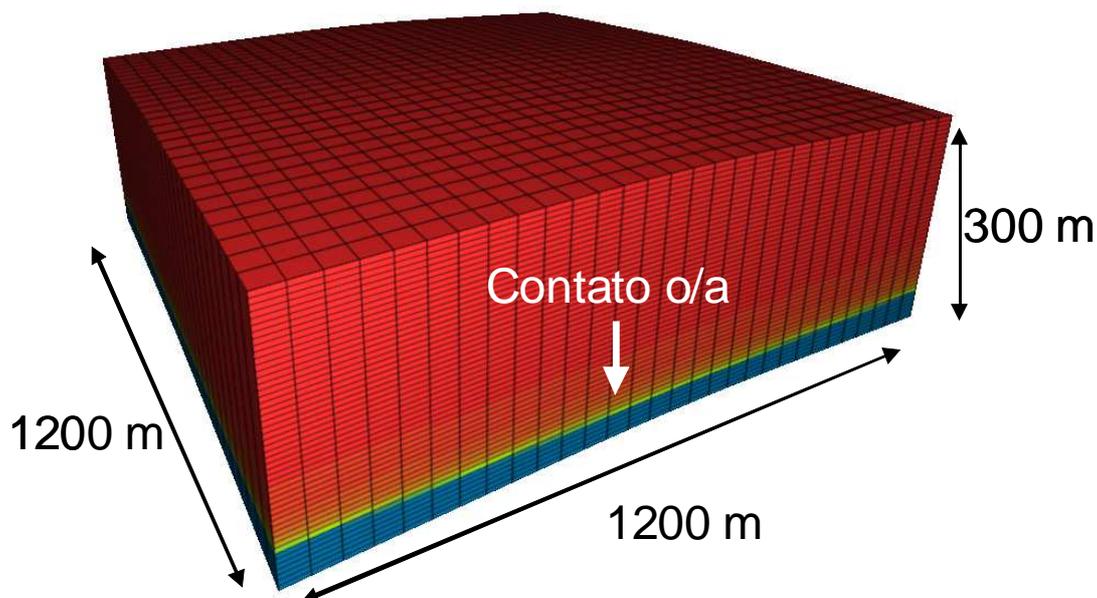


Figura 4.1 – Perspectiva do modelo de reservatório considerado.

O reservatório foi preenchido com propriedades do óleo, da água e da rocha conforme apresentado na Tabela 4.1 e Tabela 4.2.

Tabela 4.1 – Propriedades do óleo.

Densidade	Viscosidade (μ_o)	Fator Volume-Formação (B_o)	Razão de Solubilidade (R_s)	Pressão de Saturação (P_{sat})
27,6 API	1,25 cP	1,32 m ³ /m ³	108 m ³ /m ³	194 kgf/cm ²

Tabela 4.2 – Propriedades da água e do reservatório.

Compressibilidade da Água	Viscosidade (μ_w)	Fator Volume-Formação (B_w)	Compressibilidade da Rocha	Pressão Estática Inicial @ 4100m
4*10 ⁻⁵ (kgf/cm ²) ⁻¹	0,53 cP	1,013 m ³ /m ³	6,9*10 ⁻⁵ (kgf/cm ²) ⁻¹	449 kgf/cm ²

A malha construída para as simulações é do tipo *Corner Point* e contém 30 x 30 x 50 células nas direções (i,j,k), totalizando 45.000 células ativas, com dimensões em i e j de 40m e em k de 6m.

Os poços utilizados nos casos homogêneo e heterogêneo aleatório consistiram de um produtor de óleo e um injetor de água, sub-horizontais, com 1000m de comprimento, conforme mostrado na Figura 4.2. Os poços produtor e injetor foram posicionados,

respectivamente, 45 e 135 metros abaixo do topo de reservatório. Já no caso heterogêneo estratificado foram utilizados poços verticais, atravessando as heterogeneidades introduzidas no modelo, com 210 metros de penetração a partir do topo do reservatório, conforme mostrado na Figura 4.3.

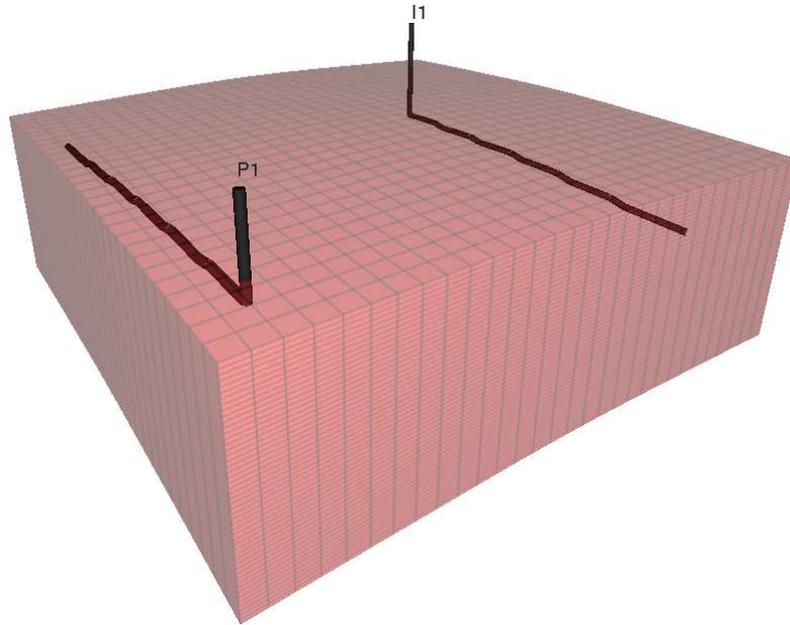


Figura 4.2 – Perspectiva do poço produtor (P1) e injetor (I1) utilizados nos casos homogêneo e heterogêneo aleatório.

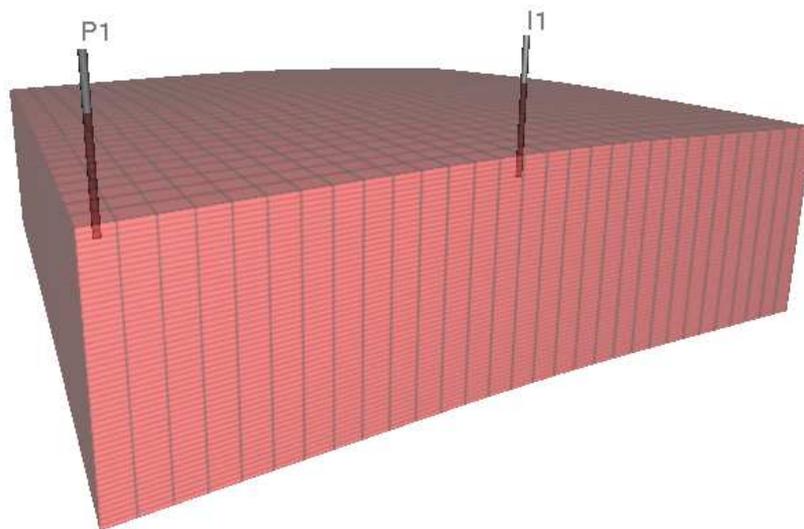


Figura 4.3 – Perspectiva do poço produtor (P1) e injetor (I1) utilizado no caso heterogêneo estratificado.

Foram simuladas duas situações de condição operacional de injeção: vazão constante e pressão constante. No caso de vazão constante foi imposta uma taxa de injeção de $700 \text{ m}^3/\text{d}$ e na situação de pressão constante, uma pressão de fluxo, na face da

formação, igual a 561 kgf/cm². No poço produtor foi imposta uma pressão constante de fluxo, na face da formação, igual a 306 kgf/cm².

4.2. Caso de Referência Reservatório Homogêneo.

O cenário de um reservatório homogêneo é um caso sintético ideal, utilizado como referência para as análises e para avaliar o impacto dos parâmetros de molhabilidade isoladamente. A homogeneidade deste cenário é retratada através da não variação espacial da porosidade (Φ), permeabilidade (k), saturações irreduzíveis de água (S_{wi}) e óleo (S_{or}), curvas de permeabilidade relativa (k_{rl}) e pressão capilar (P_c).

Foram consideradas como características petrofísicas básicas uma porosidade (Φ) constante igual a 15% e permeabilidades (k) constantes iguais a 17,5 mD horizontalmente e 1,8 mD verticalmente. Adicionalmente, considerou-se que 70% da espessura é composta por rocha reservatório e o restante por não reservatório (NTG=70%).

A porosidade (Φ) foi assumida como 15% baseado na média dos dados de amostras carbonáticas publicados por Bennion *et al.* [75] e a permeabilidade (k) foi estimada correlacionando-a com Φ utilizando-se os mesmos dados supracitados, conforme apresentado na Figura 4.4.

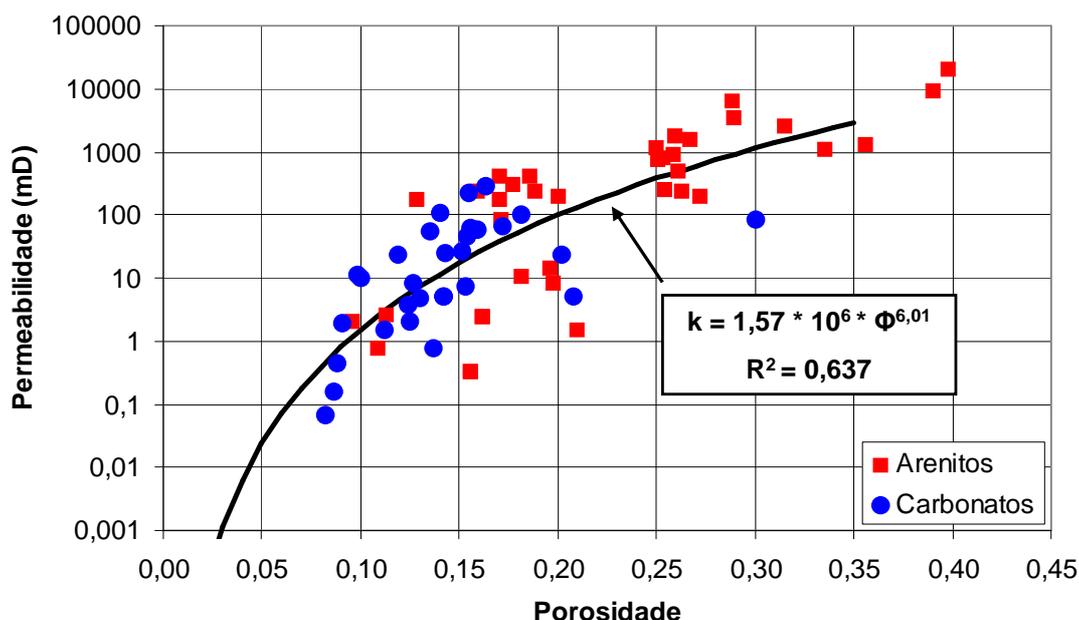


Figura 4.4 – Correlação permeabilidade versus porosidade obtida a partir dos dados publicados por Bennion *et al.* [75].

As propriedades petrofísicas especiais (P_c e k_r) foram geradas sinteticamente através de correlações descritas no item 4.2.1 a seguir.

4.2.1. Elaboração dos Cenários de Molhabilidade.

De forma a se analisar o impacto da molhabilidade na recuperação de óleo por injeção de água, foram elaborados cenários de molhabilidade através das curvas de pressão capilar (P_c) e permeabilidade relativa (k_{rl}). Os cenários de molhabilidade diferem nos pontos terminais, S_{wi} , S_{or} , k_{rwmax} , k_{romax} , e na curvatura das curvas através de expoentes de ajuste. Cada cenário foi construído considerando características descritas na literatura, conforme apresentado no Capítulo 2.

Foram gerados seis cenários de molhabilidade representados por diferentes curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa. Os seis cenários considerados foram: molhabilidade à água (MA), molhabilidade neutra (MN), molhabilidade ao óleo (MO), molhabilidade mista levemente à água (MMA), molhabilidade mista intermediária (MMI) e molhabilidade mista levemente ao óleo (MMO).

Para geração das curvas sintéticas de pressão capilar foi utilizada uma extensão da correlação de Brooks e Corey [76][77] *apud* Kjosavik *et al.* [78][79], conforme apresentado na Eq. (4.1).

$$P_c = \frac{c_w}{\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right)^{a_w}} + \frac{c_o}{\left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^{a_o}} \quad (4.1)$$

onde,

a_w , a_o , e c_w são constante positivas, e c_o é uma constante negativa.

O ajuste das constantes foi realizado para obtenção de curvas representativas dos seis cenários de molhabilidade que se deseja construir.

Para geração das curvas sintéticas de permeabilidade relativa foi utilizada a correlação Modificada de Brooks e Corey (MBC) [80][81], conforme apresentado nas Eq. (4.2) e (4.3).

$$k_{rw} = k_{rw \max} * S_{wd}^{n_w} \quad (4.2)$$

$$k_{ro} = k_{ro \max} * (1 - S_{wd})^{n_o} \quad (4.3)$$

onde,

$$S_{wd} = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi} - S_{or}) \quad (4.4)$$

S_{wd} é a saturação de água móvel normalizada pela saturação móvel de fluido,

S_w é a saturação de água,

S_{wi} é a saturação de água irreduzível,

S_{or} é a saturação de óleo irreduzível,

$k_{rw \max}$ é a permeabilidade relativa à água máxima,

$k_{ro \max}$ é a permeabilidade relativa ao óleo máxima,

n_w é o expoente de Corey para a água, e

n_o é o expoente de Corey para o óleo.

Na Tabela 4.3 encontram-se apresentados os valores utilizados em cada parâmetro na construção das curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar para cada cenário de molhabilidade.

Tabela 4.3 – Parâmetros utilizados na construção das curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
S_{wi}	0.30	0.20	0.10	0.15	0.13	0.10
S_{or}	0.25	0.20	0.35	0.13	0.10	0.15
k_{romax}	0.60	0.50	0.40	0.55	0.50	0.45
k_{rwmmax}	0.10	0.30	0.50	0.20	0.30	0.40
n_w	4.0	3.0	2.5	3.5	2.8	2.5
n_o	3.0	4.0	5.0	3.5	4.5	5.0
c_w - Dren. Prim.	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
a_w - Dren. Prim.	1.30	0.90	0.70	1.20	1.10	0.90
c_o - Dren. Prim.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
a_o - Dren. Prim.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
c_w - Embeb.	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
a_w - Embeb.	1.00	0.15	0.10	0.70	0.60	0.40
c_o - Embeb.	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10
a_o - Embeb.	0.70	0.90	1.20	0.90	1.00	1.10
c_w - Dren. Secund.	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
a_w - Dren. Secund.	1.20	0.90	0.60	1.10	1.00	0.90
c_o - Dren. Secund.	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10
a_o - Dren. Secund.	0.20	0.15	1.00	0.40	0.60	0.70

Os valores dos parâmetros apresentados na Tabela 4.3 utilizados para construção cenários de molhabilidade foram escolhidos considerando que:

- o S_{wi} decresce com a maior molhabilidade ao óleo, devido a menor retenção da água na superfície dos poros, propiciando a expulsão de maiores volumes de água durante o processo de migração do óleo para o reservatório,

- o S_{or} é menor para o caso MN, conforme apresentado por diversos autores [7][8][10][11], devido ao óleo não ficar retido na parede dos poros como no cenário MO e não ficar aprisionado no centro dos poros como no cenário MA,
- o k_{romax} é menor quanto maior molhabilidade ao óleo, na medida em que o óleo ocupa os poros menores e fica aderido na parede dos poros e a água ocupa os poros maiores obstruindo os caminhos mais permeáveis [23],
- o k_{rwmax} é maior quanto maior molhabilidade ao óleo, na medida em que a água ocupa os maiores poros e portanto os caminhos mais permeáveis [23],
- n_w decresce quanto maior molhabilidade ao óleo, na medida em que o k_{rw} aumenta mais rapidamente com o aumento de S_w ocorrendo inicialmente nos poros maiores [81],
- n_o cresce quanto maior molhabilidade ao óleo, na medida em que o k_{ro} diminui mais rapidamente com o aumento de S_w ocorrendo inicialmente nos poros maiores [81],
- c_w e c_o representam a pressão de entrada, consideradas constantes nos seis cenários de molhabilidade e para os processos de drenagem primária, embebição e drenagem secundária, e
- a_w e a_o representam a distribuição de poros, utilizados como parâmetros de ajuste para obtenção das curvas nos seis cenários de molhabilidade.

Comparando-se os casos de molhabilidade uniforme, MA, MN e MO, com os casos de molhabilidade mista, MMA, MMI, MMO, observa-se:

- uma redução no S_{wi} e S_{or} dos casos de molhabilidade mista, uma vez que estes casos representam rochas molháveis ao óleo nos maiores poros e à água nos poros menores, formando um meio contínuo em ambas as fases, e permitindo seu fluxo até níveis muito baixos de saturação [19],
- k_{romax} menor comparando-se MMA com MA, uma vez que no caso MMA parte do óleo está aderido às paredes dos grãos nos poros maiores,
- k_{romax} maior comparando-se MMO com MO, uma vez que no caso MO parte do óleo está localizado nos poros menores,
- k_{rwmax} maior comparando-se MMA com MA, uma vez que no caso MA o óleo residual está localizado centro dos poros maiores,

- k_{rwmax} menor comparando-se MMO com MO, uma vez que no caso MO parte do óleo está localizado nos poros menores e a água nos poros maiores e mais permeáveis,
- n_w menor para os casos de molhabilidade mista comparando-se MMA e MMI com MA e MN, uma vez que a k_{rw} aumenta mais rapidamente com o aumento de S_w ocorrendo nos poros maiores, e
- n_o maior para os casos de molhabilidade mista comparando-se MMA e MMI com MA e MN, uma vez que a k_{ro} cai mais rapidamente com o aumento de S_w ocorrendo nos poros maiores.

Na Figura 4.5 encontram-se apresentadas as curvas de pressão capilar e os índices de Amott-Harvey (I_{AH}) e USBM (I_{USBM}) dos seis cenários de molhabilidade considerados.

Na Tabela 4.4 encontra-se apresentado o resumo dos índices de molhabilidade para cada cenário.

Os parâmetros das curvas de pressão capilar foram ajustados de forma que os índices representassem os cenários desejados. Observa-se que no caso MA, a rocha embebe espontaneamente uma quantidade considerável de água ($I_w=0,59$) e uma quantidade insignificante de óleo ($I_o=0,07$), representando uma forte preferência pela água. No caso MN, a embebição espontânea é insignificante tanto para água quanto para o óleo ($I_w=0,11$ e $I_o=0,11$) mostrando a falta de preferência por um determinado fluido. No caso MO, a rocha embebe espontaneamente uma quantidade insignificante de água ($I_w=0,09$) e uma quantidade considerável de óleo ($I_o=0,55$) representando uma forte preferência pelo óleo. Nos casos de molhabilidade mista, a rocha embebe espontaneamente ambos os fluidos, água e óleo, sendo o caso MMA um cenário de ligeira preferência pela água ($I_w=0,44$ e $I_o=0,29$), o MMI de preferência intermediária ($I_w=0,39$ e $I_o=0,40$) e o caso MMO de ligeira preferência pelo óleo ($I_w=0,31$ e $I_o=0,43$).

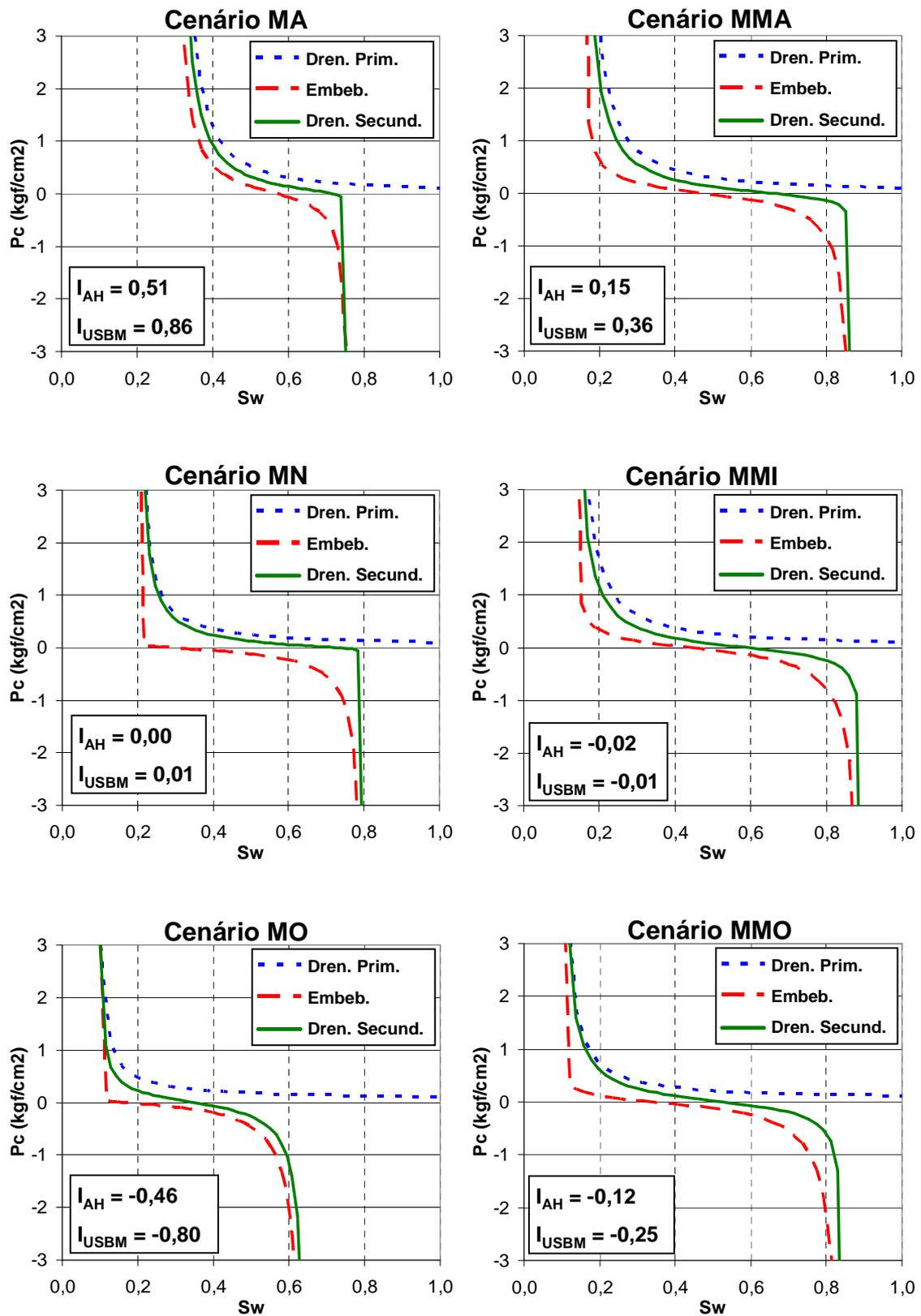


Figura 4.5 – Curvas de pressão capilar dos seis cenários de molhabilidade considerados.

Tabela 4.4 – Resumo dos índices de molhabilidade para cada cenário.

Cenário	I_w	I_o	I_{AH}	I_{USBM}
MA	0,59	0,07	0,51	0,86
MN	0,11	0,11	0,00	0,01
MO	0,09	0,55	-0,46	-0,80
MMA	0,44	0,29	0,15	0,36
MMI	0,39	0,40	-0,02	-0,01
MMO	0,31	0,43	-0,12	-0,25

Na Figura 4.6 e Figura 4.7 encontram-se apresentadas as curvas de permeabilidade relativa dos cenários de molhabilidade.

Os parâmetros das curvas de permeabilidade relativa foram ajustados de forma que as curvas representassem os cenários desejados. Observa-se que, conforme proposto por Craig [1], nos casos MN e MMI as curvas de k_{rw} e k_{ro} se cruzam em aproximadamente 50% de S_w . As curvas MO e MMO se cruzam em S_w menor que 50% e as curvas MA e MMA se cruzam em S_w maior que 50%. Os valores de k_{romax} e k_{rwmax} foram estimados em função da permeabilidade absoluta conforme correlação obtida a partir de dados publicados por Morgan e Gordon [82] e que serão apresentados em mais detalhe no item 4.3.1 do presente trabalho.

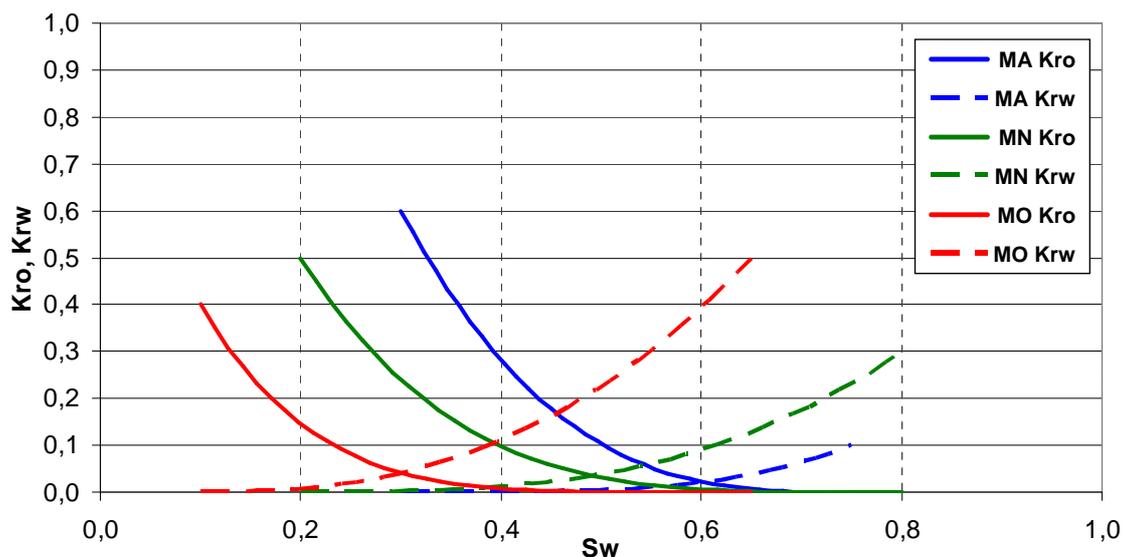


Figura 4.6 – Curvas de permeabilidade relativa para os cenários de molhabilidade uniforme, MA, MN e MO.

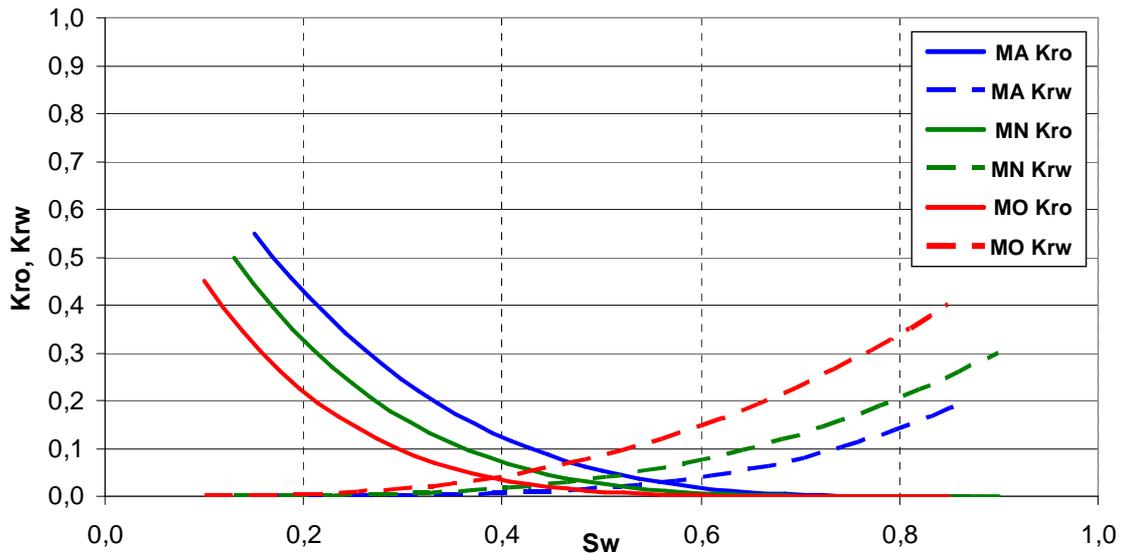


Figura 4.7 – Curvas de permeabilidade relativa para os cenários de molhabilidade mista, MMA, MMI e MMO.

4.2.2. Resultados.

Já na inicialização do modelo, o volume de óleo original (*volume of oil in place* - VOIP) e o volume de óleo móvel (VOM) do reservatório mudam em função do cenário de molhabilidade, conforme apresentado na Tabela 4.5. Esta variação é função da distribuição da saturação de água conata (S_{wc}) e saturação de óleo irreduzível (S_{or}) do reservatório.

De uma forma geral, quanto mais molhável à água, maiores as saturações irreduzíveis de água (S_{wi}) e maiores os valores de pressão capilar (P_c) de drenagem primária. Em relação ao S_{or} , os menores valores aparecem nos cenários de molhabilidade mista, com destaque para os cenários mais intermediários. A combinação do baixo S_{wi} (10%) e baixos valores de P_c na curva de drenagem primária resultou em cenários MO e MMO apresentando os maiores VOIP's. O cenário MA apresenta o menor VOIP, devido o alto S_{wi} (30%) e altos valores de P_c na curva de drenagem primária. Os cenários de molhabilidade mista apresentaram volumes de óleo móveis (VOM) substancialmente maiores devido às baixas saturações residuais de óleo (S_{or} de 10% a 15%) e o cenário MA destacando-se como o cenário de menor VOM devido ao menor VOIP e o relativamente alto S_{or} (25%).

Tabela 4.5 – VOIP e VOM para cada cenário de molhabilidade no caso homogêneo.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
VOIP ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	20,0	24,2	27,6	24,7	25,7	27,2
Aumento do VOIP em relação ao MA	0%	21%	38%	24%	29%	36%
VOM ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	12,1	17,7	16,5	20,3	22,3	22,3
Aumento do VOM em relação ao MA	0%	46%	36%	68%	84%	84%

a) Vazão de Injeção Constante.

Neste caso de vazão constante foi imposta uma vazão de injeção de água de $700 \text{ m}^3/\text{d}$ no poço injetor. No poço produtor foi imposta uma pressão de fluxo constante de igual a 306 kgf/cm^2 na face da formação.

Na Figura 4.8, são apresentados os fatores de recuperação (FR) do reservatório, nos seis cenários de molhabilidade, ao longo do tempo. Observa-se que até um período de 60 anos de produção e injeção, o cenário MA apresenta o maior FR, beneficiando-se do óleo estar posicionado no centro dos poros (alto k_{ro}), alta embebição espontânea à água (valores mais positivos de P_c na curva de embebição) e influenciado pelo menor VOIP ($\text{FR} = N_p / \text{VOIP}$).

Com o aumento do BSW (Figura 4.9) a situação se modifica, com o cenário MMA a se beneficiar do contínuo fluxo de óleo, mesmo em baixas saturações, resultando em baixas saturações irreduzíveis de óleo (baixo S_{or}) e levando ao maior FR ao final de noventa anos. O cenário MO apresenta o menor FR ao longo de todo o período devido o alto S_{or} , baixo k_{ro} e influenciado pelo maior VOIP.

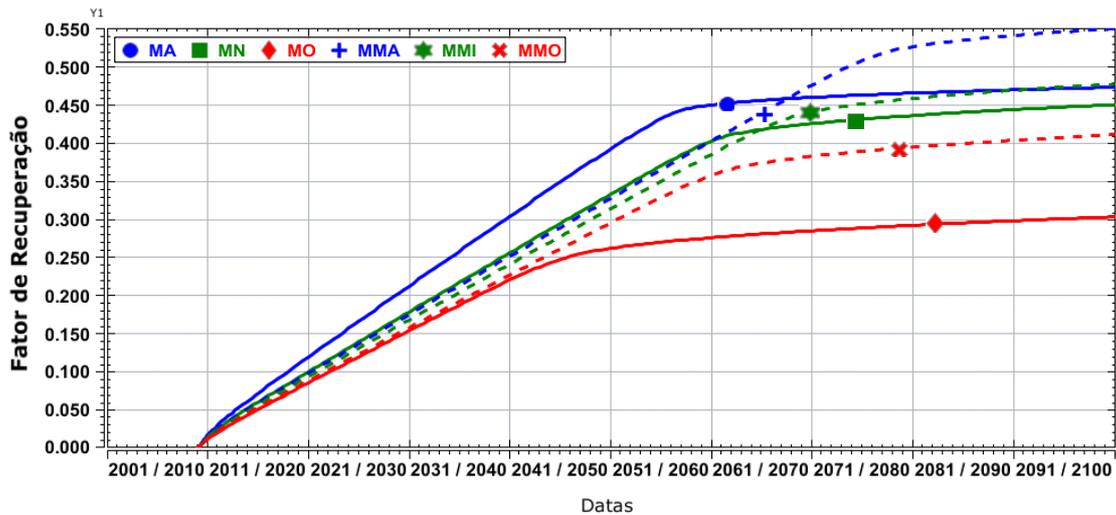


Figura 4.8 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

A Figura 4.9 mostra a chegada de água no poço produtor através da fração de água produzida (BSW) ao longo do tempo. Observa-se que a água chega primeiro no cenário MO por conta do óleo estar aderido aos grãos e a água ocupando o centro dos poros, levando a baixos valores de k_{ro} e altos valores de k_{rw} , e acarretando uma baixa eficiência de varrido e deslocamento. De forma geral, os cenários de molhabilidade mista apresentam chegada da água tardia em relação aos cenários de molhabilidade uniforme. Isso se deve às pequenas saturações irreduzíveis de água (S_{wi}) e óleo (S_{or}) e, conseqüentemente, maiores volumes de óleo móvel. O cenário MMA apresenta a chegada da água mais tardia em função do maior volume de óleo móvel, alto k_{ro} e baixo k_{rw} .

A chegada relativamente prematura da água no cenário MA se deve às altas saturações iniciais de água móvel localizada na zona de transição, aumentando a permeabilidade relativa à água (k_{rw}), diminuindo o volume de óleo móvel, e facilitando a chegada da água ao poço produtor. Este fenômeno foi confirmado com novas rodadas de simulação impondo a curva de P_c de drenagem primária do cenário MO em todos os cenários, de forma a se eliminar o efeito da drenagem primária nos resultados. A chegada da água nestas rodadas encontra-se apresentada na Figura 4.10. Observa-se que o cenário MA passa de segundo para quarto lugar em termos de tempo decorrido até a chegada da água, e os cenários MMA e MMI também tiveram a chegada da água bastante postergada, confirmando a grande influência da curva de pressão capilar de drenagem primária na antecipação da chegada da água no cenário MA.

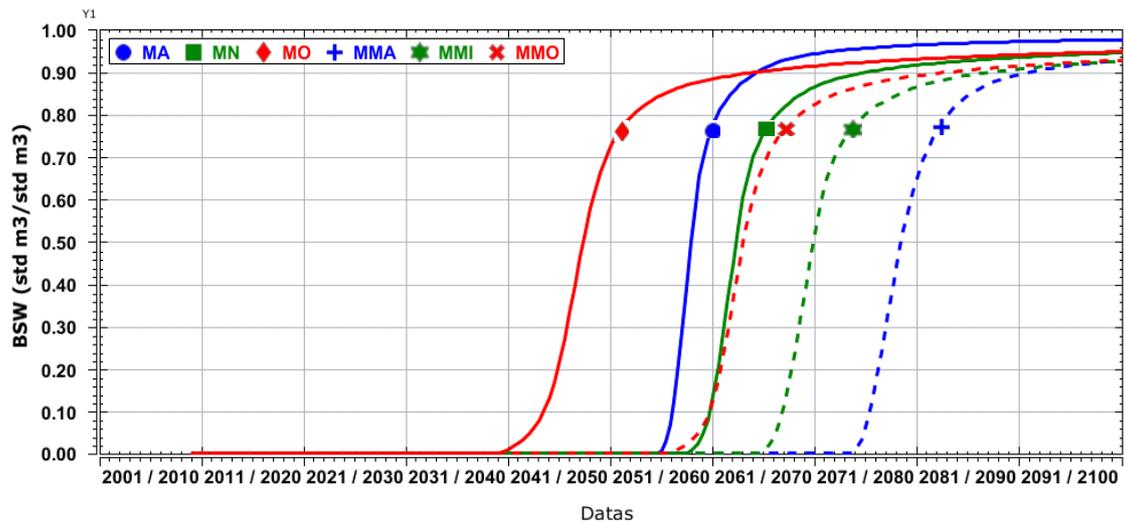


Figura 4.9 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

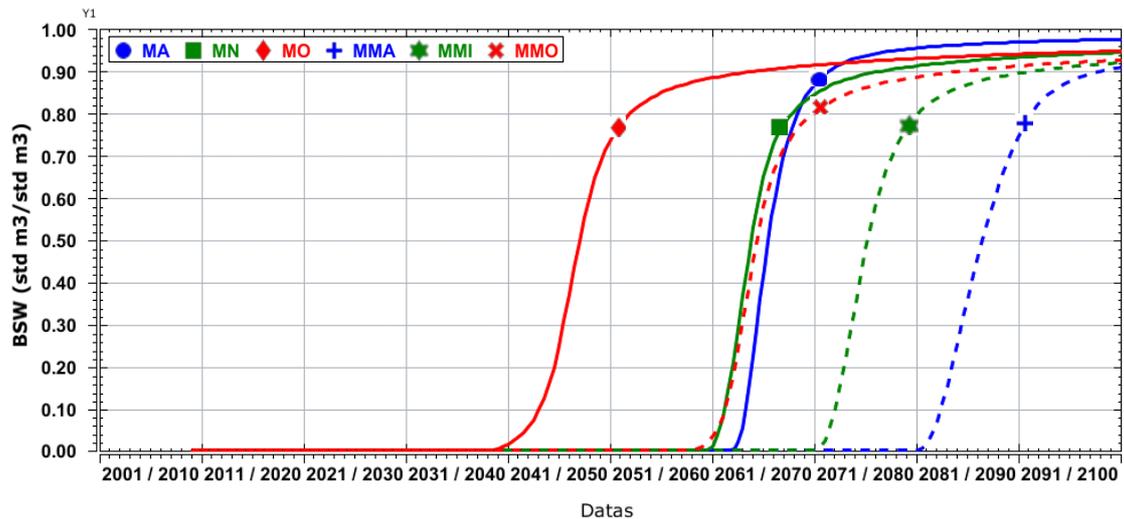


Figura 4.10 – Fração de água produzida ao longo do tempo, no caso homogêneo, com vazão de injeção constante, impondo a curva de drenagem primário do cenário MO para todos os cenários.

A produção de óleo ao longo do tempo e a produção de óleo acumulada (N_p) encontram-se apresentadas na Figura 4.11 e Figura 4.12. Observa-se que até 30 anos de produção, todos os cenários apresentam produção de óleo bastante semelhante. Em função do maior volume de óleo móvel, alta embebição espontânea à água, boa razão de mobilidade, e conseqüente chegada da água mais tardia, o cenário MMA apresenta a maior produção acumulada. No outro extremo, em função do menor volume de óleo móvel, ausência de embebição à água, baixa razão de mobilidade, e conseqüente chegada antecipada da água, o cenário MO apresenta a menor produção acumulada final. O cenário MA, que apresenta o terceiro melhor desempenho em

termos de FR, influenciado pelo menor VOIP, apresenta apenas o quinto melhor desempenho em produção acumulada, devido os menores volumes de óleo móvel, superando apenas o cenário MO.

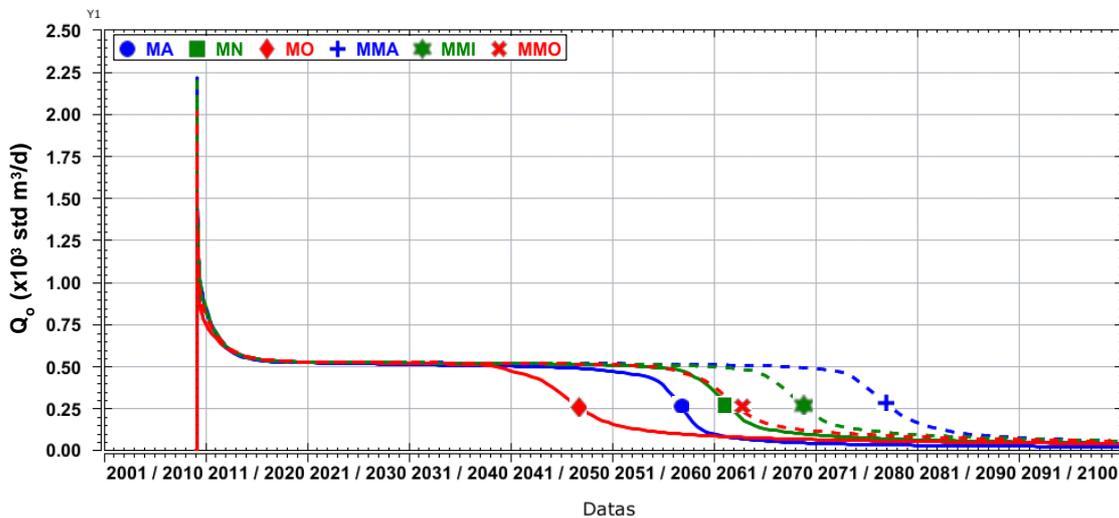


Figura 4.11 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

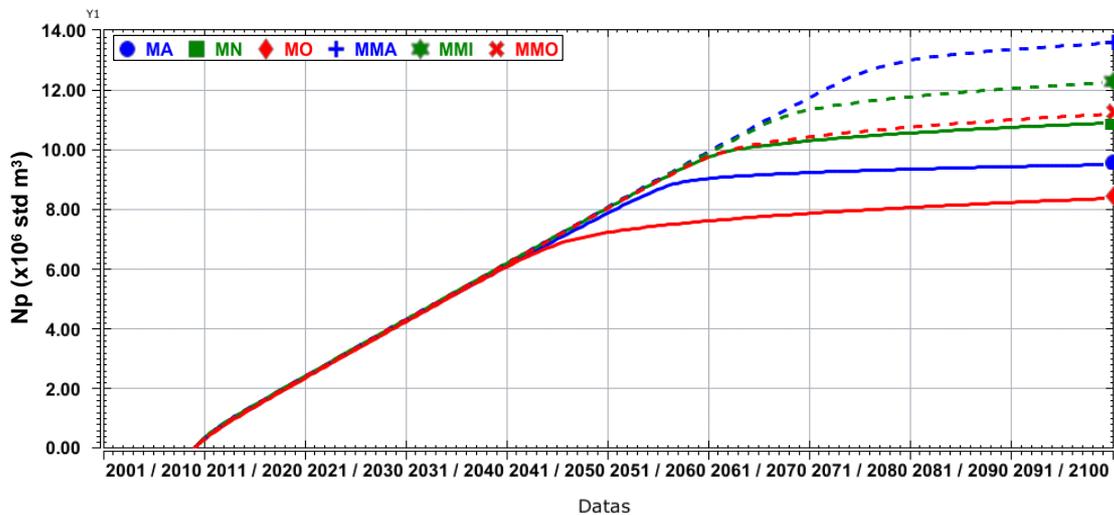


Figura 4.12 – Produção acumulada de óleo ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

Observando em detalhe o comportamento inicial da produção verifica-se que os cenários MO e MMO tem produções iniciais mais baixas devido ao menor k_{ro} (ver Figura 4.13). O pico de produção observado nos primeiros meses após a abertura do poço (Figura 4.11 e Figura 4.13) é devido a alta pressão inicial do reservatório. Com o início da produção, a pressão cai rapidamente no entorno do poço, provocando um acentuado declínio da produção de óleo.

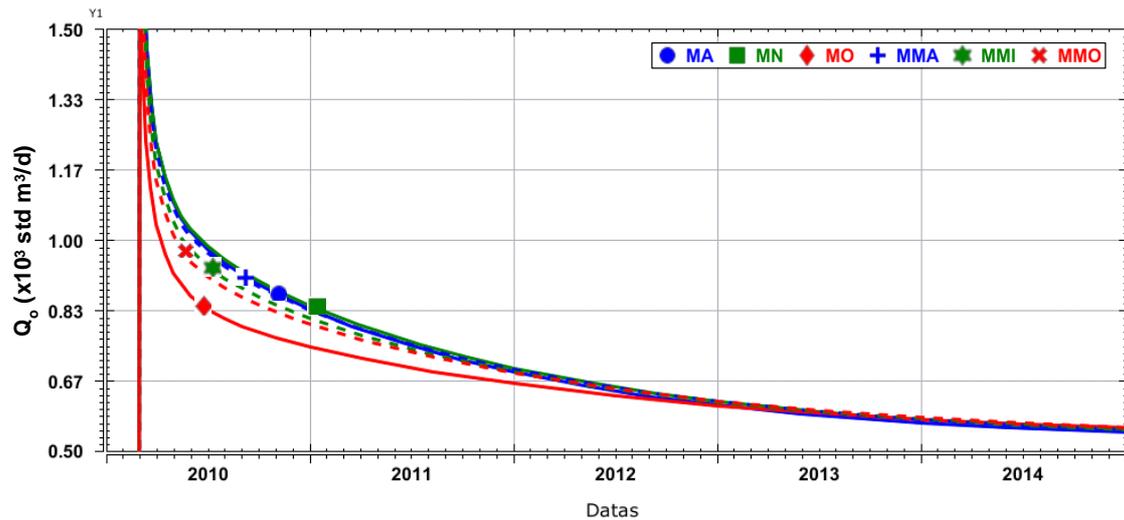


Figura 4.13 – Detalhe da produção de óleo ao longo dos 5 primeiros anos no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

Outro resultado que se diferencia de acordo com o cenário de molhabilidade é a pressão média do reservatório (ver Figura 4.14). Inicialmente a pressão média de cada cenário é semelhante, uma vez que a vazão de injeção é constante e a produção de óleo de cada cenário é muito próxima. Com a chegada da água ao poço produtor, as vazões de água e de óleo se modificam fazendo com que a vazão de líquido inicialmente caia (ver Figura 4.15) e a pressão suba. Desta forma, a subida de pressão é função da chegada da água. Os níveis de pressão finais alcançados em cada cenário são funções da magnitude da queda da vazão de líquido e da compressibilidade do sistema (quanto maior o S_{wi} , menor o VOIP, menor a compressibilidade e, conseqüentemente, maior a variação de pressão).

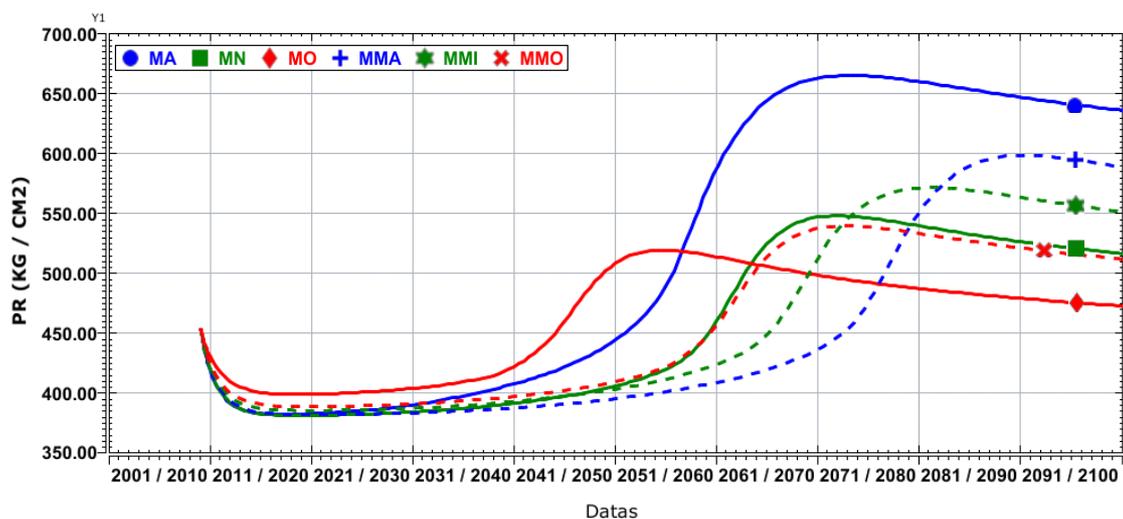


Figura 4.14 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

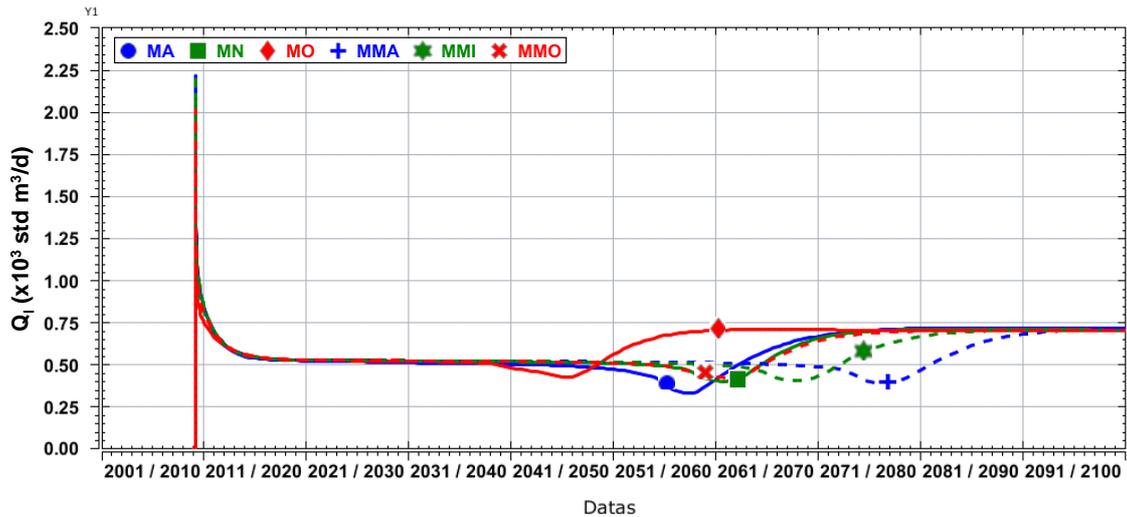


Figura 4.15 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

A evolução da saturação de água nos cenários de molhabilidade é mostrada na Figura 4.17 a Figura 4.22. Na Figura 4.16 encontra-se a seção transversal onde é mostrado o esquema dos poços em relação às seções apresentadas. Observa-se nas seções que quanto mais molhável ao óleo pior é a eficiência de varrido e deslocamento.

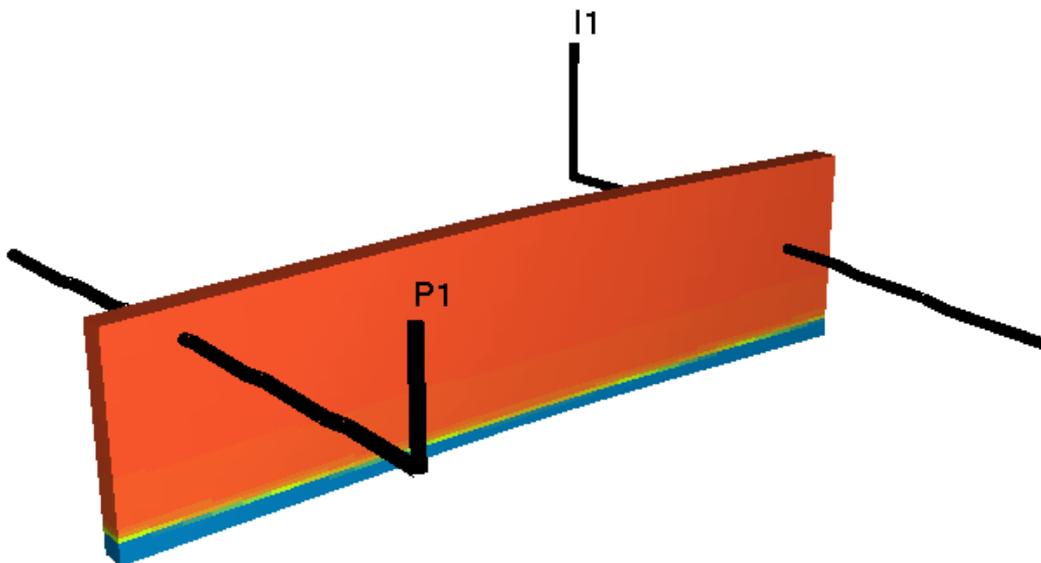


Figura 4.16 – Seção transversal aos poços P1 e I1.

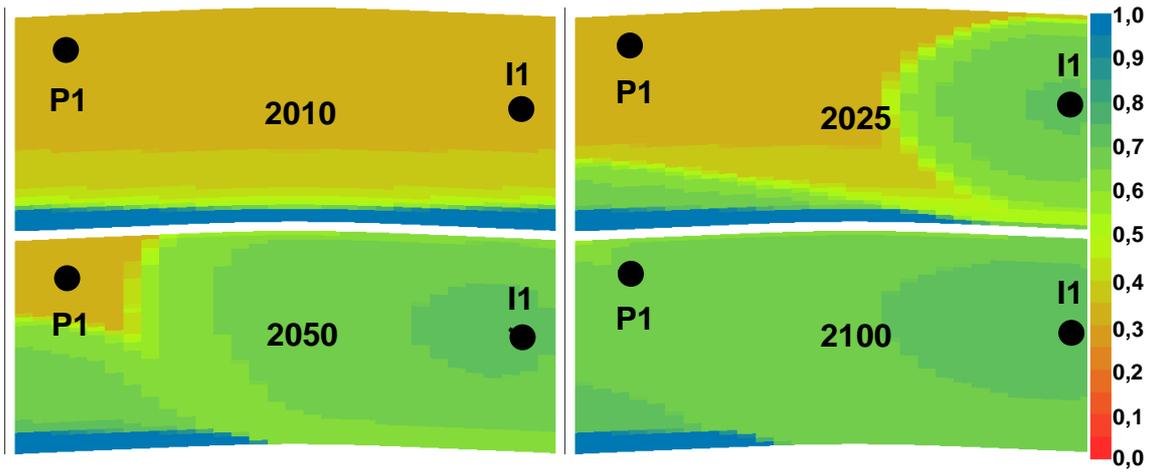


Figura 4.17 – Evolução do S_w no cenário MA no caso homogêneo e escala de cores utilizada.

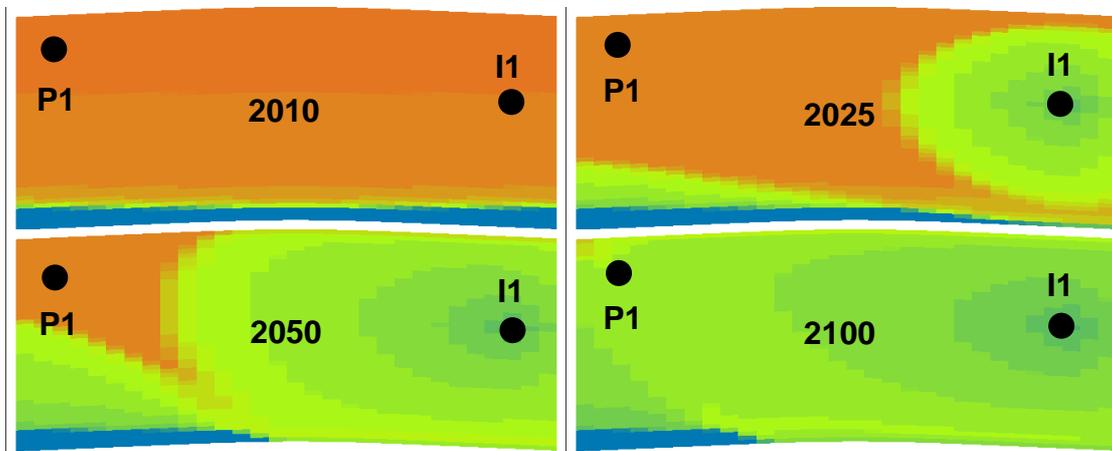


Figura 4.18 – Evolução do S_w no cenário MN no caso homogêneo.

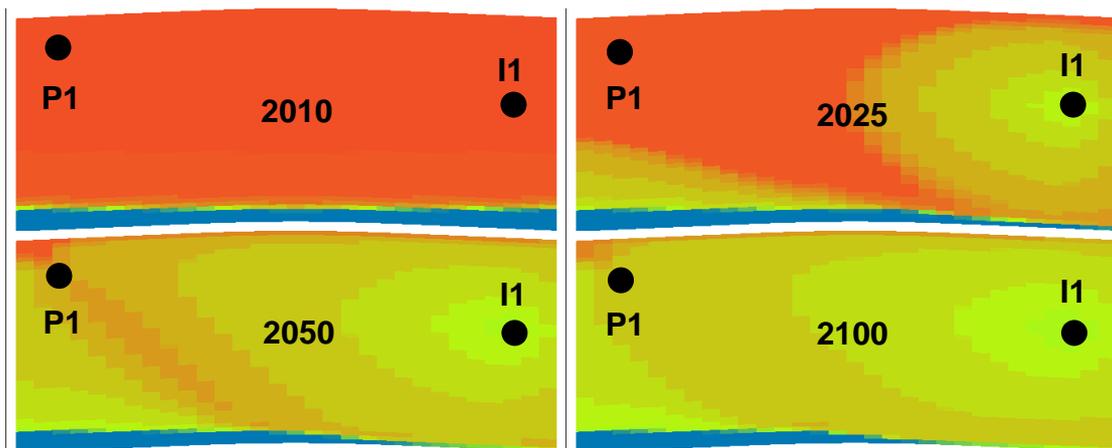


Figura 4.19 – Evolução do S_w no cenário MO no caso homogêneo.

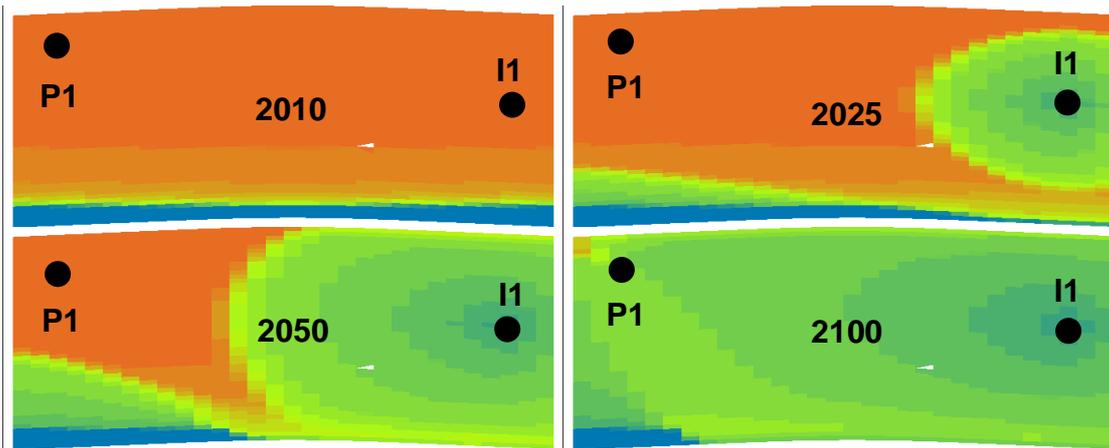


Figura 4.20 – Evolução do S_w no cenário MMA no caso homogêneo.

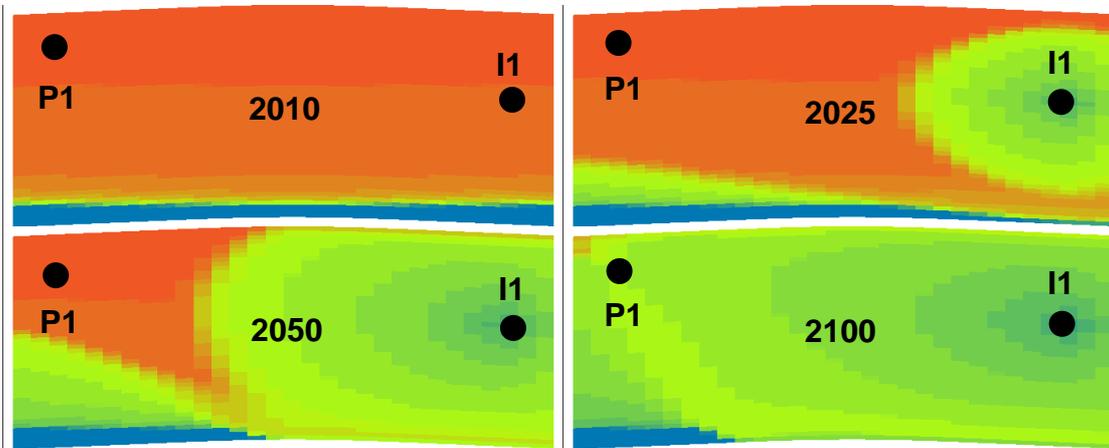


Figura 4.21 – Evolução do S_w no cenário MMI no caso homogêneo.

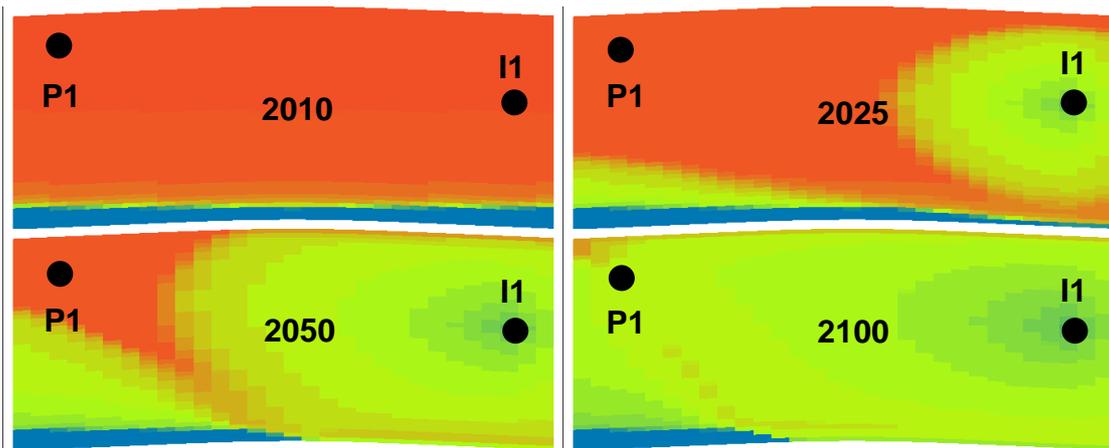


Figura 4.22 – Evolução do S_w no cenário MMO no caso homogêneo.

De forma a se avaliar os resultados do ponto de vista econômico, foi realizado o cálculo da produção acumulada atualizada para o valor presente (*NPA*), considerando-se uma taxa mínima da atratividade (*TMA*) de 10%. Foi utilizada a taxa recomendada pela FASB¹ [83] na classificação de reservas de petróleo de empresas auditadas pela SEC². O cálculo do *NPA* é realizado conforme apresentado na Eq. (4.5).

$$NPA = \sum_{t=0}^n \frac{Np_t}{(1 + TMA)^t} \quad (4.5)$$

onde,

NPA é a produção acumulada atualizada,

Np_t é a produção de óleo no ano *t*,

TMA é a taxa mínima de atratividade,

t é o tempo decorrido desde o presente, em anos, sendo *t*=0 (2010) a *t*=90 (2100).

Do ponto de vista econômico, o cenário MMA repete o bom desempenho obtido no FR e *Np*, como o cenário de maior receita. O cenário MN, que em termos de FR e *Np* é apenas o quinto melhor, em termos de *NPA* aparece em segundo lugar, com resultado muito próximo do MMI e MMO. Este bom desempenho do cenário MN é devido a combinação de alto *k_{ro}*, baixo *k_{rw}*, baixo *S_{or}* e baixo *S_{wi}*. Os valores de *NPA* para todos os cenários estão na Tabela 4.6.

¹ *Financial Accounting Standards Board* – Instituição americana para estabelecimento de normas contábeis.

² *Securities and Exchange Commission* – Agência americana independente que, entre outras atribuições, audita as reservas de petróleo declaradas por empresas com ações na bolsa de Nova Iorque.

Tabela 4.6 – *NPA* para cada cenário de molhabilidade no caso homogêneo com vazão de injeção constante.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
<i>NPA</i> ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	2,29	2,33	2,22	2,34	2,32	2,31
Desempenho	5º	2º	6º	1º	3º	4º

b) Pressão de Injeção Constante.

Neste caso foram impostas pressões de fluxo constantes de 561 kgf/cm^2 no poço injetor e de 306 kgf/cm^2 no poço produtor.

Conforme será mostrado neste item, adotando-se como condição de contorno no poço injetor uma pressão de injeção constante, insere-se mais um fator nas análises, a injetividade do poço injetor. No caso de imposição de uma vazão constante este fator não tem efeito nos resultados.

Conforme pode ser observado na Figura 4.23 e Figura 4.24, as vazões de injeção e o volume injetado variam de acordo com o cenário de molhabilidade. Destaca-se o cenário MA como o de menor injetividade, devido ao óleo estar localizado no centro dos poros, ocupando as vias mais permeáveis, acarretando baixos valores de permeabilidade relativa à água (k_{rw}).

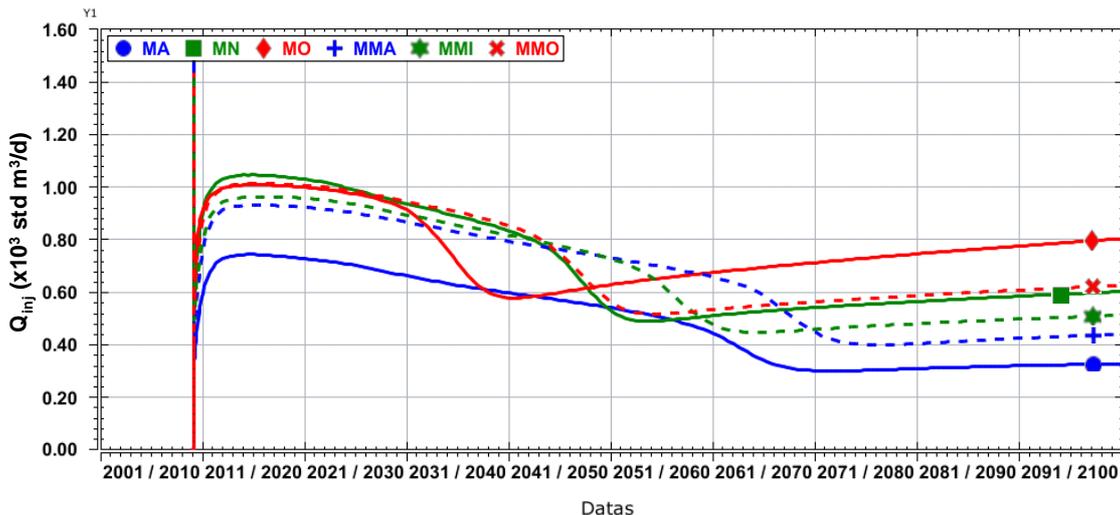


Figura 4.23 – Injeção de água ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

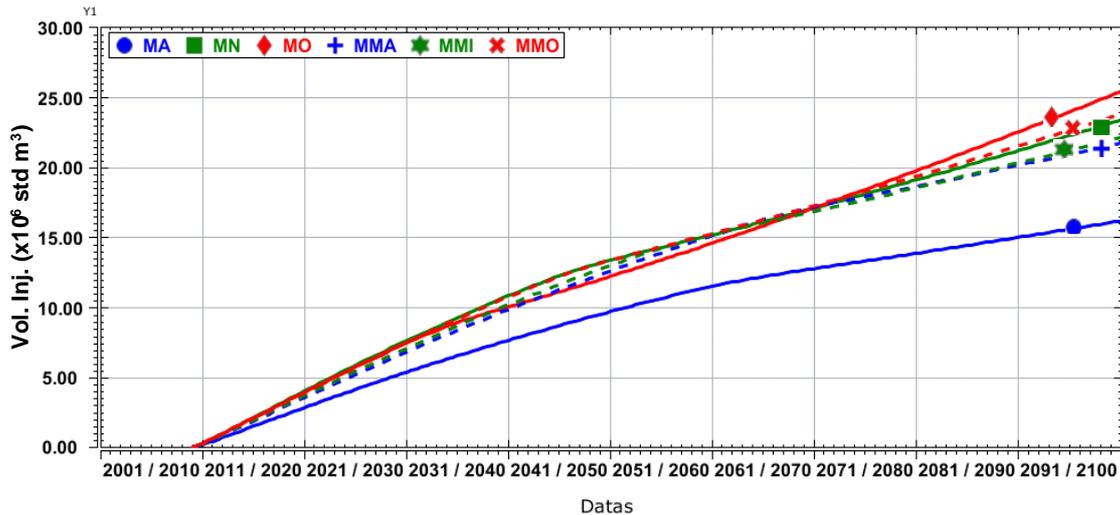


Figura 4.24 – Volume injetado de água acumulado ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

Na Figura 4.25 encontram-se apresentados os fatores de recuperação (FR) do reservatório ao longo do tempo. Observa-se que até 2050 o cenário MN apresenta o maior FR com o MMA em segundo lugar. A situação se modifica a partir de 2050 com o cenário MMA apresentando o maior FR até 2100. O cenário MO apresenta o menor FR ao longo de todo o período. O cenário MA, que na análise com vazão constante era o de melhor desempenho até 2069, neste caso em nenhum momento aparece em primeiro lugar devido os baixos volumes de água injetados.

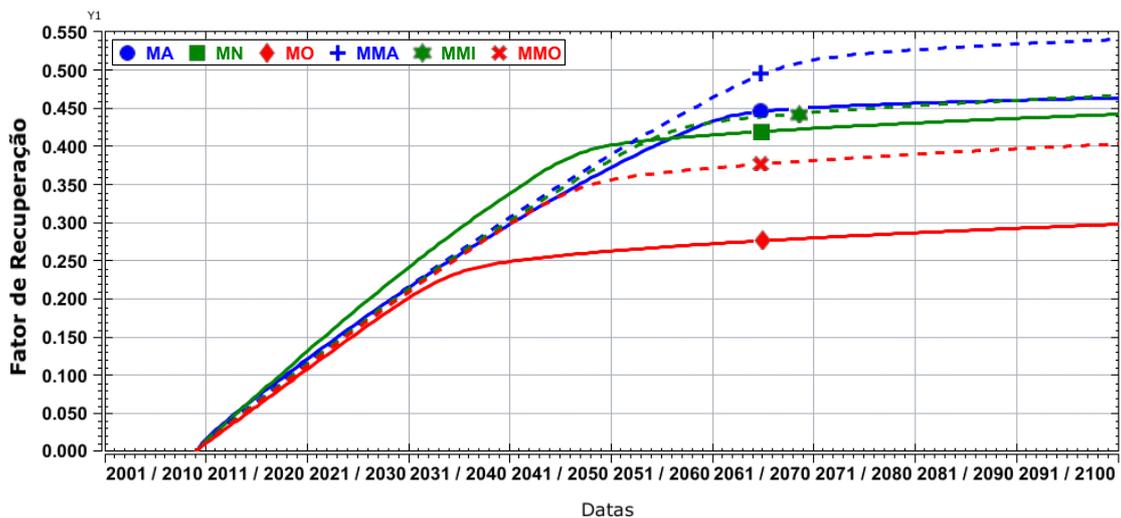


Figura 4.25 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

A Figura 4.26 apresenta a chegada de água no poço produtor através da fração de água produzida (BSW) ao longo do tempo. Em comparação com o caso de vazão de

injeção constante, observa-se o cenário MA passando do segundo para o quinto lugar em tempo percorrido até a chegada da água. A chegada da água mais tardia do cenário MA é devido ao menor volume de água injetado.

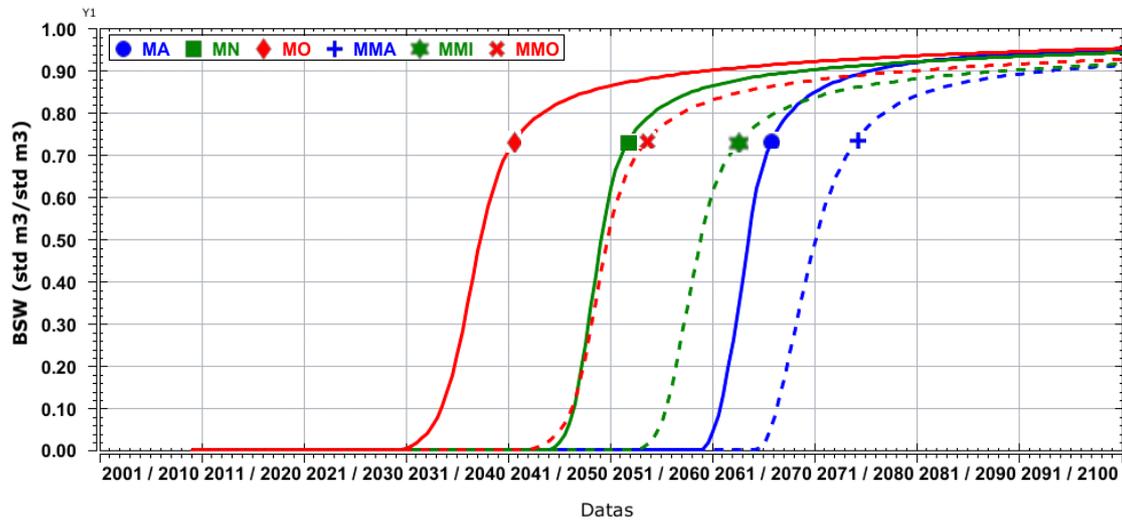


Figura 4.26 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

A produção de óleo ao longo do tempo (Q_o) e a produção de óleo acumulada (N_p) são apresentadas na Figura 4.27 e Figura 4.28. Observa-se que até 40 anos de produção e injeção, os cenários MN e MMO apresentam a maior produção de óleo, devido às altas vazões de injeção de água. A situação se modifica a partir deste período, com o cenário MMA apresentando a maior produção acumulada em 2100. Destaca-se o cenário MA com menor produção até 2034 devido a baixa injetividade do poço injetor.

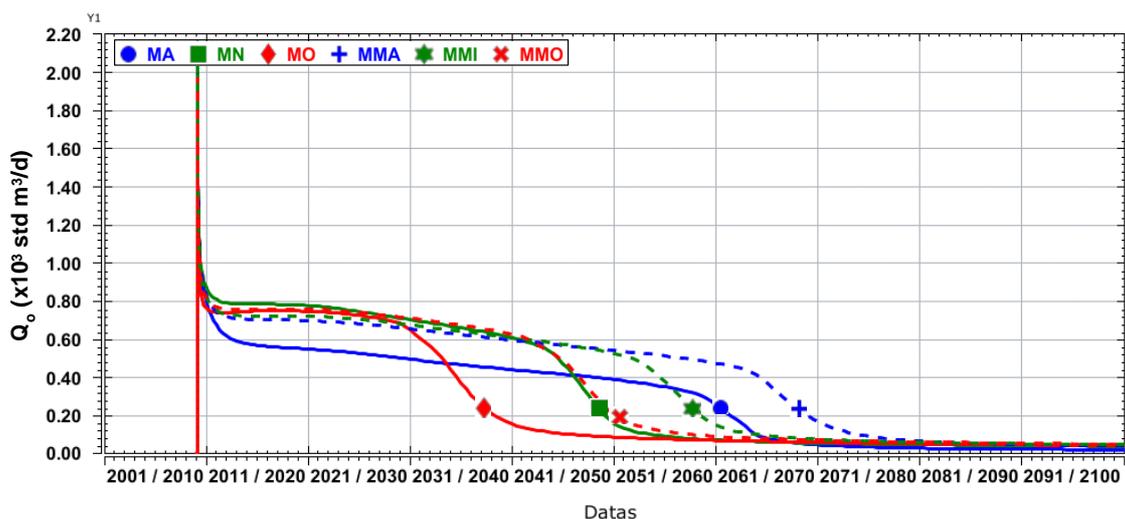


Figura 4.27 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

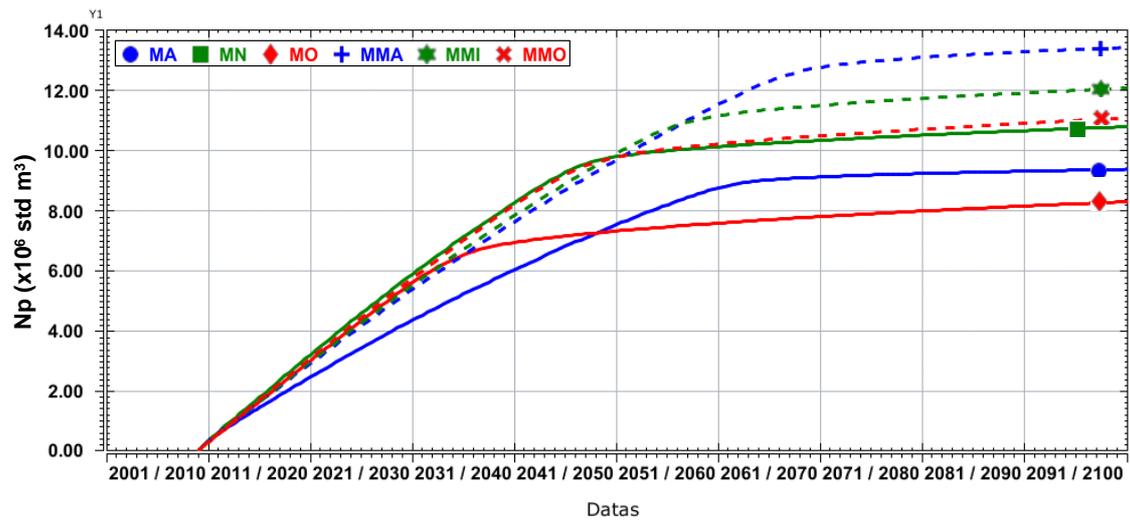


Figura 4.28 – Produção acumulada de óleo ao longo do tempo nos no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

Observando a pressão média do reservatório (PR), novamente destaca-se o cenário MA com os menores níveis de pressão devido o menor volume de água injetada (Figura 4.29).

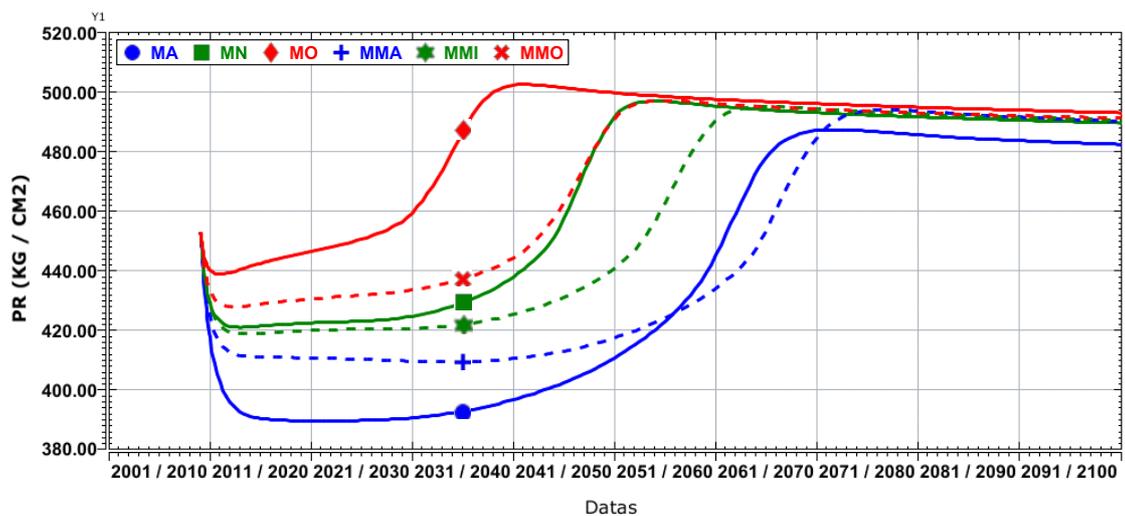


Figura 4.29 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

A produção de líquido também é impactada pelo volume de água injetado, com o cenário MA produzindo menos líquido (Figura 4.30).

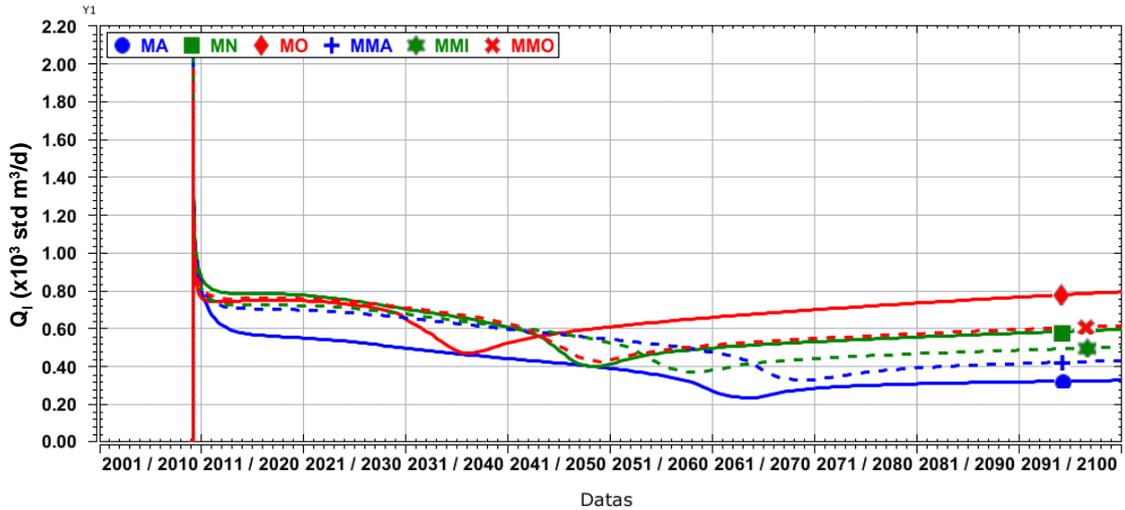


Figura 4.30 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

A normalização dos casos de pressão constante em função do volume de água injetado mostra os mesmos resultados apresentados nos casos de vazão constante, restringindo o impacto desta condição operacional à injetividade do poço injetor. Na Figura 4.31, Figura 4.32 e Figura 4.33 encontram-se apresentados o FR, o BSW e o N_p em função do volume de água injetado e a correspondência em volume poroso do reservatório.

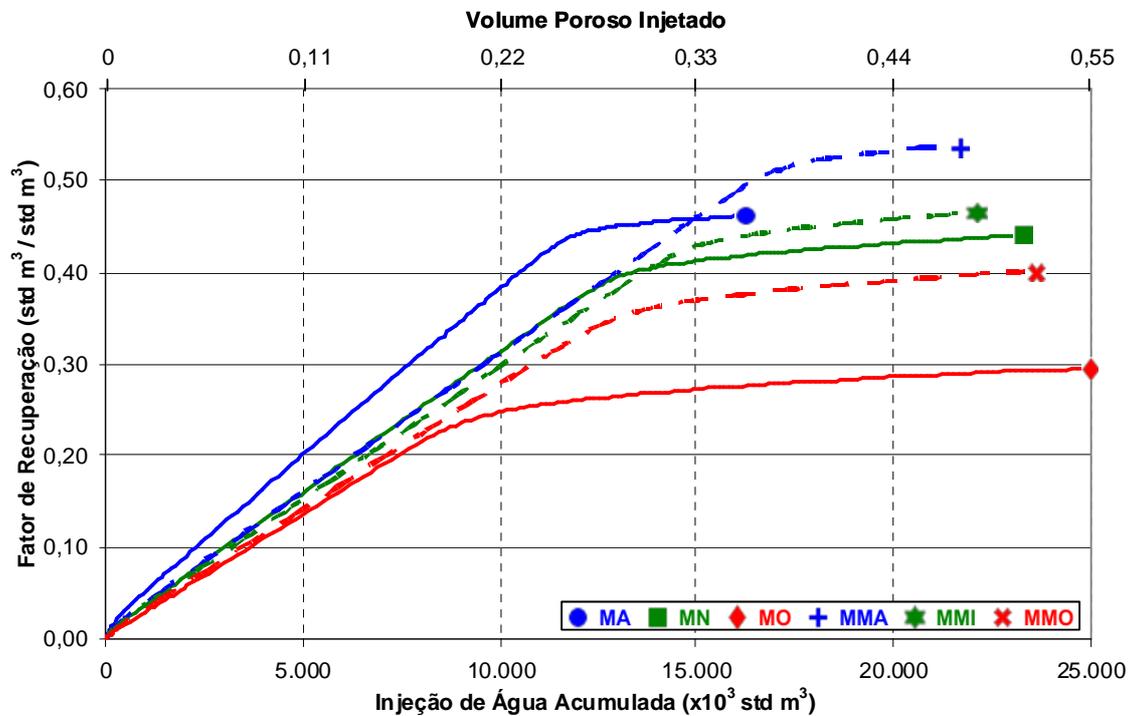


Figura 4.31 – FR em função do volume de água injetada.

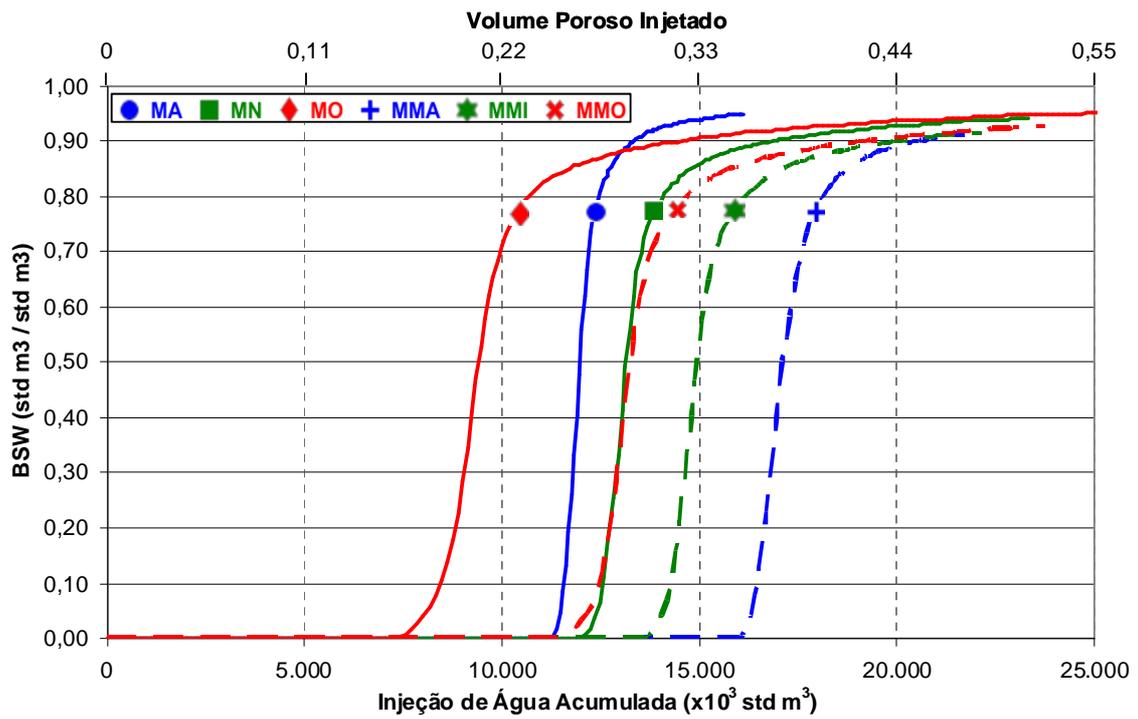


Figura 4.32 – Fração de água produzida em função do volume de água injetada.

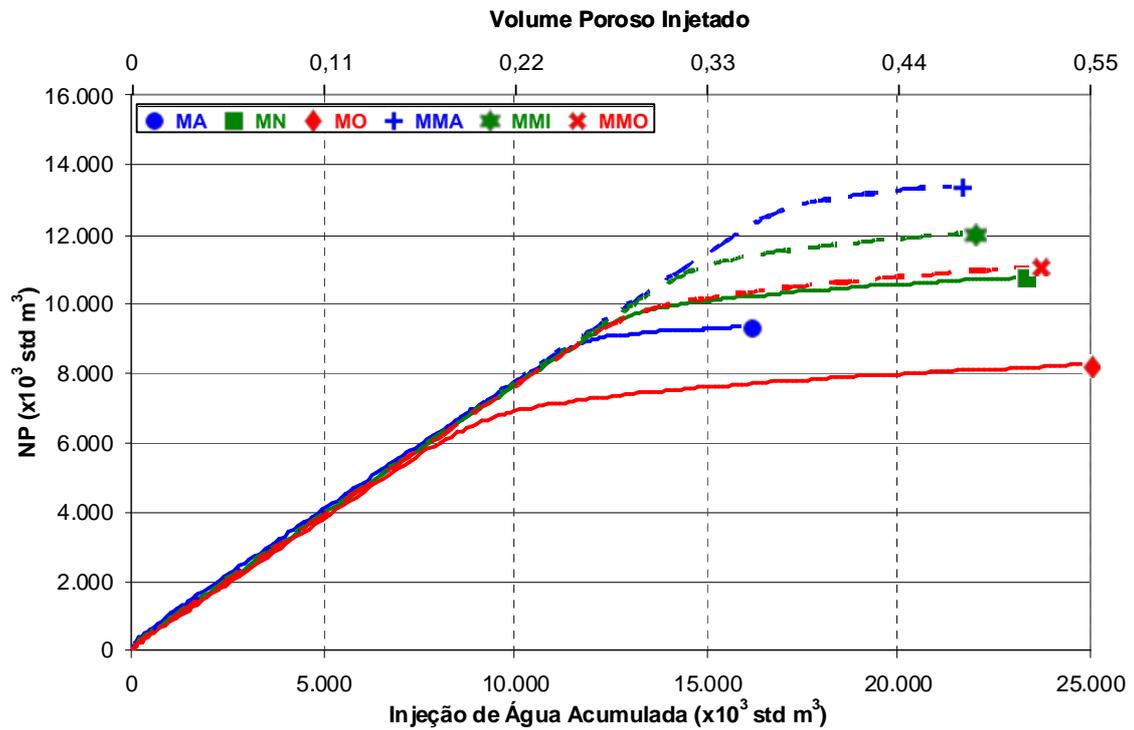


Figura 4.33 – Produção acumulada de óleo em função do volume de água injetada.

Do ponto de vista econômico, o cenário MN aparece como o de maior receita superando inclusive o cenário MMA, que aparece como o melhor em termos de Np e FR. O bom desempenho do cenário MN é devido este cenário agregar boas características do cenário MA (alto k_{ro} resultando em alta produtividade no poço produtor), do cenário MO (alto k_{rw} permitindo altas taxas de injeção de água) e dos cenários de molhabilidade mista (baixo S_{or} e baixo S_{wi} postergando a chegada da água). Os valores da produção acumulada atualizada para o valor presente (*NPA*) para todos os cenários estão na Tabela 4.7. O cenário MA aparece como o de pior desempenho devido às baixas taxas de injeção, prejudicando a produção de óleo.

Em uma análise econômica completa, além da produção de petróleo, deveriam ser considerados também os volumes produzidos e injetados de água, atenuando os impactos negativos no cenário MA.

Tabela 4.7 – *NPA* para cada cenário de molhabilidade no caso homogêneo com pressão de injeção constante.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
<i>NPA</i> ($\times 10^6$ m ³)	2,31	3,00	2,70	2,79	2,83	2,91
Desempenho	6º	1º	5º	4º	3º	2º

4.2.3. Análise de Sensibilidade aos Parâmetros da Molhabilidade.

Na construção dos seis cenários de molhabilidade foram variados todos os parâmetros utilizados na geração das curvas de k_{rl} e P_c . A variação simultânea de todos os parâmetros dificulta a identificação de quais são aqueles mais relevantes nos resultados, e quais poderiam ser desprezados. Adicionalmente, a escolha de seis cenários exclui uma infinidade de combinações possíveis dos diversos parâmetros e abre espaço para questionamentos se a variação de determinado parâmetro poderia alterar alguma conclusão.

Desta forma, foi realizada uma análise de sensibilidade aos parâmetros que compuseram a modelagem da molhabilidade com o objetivo de identificar quais são os mais relevantes no fator de recuperação (FR) e produção acumulada (Np). Para a análise de sensibilidade foi utilizado o software COUGAR que utiliza o processo de planejamento de experimentos³ e superfície de resposta⁴ [84].

a) Configuração da Análise de Sensibilidade.

Os parâmetros e os limites de variação utilizados na análise de sensibilidade encontram-se na Tabela 4.8. Foram adotados como valores extremos de cada parâmetro os mínimos e máximos adotados na construção dos seis cenários de molhabilidade. Na Figura 4.34 a Figura 4.40 são apresentados os impactos da variação de cada parâmetro de forma independente nas curvas de P_c e k_{rl} .

É importante ressaltar que a variação dos parâmetros utilizados para modelagem da molhabilidade influencia todo o formato das curvas de k_{rl} e P_c , conforme pode ser observado na Figura 4.34 a Figura 4.40.

³ O planejamento de experimentos é uma técnica estatística que tem como princípio obter o máximo de informação usando o menor número de experimentos possível (Neto *et al.*[84]). No caso da engenharia de reservatórios, o experimento é numérico, portanto, o planejamento de experimentos corresponde a um grupo de simulações de fluxo que cobre as incertezas de forma otimizada. O planejamento de experimento possui como principais vantagens a diminuição do número simulações, possibilitar o estudo de um número considerável de fatores, detecção das interações entre os fatores, detecção dos níveis ótimos e otimização dos resultados.

⁴ A metodologia de superfície de resposta é essencialmente uma representação do impacto que a variação de fatores exerce em determinada resposta. A superfície é construída a partir dos resultados das simulações do planejamento de experimentos e pode substituir os resultados do simulador com boa precisão. A partir de resultados simulados em determinados pontos (extremos ou extremos mais um intermediário) pode-se obter respostas para qualquer outro ponto dentro do domínio. A superfície de resposta pode ser utilizada em processos de otimização e análises de incerteza.

Tabela 4.8 – Variação dos parâmetros de molhabilidade para a análise de sensibilidade.

Parâmetros	Mínimo	Médio	Máximo
S_{wi}	0.10	0.20	0.30
S_{or}	0.10	0.225	0.35
k_{romax}	0.40	0.50	0.60
k_{rwmax}	0.10	0.30	0.50
n_w	2.5	3.25	4.0
n_o	3.0	4.0	5.0
a_w - Dren. Prim.	0.70	1.00	1.30

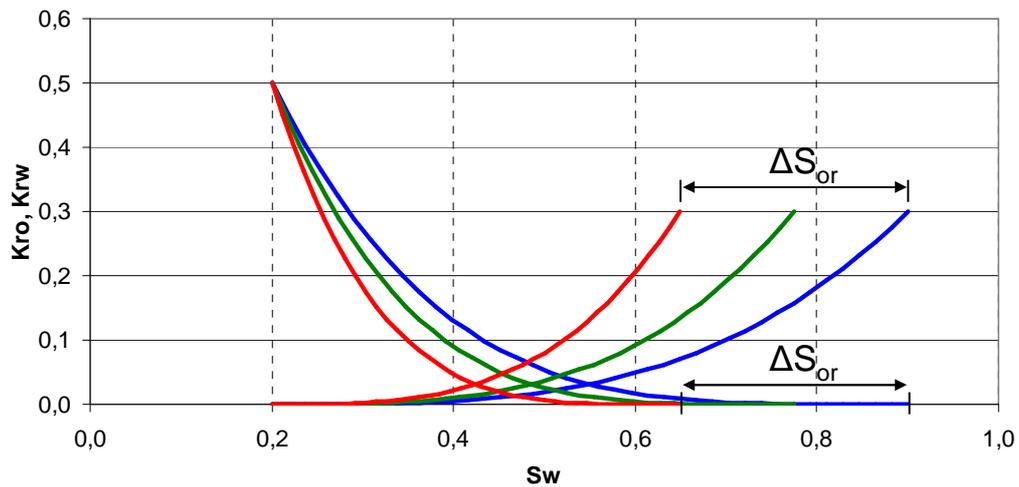


Figura 4.34 – Impacto da variação do S_{or} nas curvas de k_{rl} .

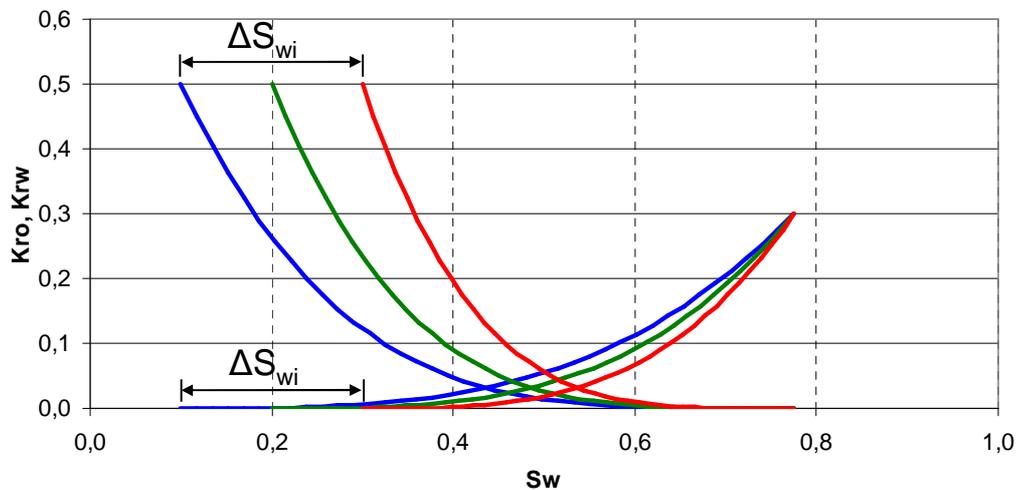


Figura 4.35 – Impacto da variação do S_{wi} nas curvas de k_{rl} .

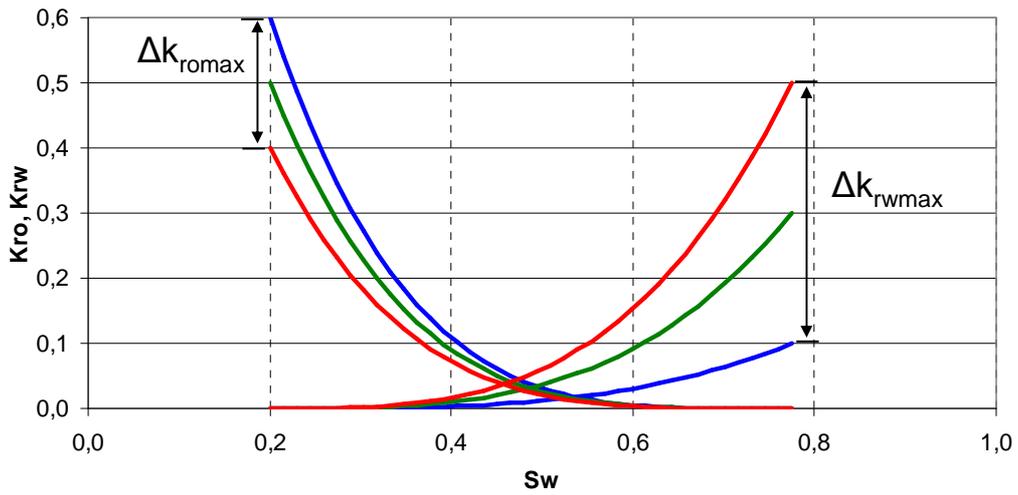


Figura 4.36 – Impacto da variação do k_{romax} , k_{rwmax} nas curvas de k_{rl} .

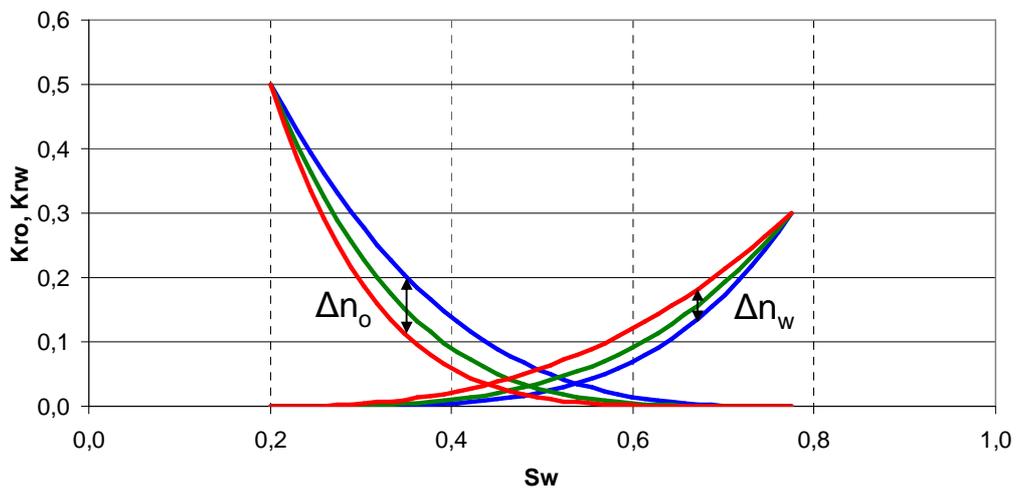


Figura 4.37 – Impacto da variação do n_o e n_w nas curvas de k_{rl} .

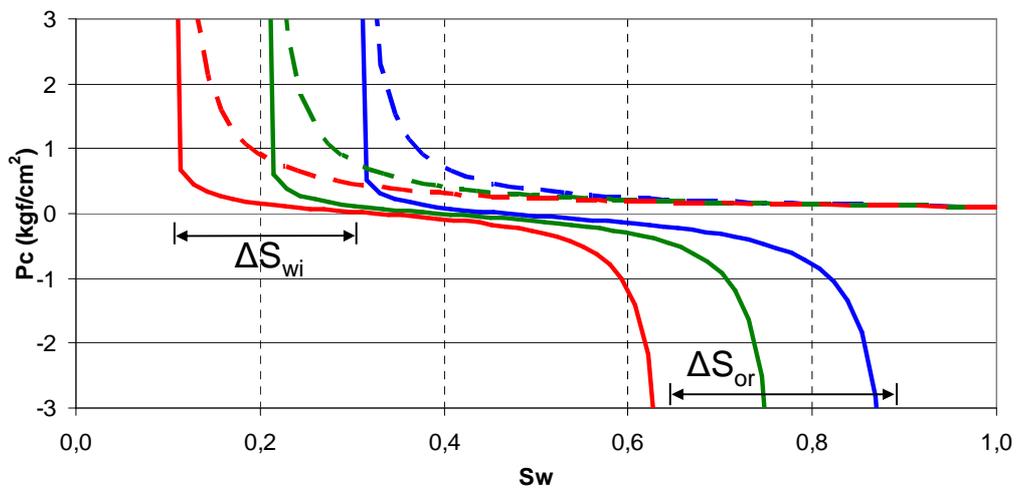


Figura 4.38 – Impacto da variação do S_{or} e S_{wi} nas curvas de P_c de drenagem primária (linha tracejada) e embebição (linha cheia).

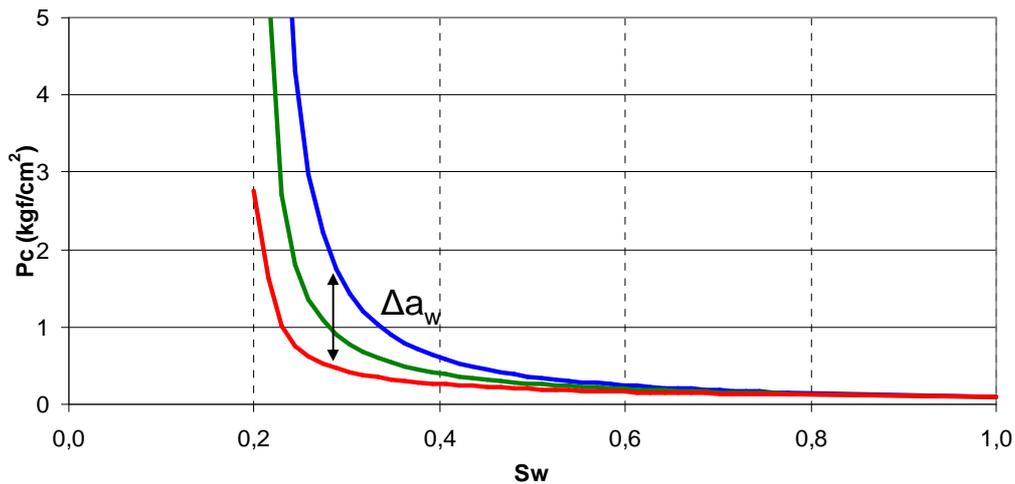


Figura 4.39 – Impacto da variação do a_w nas curvas de P_c de drenagem primária.

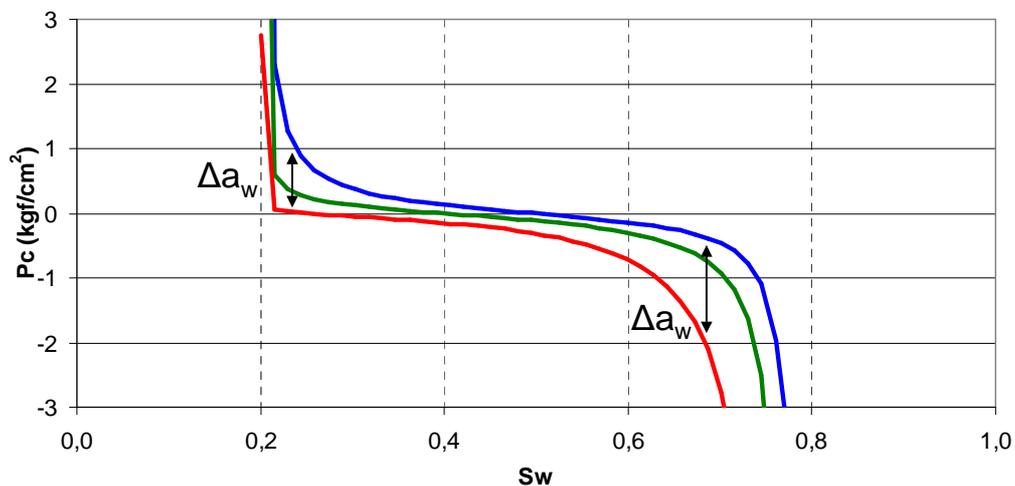


Figura 4.40 – Impacto da variação do a_w nas curvas de P_c de e embebição.

Os parâmetros c_w , c_o , a_o , definidos na Eq. (4.1), não foram variados na construção dos cenários de molhabilidade e, conseqüentemente, não foram incluídos na análise de sensibilidade.

Os parâmetros a_w e a_o da curva de pressão capilar de embebição foram assumidos como função do a_w da curva de drenagem primária para manter a coerência entre as curvas de P_c de drenagem primária e embebição. Na Figura 4.41 encontram-se apresentados os valores de a_w e a_o nos cenários de molhabilidade e as relações consideradas na análise de sensibilidade.

O parâmetro a_w de embebição foi assumido como sendo 0,50 menor que o a_w da curva de drenagem primária (notar na Figura 4.41 o afastamento de aproximadamente 0,50 entre a curva “aw Dren. Prim.” e “aw Embeb.” indicando que a relação adotada é uma

boa aproximação) e o parâmetro a_o da embebição foi assumido como sendo o inverso do a_w de drenagem primária (notar na Figura 4.41 a semelhança entre a curva “ao Embeb.” e “1/(aw Dren.Prim)” respaldando a utilização da relação adotada).

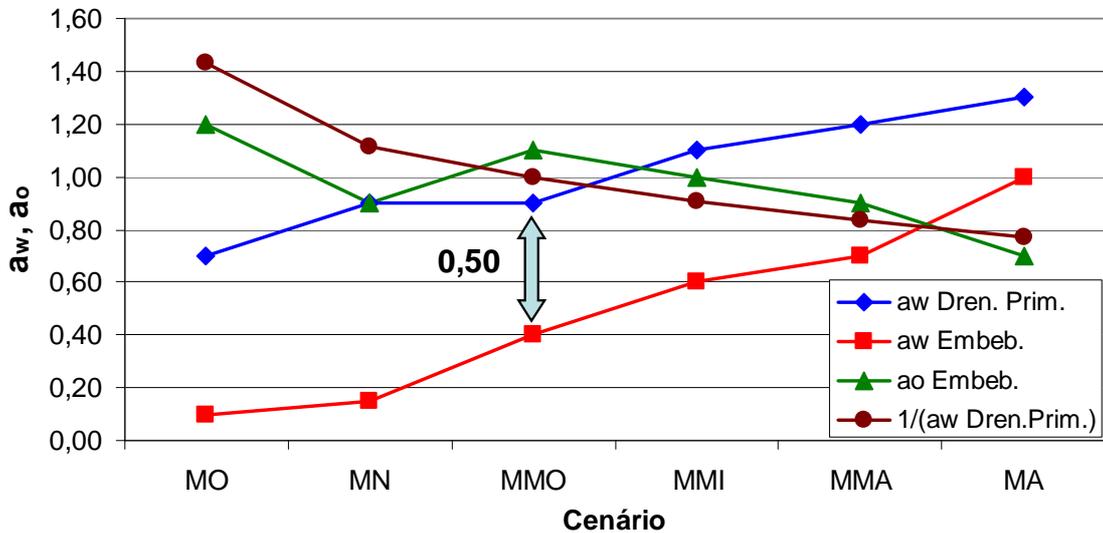


Figura 4.41 – Valores de a_w e a_o nos cenários de molhabilidade e as relações consideradas na análise de sensibilidade.

Conforme mostra a Tabela 4.8, sete parâmetros foram variados na análise de sensibilidade resultando em 79 simulações, ou experimentos. O número de simulações é função do planejamento de experimentos quadrático escolhido, resultando em uma superfície parabólica, a partir de simulações com os valores extremos e médios dos parâmetros.

b) Resultados da Análise de Sensibilidade.

Neste item serão descritos os resultados da análise de sensibilidade para o FR e N_p . A análise de sensibilidade foi realizada considerando apenas o caso de injeção de água com vazão constante.

Fator de Recuperação (FR).

Antes de se analisar os resultados, deve-se avaliar a qualidade da superfície de resposta obtida. A Figura 4.42 revela ótima correlação entre os dados simulados e os obtidos pela superfície de resposta para FR ao final de noventa anos, respaldando a

utilização da superfície para representar o campo de repostas em função da variação dos parâmetros.

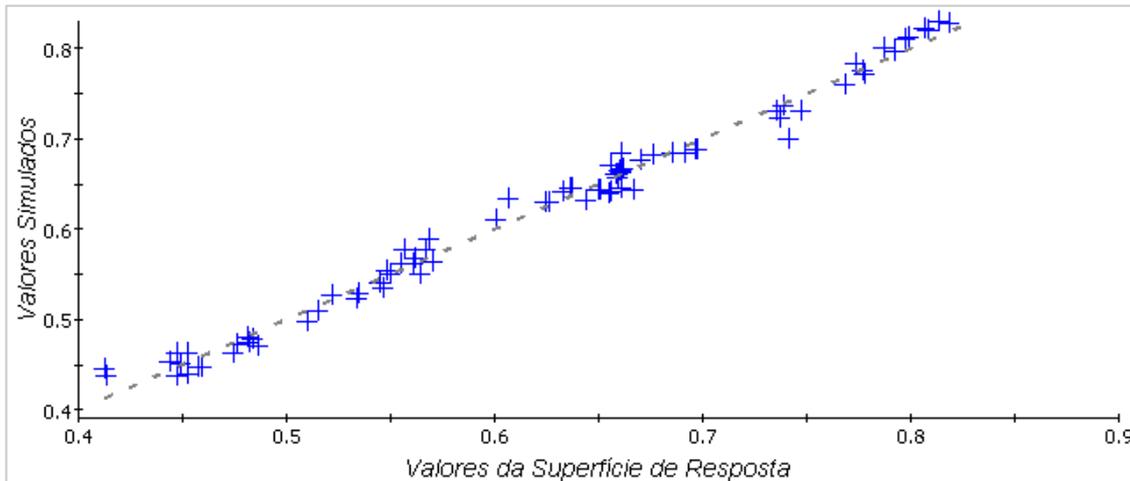


Figura 4.42 – Correlação entre respostas simuladas e obtidas pela superfície de resposta para FR ao final de noventa anos.

A Figura 4.43 mostra um exemplo de superfície de resposta obtida para o FR em noventa anos (FR2100), em função de k_{rw} e k_{ro} , mantendo-se os demais parâmetros fixos nos valores médios.

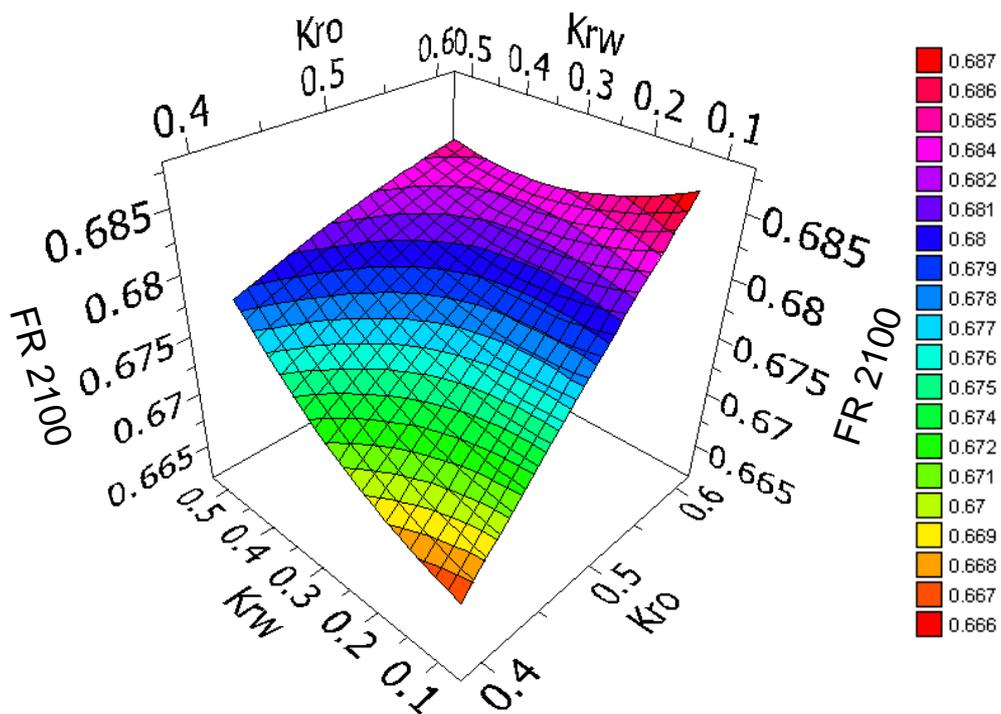


Figura 4.43 – Superfície de resposta do FR em 2100 em função de k_{rw} e k_{ro} mantendo-se os demais parâmetros fixos nos valores médios.

A análise de sensibilidade permite concluir que o parâmetro mais influente no FR em de longo prazo é o S_{or} , seguido pelo k_{rwmax} , S_{wi} , k_{romax} , n_w , n_o (representando a forma das curvas de k_r) e P_c (como função de a_w), conforme mostrado no gráfico “Tornado” (Figura 4.44). Nos gráficos “Pareto” (Figura 4.45) e “Aranha” (Figura 4.46) é novamente observada a maior influência do S_{or} no FR em 2100.

Novamente ressalta-se que a variação dos parâmetros influencia todo o formato das curvas de k_{rl} e P_c , conforme apresentado na Figura 4.34 a Figura 4.40.

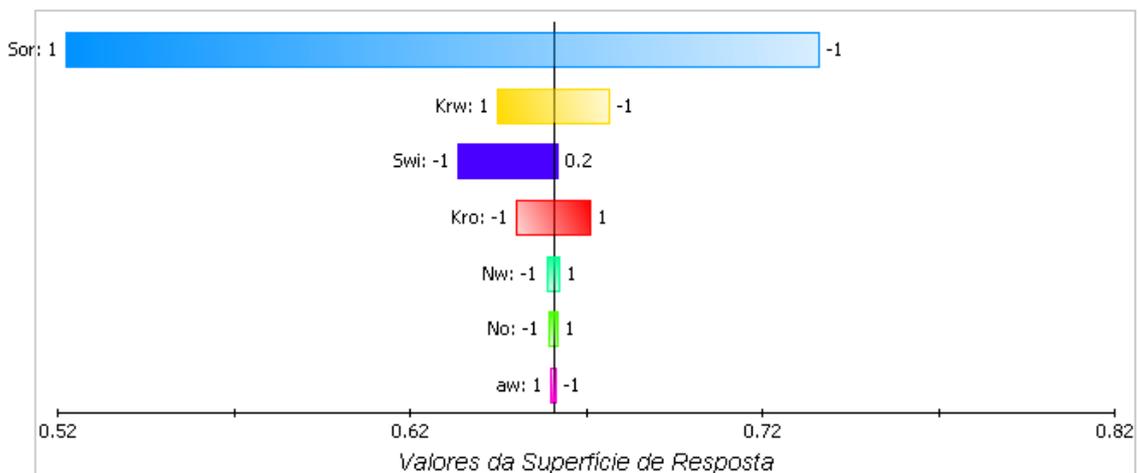


Figura 4.44 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2100 (As barras com graduação nas cores indicam uma influência monotônica da variável no resultado. Cores cheias indicam influência não monotônica. Os números nos extremos de cada barra são os valores normalizados de cada parâmetro que causam o impacto máximo positivo e negativo).

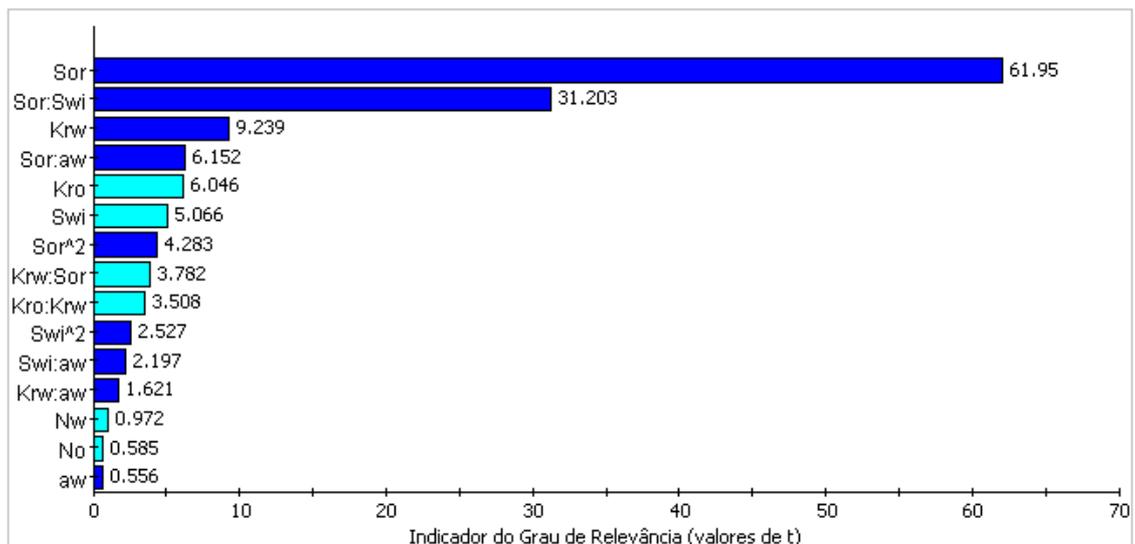


Figura 4.45 – Gráfico “Pareto” com o grau de relevância de cada parâmetro e de determinadas combinações de parâmetros no FR em 2100 (A cor escura significa uma contribuição negativa e cor clara significa contribuição positiva no resultado).

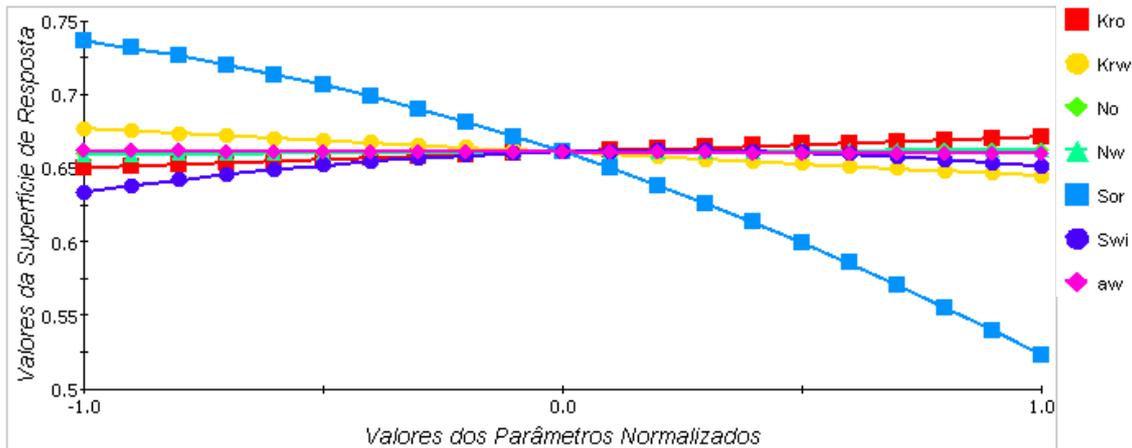


Figura 4.46 – Gráfico “Aranha” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2100.

A importância do S_{or} no FR de longo prazo (2100) se dá pelo aumento do volume de óleo móvel na medida em que a saturação de óleo residual diminui.

O k_{rwmax} , o S_{wi} e o k_{romax} se mostraram com níveis de relevância semelhantes no FR de longo prazo. A diminuição do k_{rwmax} impacta positivamente o FR através da diminuição da mobilidade da água, e conseqüente redução da razão de mobilidade (M) do reservatório. O aumento do k_{romax} impacta positivamente o FR de longo prazo com o aumento da mobilidade do óleo, e conseqüente redução da razão de mobilidade (M) do reservatório.

O S_{wi} é o único parâmetro com influência não monotônica no FR de longo prazo. O valor ótimo de S_{wi} nas simulações é em torno de 0,22 (0,2 normalizado na Figura 4.44), sendo o impacto máximo negativo no extremo inferior ($S_{wi}=0,10$) mas também negativo no extremo superior ($S_{wi}=0,30$). A justificativa para a influência não monotônica do S_{wi} é a superposição dos efeitos no VOIP (quanto maior S_{wi} , menor o VOIP e maior o FR) e na chegada da água (quanto maior S_{wi} mais rápida é a chegada da água e menor o FR). Os motivos para chegada antecipada da água são o menor volume de óleo móvel quanto maior o S_{wi} , e a menor embebição espontânea à água quanto maior o S_{wi} ($I_w=0,39@S_{wi}=0,10$, $I_w=0,33@S_{wi}=0,20$ e $I_w=0,27@S_{wi}=0,30$, mantendo-se os demais parâmetros nos valores médios).

Quando se analisa o impacto dos parâmetros no FR de médio prazo (2050 - Figura 4.47) e curto prazo (2025 - Figura 4.48), verifica-se a redução da relevância do S_{or} e do k_{rwmax} e aumento da relevância do S_{wi} , P_c (como função de a_w) e k_{romax} .

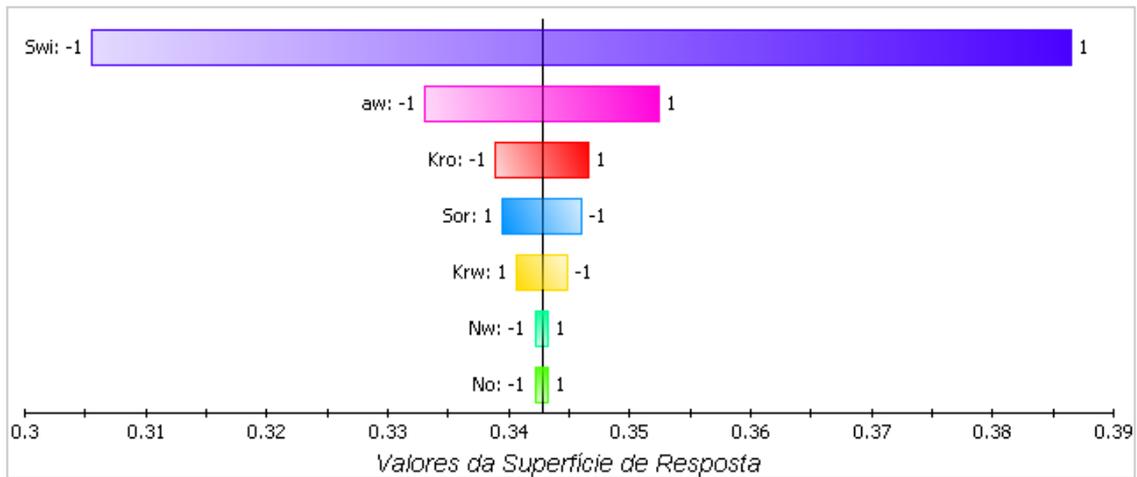


Figura 4.47 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2050.

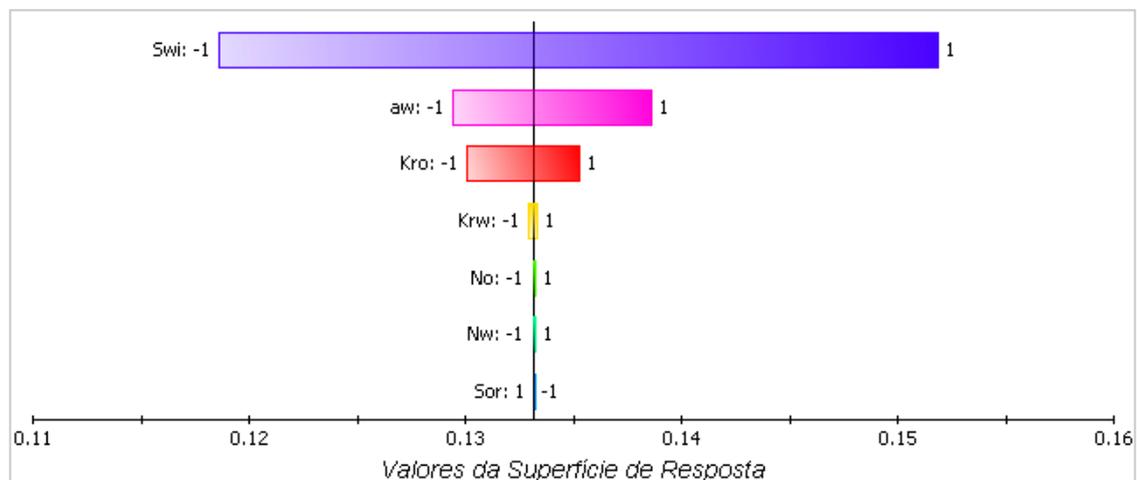


Figura 4.48 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no FR em 2025.

A redução da relevância do S_{or} para os FR's de médio (2050) e curto (2025) prazo indica que este parâmetro é importante quando o reservatório já foi bem “lavado” pela água e o corte de água (BSW) no poço produtor já se encontra em níveis elevados.

A redução da relevância do $k_{rwm\max}$ em médio e curto prazo expõe que o aumento da relevância deste parâmetro se dá após a chegada da água.

A maior influência do S_{wi} para os FR's de médio e curto prazo é devido à influência do VOIP no FR enquanto o corte de água encontra-se em níveis bastante reduzidos ou zerados.

Da mesma forma que o S_{wi} , a P_c também ganha importância para os FR's de médio e curto prazo devido o impacto da curva de drenagem primária no VOIP.

O aumento da relevância do k_{romax} no curto prazo é devido o aumento da permeabilidade efetiva ao óleo no poço produtor, aumentando sua produtividade.

Produção Acumulada (Np).

Assim como as superfícies de resposta para o FR, para o Np também foi obtida uma ótima correlação entre os dados simulados e a superfície.

A análise de sensibilidade revela que o parâmetro mais influente no Np em prazos muito longos é o S_{or} , seguido pelo S_{wi} , P_c , k_{rwmax} , k_{romax} , n_w e n_o conforme mostrado no gráfico “Tornado” (Figura 4.49). Analisando o impacto dos parâmetros no Np de médio prazo (Figura 4.50) e curto prazo (Figura 4.51) verifica-se a redução da influência do S_{or} e o aumento da influência do k_{romax} . A principal diferença para as análises realizadas para o FR é a maior relevância do k_{romax} em curto e médio prazo (2025 e 2050).

A importância do S_{or} e do S_{wi} no Np de longo prazo se dá pelo aumento do volume de óleo móvel na medida em que as saturações de óleo e água residuais diminuem.

Da mesma forma que o S_{wi} , a P_c também é relevante para o Np devido ao impacto da curva de drenagem primária na saturação de água conata (S_{wc}) e, conseqüentemente, no volume de óleo móvel. O resultado de P_c (quanto maior a_w mais positiva a curva de P_c), com contribuição negativa para o Np (quanto menor a_w maior o Np), mostra que no cenário homogêneo a curva de drenagem primária é mais relevante do que a de embebição.

O k_{rwmax} e o k_{romax} se mostraram com níveis de relevância semelhantes no Np de longo prazo. A diminuição do k_{rwmax} e o aumento do k_{romax} impactam positivamente o Np através da redução da razão de mobilidade (M) do reservatório.

A diminuição da relevância do S_{or} para os Np's de médio e curto prazo mostra que este parâmetro é importante quando o BSW no poço produtor já se encontra em níveis elevados.

O crescimento da relevância do k_{romax} no Np de médio e curto prazo, é devido o aumento do k_{romax} proporcionar uma maior permeabilidade efetiva ao óleo no poço produtor, aumentando sua produtividade.

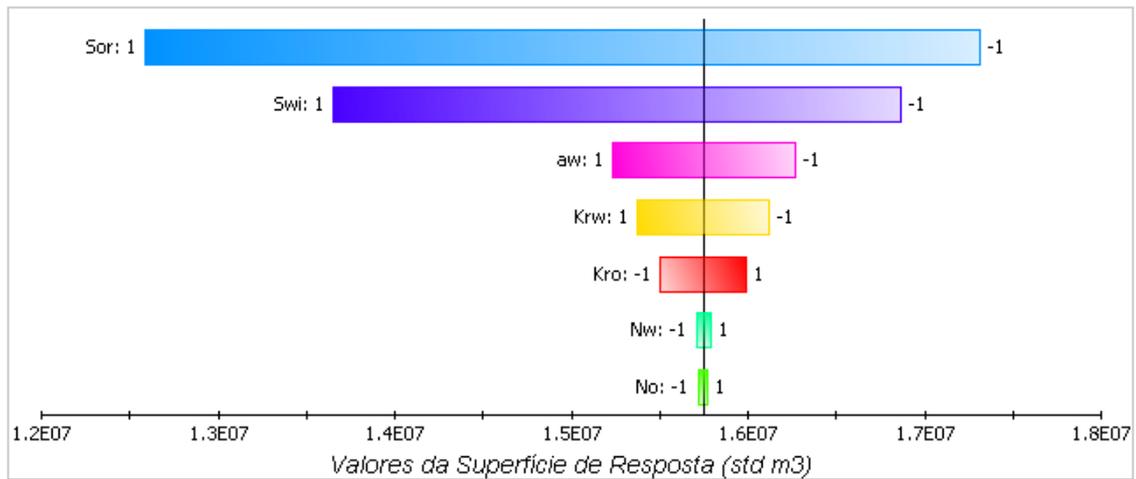


Figura 4.49 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no Np em 2100.

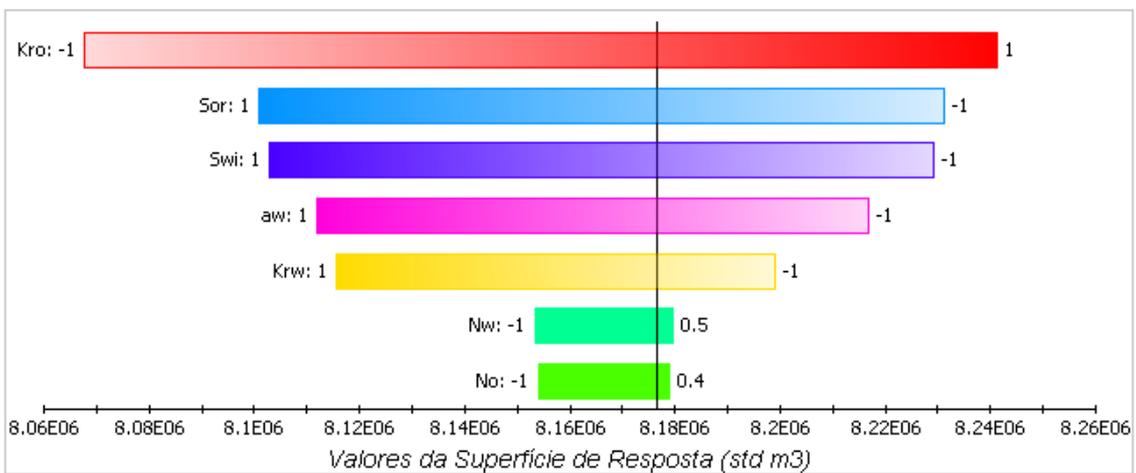


Figura 4.50 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no Np em 2050.

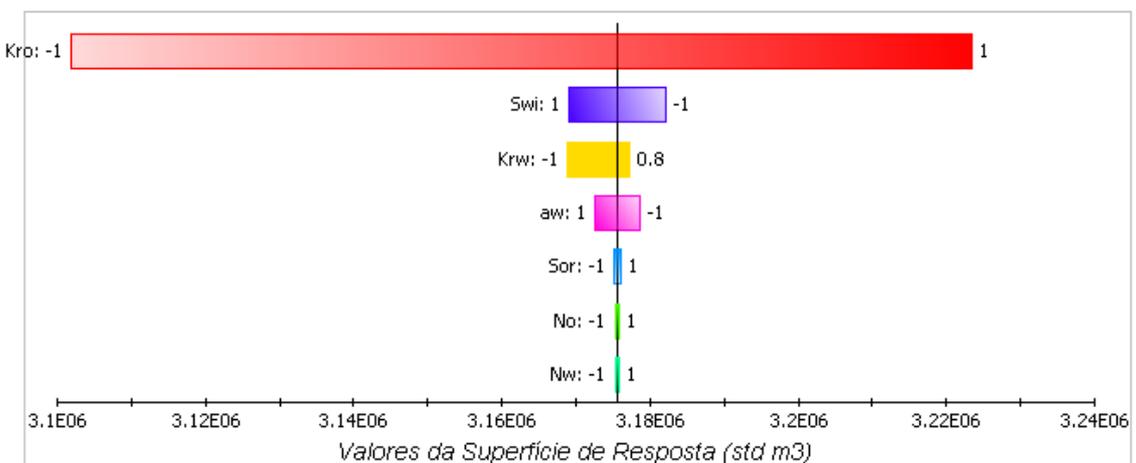


Figura 4.51 – Gráfico “Tornado” com o impacto de cada parâmetro no Np em 2025.

4.2.4. Discussão sobre os Resultados.

A simulação dos cenários de molhabilidade e a análise de sensibilidade demonstram o grande impacto da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo. São impactados desde o volume original de óleo do reservatório (VOIP) e volume de óleo móvel (VOM), passando pelo fator de recuperação (FR), o momento da chegada da água, a evolução da fração de água (BSW), o perfil de produção, a produção acumulada (N_p) até a injetividade do poço injetor.

Alguns aspectos importantes devem ser destacados:

- A molhabilidade impacta o VOIP e o VOM do reservatório através do S_{wi} e curva de P_c de drenagem primária. O impacto nesses volumes tem óbvias conseqüências no FR.
- Os cenários simulados e a análise de sensibilidade demonstram que os baixos valores de S_{or} dos casos de molhabilidade mista resultam em altos FR's e N_p 's no longo prazo.
- No curto e médio prazos são mais relevantes para o FR e para o N_p , o k_{ro} , o k_{rw} e o VOIP no caso do FR.
- De uma forma geral, quanto mais molhável ao óleo pior a eficiência da injeção de água por conta de menores eficiências de varrido e deslocamento.
- O tempo decorrido até a chegada da água é altamente impactado pela molhabilidade através do seu impacto na eficiência de varrido e deslocamento.
- Zonas de transição muito expressivas (curvas de P_c de drenagem primária com valores elevados) têm como conseqüência elevadas saturações de água móvel e redução do volume de óleo móvel, facilitando a chegada da água nos poços produtores.
- Quanto mais molhável à água maior a eficiência da injeção, levando a uma produção de água mais tardia, porém, após a chegada da água, sua produção sobe rapidamente.
- Em um cenário homogêneo, a curva de P_c drenagem primária é mais relevante do que a de embebição devido o seu forte impacto na avaliação do volume de óleo original do reservatório.

- No curto prazo, quanto mais molhável à água maior tende a ser a produtividade dos poços produtores, devido o maior k_{ro} destes cenários.
- No caso de limitação de pressão de injeção, reservatórios molháveis à água são impactados devido os baixos valores de k_{rw} e, conseqüentemente, menor injetividade dos poços injetores. Com um menor volume de água injetada, o FR e o N_p são impactados negativamente. A chegada da água é falsamente impactada positivamente, com uma produção de água tardia, por conta dos baixos volumes de água injetados.

Baseado nos resultados do cenário de referência reservatório homogêneo, conclui-se que parte das divergências encontradas na literatura sobre qual seria a condição ótima para produção e recuperação é devido ao prazo da análise.

Os altos FR's relatados na literatura para rochas de molhabilidade mista muitas vezes são obtidos em análises laboratoriais onde são injetados vários volumes porosos (VP) de água em uma amostra de rocha. Em reservatórios de petróleo no mar, dificilmente se chega a injetar volumes de água que correspondam a vários VP's, devido aos tempos de vida limitados dos projetos. Nos cenários simulados, foi injetado apenas 0,5 VP de água, enquanto em laboratório é comum a injeção de volumes maiores que 5 VP's [10][34].

Em termos de indicadores econômicos, reservatórios de molhabilidade mista levemente molháveis à água tiveram as maiores receitas. Com as pressões de injeção sendo muito restritivas, cenários de molhabilidade intermediária e mista levemente molháveis ao óleo tendem a apresentar melhores resultados.

É importante salientar que quanto maior a quantidade de dados disponíveis, menor seria a faixa e quantidade de parâmetros para variação nas análises. Havendo perfis de saturação em quantidade significativa e boa qualidade, pequenas devem ser as variações na distribuição de saturação inicial do reservatório. Testes de formação permitem uma boa avaliação da permeabilidade efetiva ao óleo no entorno dos poços produtores, sendo este um parâmetro que não deve ser variado nestas condições. Em reservatórios com histórico de produção, a variação do cenário de molhabilidade poderá impactar o ajuste dos modelos, sendo os parâmetros da molhabilidade úteis para melhoria do ajuste de histórico.

4.3. Reservatório Carbonático Heterogêneo Aleatório.

Foi criado um caso sintético representando um reservatório heterogêneo para uma avaliação mais geral do impacto da molhabilidade na produção e recuperação em reservatórios heterogêneos. Tal heterogeneidade foi retratada através da variação espacial aleatória da porosidade, permeabilidade, S_{wi} , S_{or} , curvas de k_{rl} e P_c .

Baseado nos dados de amostras carbonáticas publicados por Bennion et al. [75], foram consideradas como características petrofísicas básicas, uma distribuição normal de porosidade (Φ) com média em 15% e desvio padrão de 5% (ver Figura 4.52) e permeabilidade (k) em função de Φ conforme correlação obtida com os mesmos dados publicados pelos referidos autores, já apresentado no item 4.2, e rerepresentado na Figura 4.53. O modelo de porosidade obtido é apresentado na Figura 4.54. Para implementação da distribuição das porosidades, foi utilizada uma função do software GOCAD, onde o modelo é preenchido de forma aleatória obedecendo ao tipo de distribuição escolhido (normal) e média e desvio padrão informados.

Da mesma forma que no caso homogêneo, considerou-se que 70% da espessura é composta por rocha reservatório e o restante por não reservatório (NTG=70%).

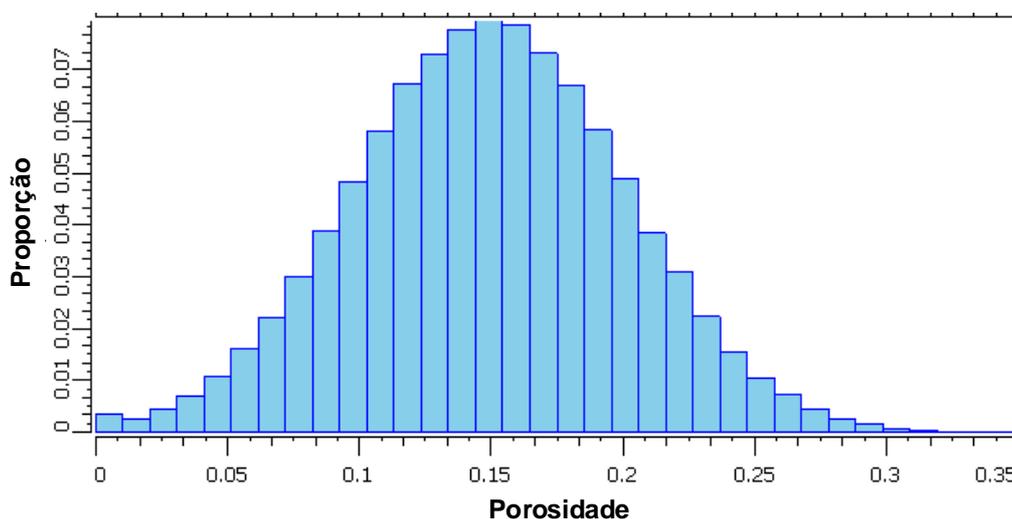


Figura 4.52 – Distribuição normal de porosidade utilizada no caso de reservatório heterogêneo.

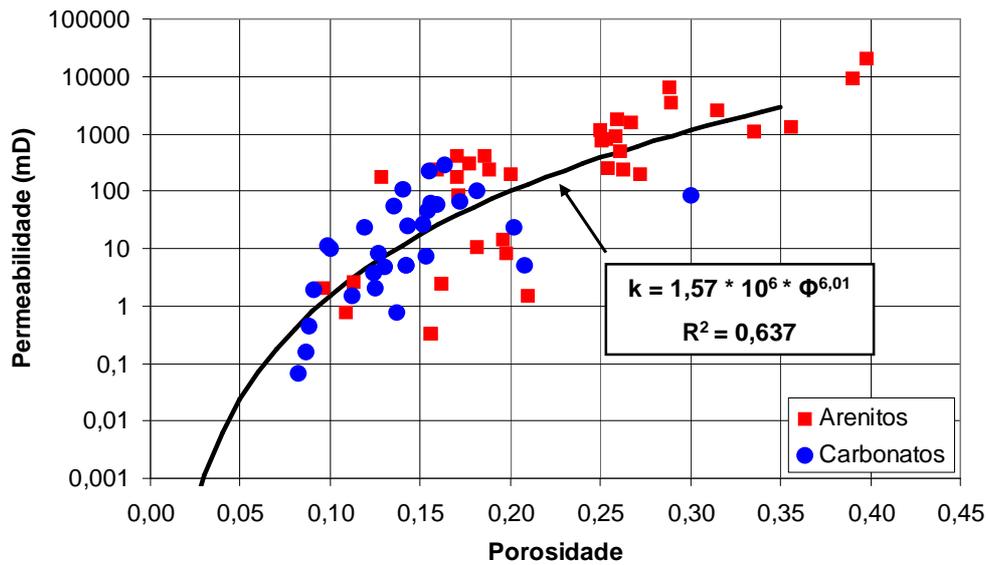


Figura 4.53 – Correlação permeabilidade versus porosidade obtida a partir dos dados publicados por Bennion et al. [75].

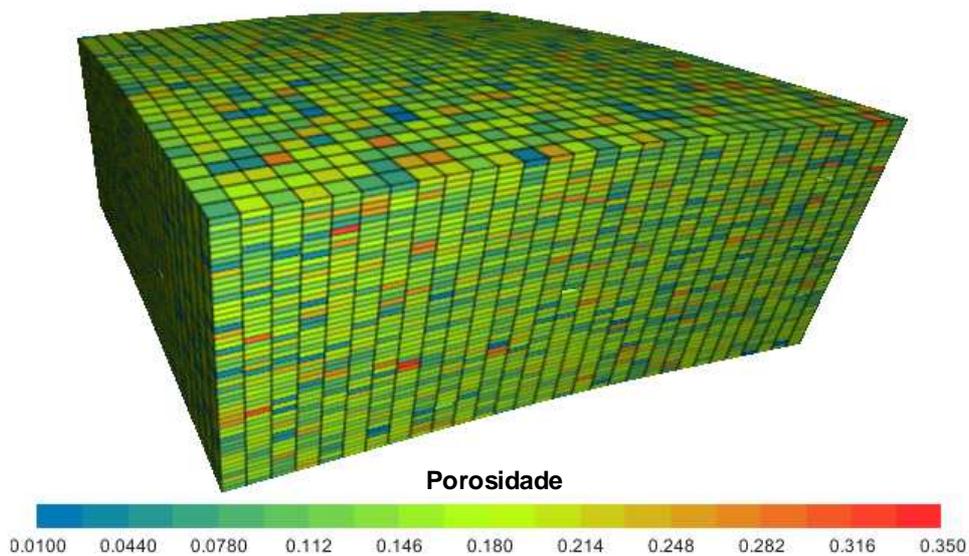


Figura 4.54 – Perspectiva do modelo de porosidade utilizado no caso heterogêneo.

4.3.1. Elaboração dos Cenários de Molhabilidade.

Assim como no caso homogêneo (item 4.2) , foram elaborados os seis cenários de molhabilidade (MA, MN, MO, MMA, MMI e MMO) através das curvas de pressão capilar (P_c) e permeabilidade relativa (k_r). No presente caso, os pontos terminais, S_{wi} , S_{or} , k_{rwmax} , k_{romax} , variam em função da molhabilidade e em função das características petrofísicas básicas de cada célula do modelo de simulação.

A partir da distribuição de permeabilidade (k), foi obtida a distribuição de S_{wi} para cada cenário, baseado em dados publicados por Bennion et al. [75] e dos valores considerados no caso homogêneo. Na Figura 4.55 são apresentados os ajustes utilizados para obtenção da distribuição de S_{wi} em função de k .

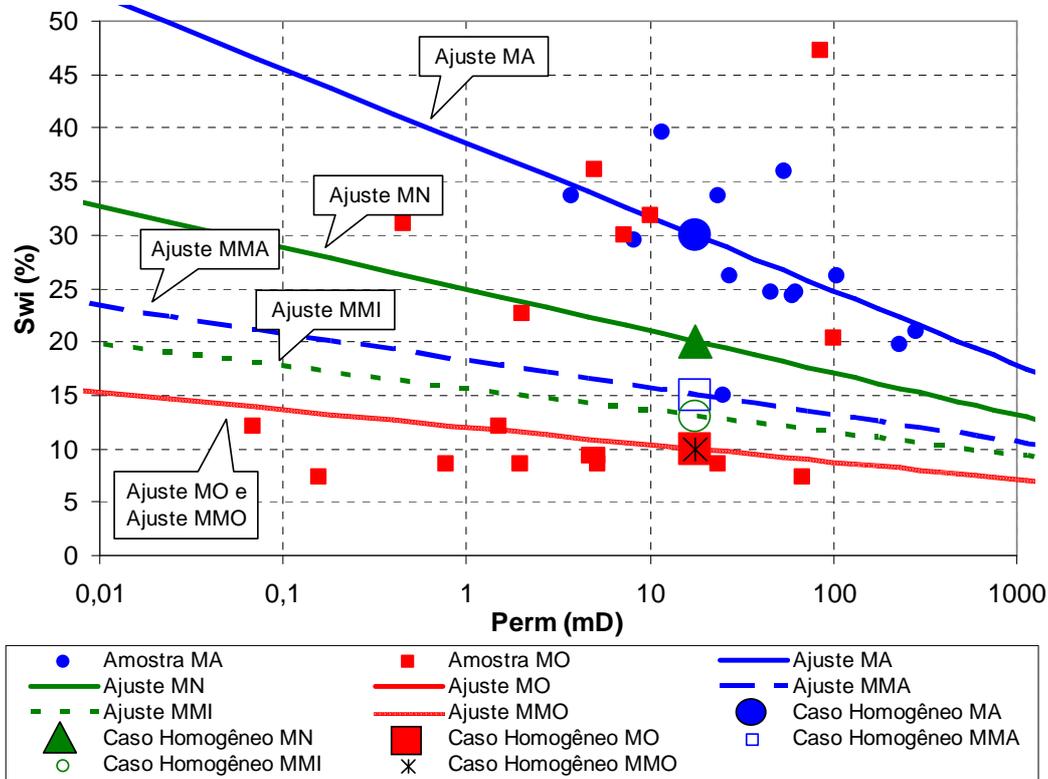


Figura 4.55 – S_{wi} em função de k para cada cenário de molhabilidade a partir de dados publicados por Bennion et al. [75], respeitando os valores considerados no cenário homogêneo.

É importante ressaltar a maior variação do S_{wi} quanto maior a molhabilidade à água. Nas amostras MA há uma clara tendência de aumento do S_{wi} com a diminuição de k . Esta observação é consistente com a aderência da água aos grãos e sua localização nas microporosidades, conforme relatado por diversos autores [28][85][86][87]. Nas amostras MO, apesar da dispersão nos dados, observa-se uma fraca variação do S_{wi} em função de k . Esta observação é consistente com o fato da saturação de água, em rochas MO, ser predominantemente localizada como glóbulos descontínuos no centro dos poros sendo pouco influenciada pela permeabilidade da rocha (Bennion et al. [75]).

A distribuição de S_{or} foi obtida correlacionando-a com o S_{wi} , a partir de dados publicados por Bennion et al. [75], dos valores considerados no caso homogêneo e da tendência relatada por diversos autores [88][89] da diminuição do S_{or} com o aumento

do S_{wi} . Na Figura 4.56 são apresentados os ajustes utilizados para obtenção da distribuição de S_{or} em função do S_{wi} .

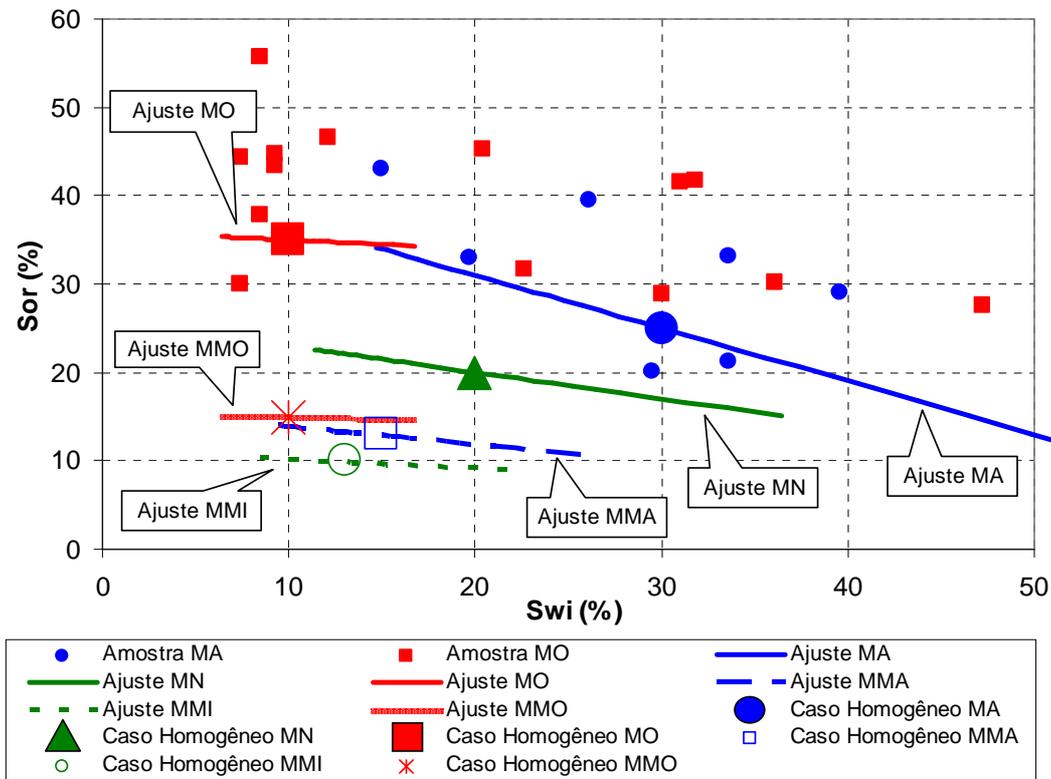


Figura 4.56 – S_{or} em função de S_{wi} para cada cenário de molhabilidade a partir de dados publicados por Bennion et al. [75], respeitando os valores considerados no cenário homogêneo.

A relação entre S_{wi} e S_{or} é controversa na literatura, mas boa parte dos autores considera que o S_{or} tende a diminuir com a diminuição da saturação inicial de óleo, ou o aumento do S_{wi} . Apesar da dispersão dos dados apresentados na Figura 4.56, é possível identificar uma maior tendência de queda do S_{or} com o aumento do S_{wi} para as amostras MA. Esta tendência foi utilizada no ajuste dos cenários.

Os valores de k_{rwmax} , k_{romax} também foram considerados como função de k . Segundo Morgan e Gordon [82] e Willhite [52], com a diminuição dos poros e garganta dos poros, determinadas porções do espaço poroso ficam com dimensões que permitem apenas o seu preenchimento com o fluido molhante. Desta forma, o fluido não molhante é bloqueado nos menores poros diminuindo o seu k_{rl} e o fluido molhante é obrigado a passar por estes pequenos poros diminuindo também o seu k_{rl} .

Na Figura 4.57 encontram-se apresentados os ajustes das tendências de variação do k_{rwmax} e k_{romax} para os 6 cenários de molhabilidade. Os ajustes foram baseados em

dados publicados Morgan e Gordon [82], Bennion et al. [75] e dos valores considerados no caso homogêneo.

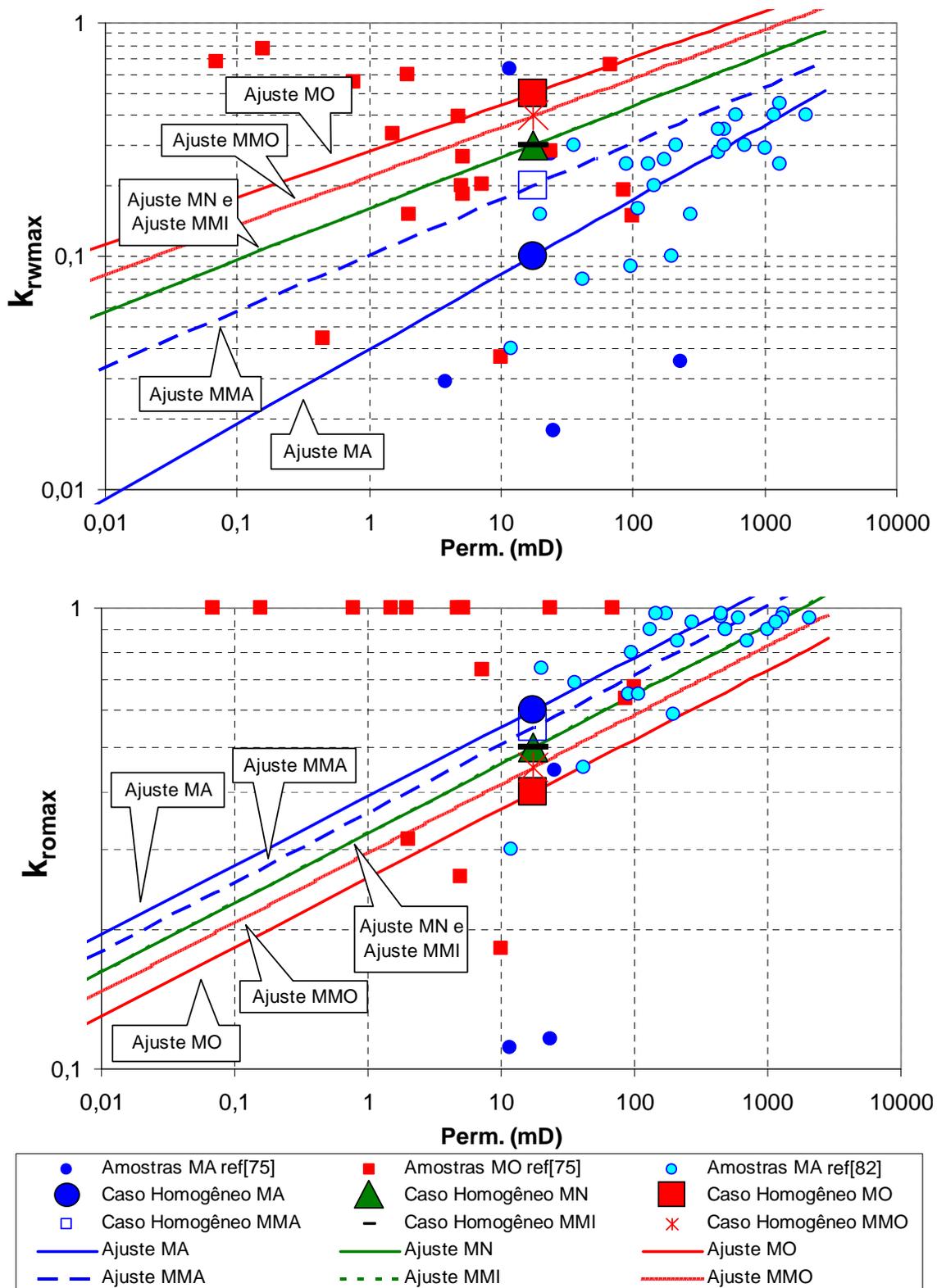


Figura 4.57 – k_{rwmax} e k_{roman} em função de k baseado em dados publicados por Morgan e Gordon [82], Bennion et al. [75], respeitando os valores considerados no caso homogêneo.

Na modelagem do caso heterogêneo foi utilizado o processo de normalização das curvas de P_c e k_{rl} de forma que não fosse necessário informar ao simulador diferentes curvas para cada célula com diferentes propriedades (k e Φ). Desta forma, são informadas curvas normalizadas ao simulador (saturações, k_{rl} e P_c) e o simulador faz o processo de desnormalização para cada célula em função de suas propriedades.

Para normalização da saturação e permeabilidade relativa foram utilizadas a Eq. (4.6) e Eq. (4.7).

$$S_{wd} = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi} - S_{or}) \quad (4.6)$$

onde,

S_{wd} é a saturação de água normalizada,

S_w é a saturação de água,

S_{wi} é a saturação de água irreduzível, e

S_{or} é a saturação de óleo irreduzível.

$$k_{rld} = k_{rl} / k_{rl\max} \quad (4.7)$$

onde,

k_{rld} é a permeabilidade relativa normalizada,

k_{rl} é a permeabilidade relativa, e

$k_{rl\max}$ é a permeabilidade relativa máxima.

Para modelagem da pressão capilar foi utilizado a Função J proposta por Leveret [48] que relaciona a P_c com as propriedades petrofísicas básicas, k e Φ , e com a tensão interfacial σ , conforme apresentado na Eq. (4.8). A adimensionalização proposta por Leveret permite a adoção de uma única curva para rochas com diferentes características petrofísicas básicas (k e Φ) em uma mesma fácies ou fácies semelhantes.

$$J(S_w) = \frac{0,318 * P_c}{\sigma} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{1/2} \quad (4.8)$$

onde,

P_c é a pressão capilar em BARS,

k é a permeabilidade da rocha em mD,

ϕ é a porosidade da rocha, e

σ é a tensão interfacial entre os fluidos em dina/cm.

Foram adotadas as mesmas curvas de P_c dos cenários homogêneos e transformadas em funções J, utilizando os valores de $k=17,5\text{mD}$ e $\phi=15\%$ e $\sigma=30\text{dina/cm}^2$. As funções J foram então utilizadas nos modelos para obtenção de P_c para cada célula.

As curvas de k_{rl} normalizadas encontram-se apresentadas na Figura 4.58. Com a normalização de S_w e k_{rlmax} as curvas se diferenciam apenas pelos coeficientes de Corey, n_w e n_o .

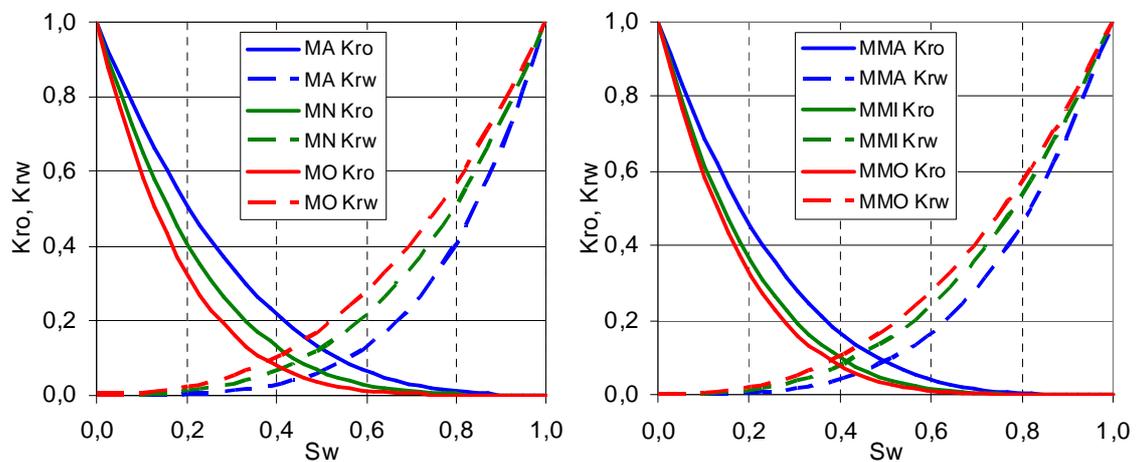


Figura 4.58 – Curvas de k_{rl} dos cenários de molhabilidade uniforme, MA, MN e MO e mista, MMA, MMI e MMO.

Para exemplificar o processo de obtenção das curvas de pressão capilar a partir da função J, na Figura 4.59 são apresentadas as curva de P_c resultantes no caso MA para células com $\phi=10\%$, $\phi=15\%$ e $\phi=20\%$.

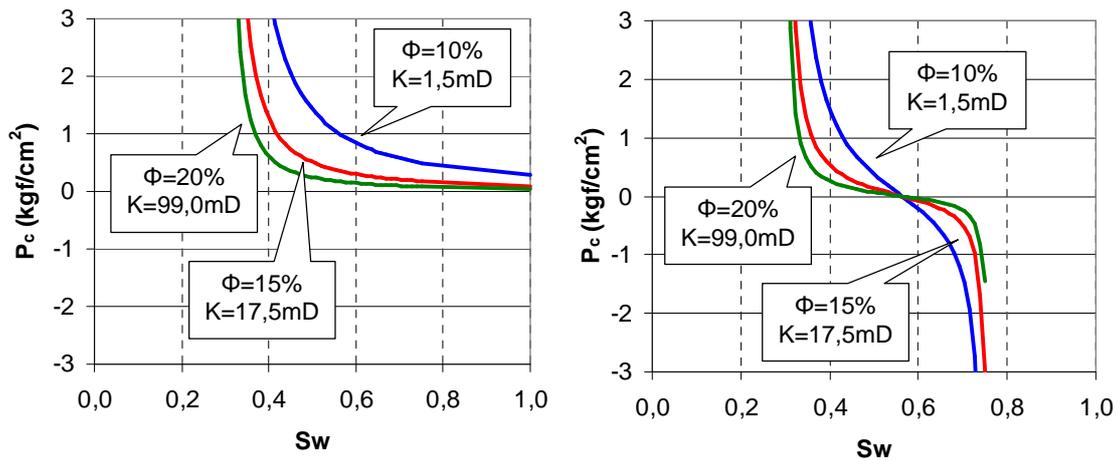


Figura 4.59 – Curvas de P_c do cenário MA para rochas com $\Phi=10\%$, $\Phi=15\%$ e $\Phi=20\%$.

4.3.2. Resultados.

Da mesma forma que no caso homogêneo, o VOIP e o VOM do reservatório mudam em função do cenário de molhabilidade, conforme apresentado na Tabela 4.9. Os modelos MO e MMO apresentam os maiores VOIP, os modelos MMO e MMI os maiores VOM, e o modelo MA o menor VOIP e VOM.

Tabela 4.9 – VOIP e VOM para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo aleatório.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
VOIP ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	20,5	24,4	27,7	24,9	25,9	27,3
Aumento do VOIP em relação ao MA	0%	19%	35%	21%	26%	33%
VOM ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	12,3	17,8	16,6	20,5	22,5	22,3
Aumento do VOM em relação ao MA	0%	45%	35%	67%	83%	81%

Na Figura 4.60 encontram-se apresentados os fatores de recuperação (FR) do reservatório ao longo do tempo.

Observa-se que até um período de 55 anos de produção e injeção, o cenário MA apresenta o maior FR, beneficiando-se do óleo estar posicionado no centro dos poros (alto k_{ro}), alta embebição espontânea à água (valores mais positivos de P_c na curva de

embebição) e influenciado pelo menor VOIP ($FR=Np/VOIP$). Com o aumento do corte de água (BSW, Figura 4.61) a situação se modifica, com o cenário MMA a se beneficiar do contínuo fluxo de óleo, mesmo em baixas saturações, resultando em baixas saturações irreduzíveis de óleo (baixo S_{or}) e levando ao maior FR ao final de noventa anos. O cenário MO apresenta o menor FR ao longo de todo o período devido o alto S_{or} , baixo k_{ro} e influenciado pelo maior VOIP.

Comparando-se com o cenário homogêneo, os FR's do caso heterogêneo são ligeiramente inferiores devido a formação de suaves canalizações no reservatório, antecipando a chegada de água.

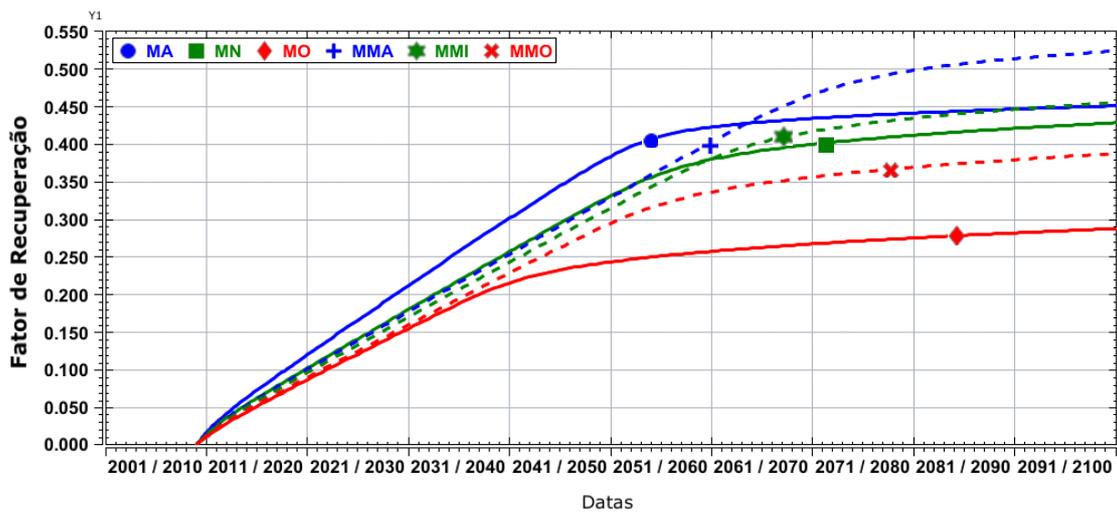


Figura 4.60 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.

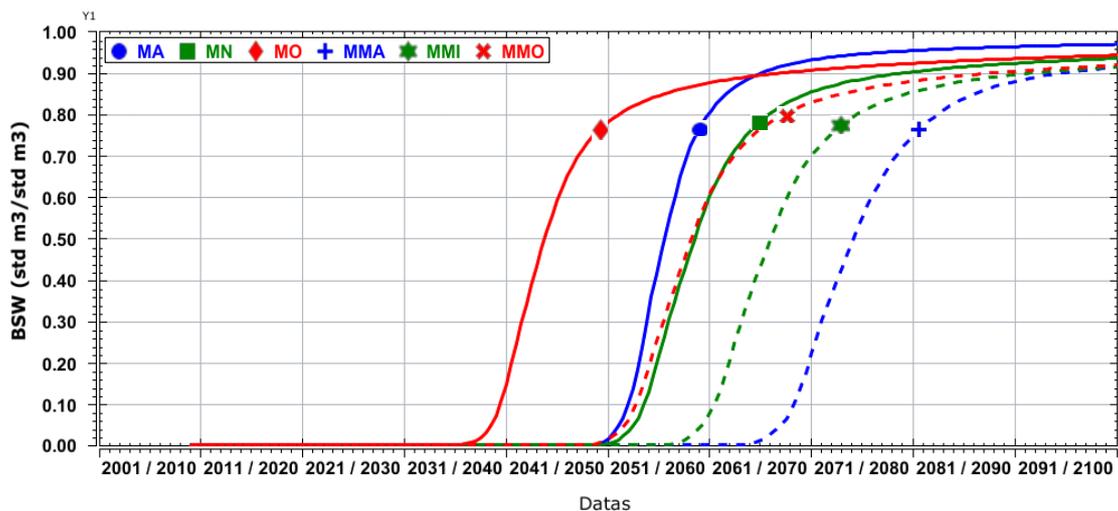


Figura 4.61 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.

A produção de óleo ao longo do tempo e a produção de óleo acumulada (Np) encontram-se apresentadas na Figura 4.62 e Figura 4.63. Na Figura 4.64 encontra-se apresentado, em detalhe, o comportamento nos primeiros anos de produção.

Observa-se que até 25 anos de produção, todos os cenários apresentam produção de óleo bastante semelhante. Em função do maior volume de óleo móvel, alta embebição espontânea à água, boa razão de mobilidade, e conseqüente chegada da água mais tardia, o cenário MMA apresenta a maior produção acumulada. No outro extremo, em função do menor volume de óleo móvel, ausência de embebição à água, baixa razão de mobilidade, e conseqüente chegada antecipada da água, o cenário MO apresenta a menor produção acumulada final. O cenário MA, que apresenta o terceiro melhor desempenho em termos de FR, influenciado pelo menor VOIP, apresenta apenas o quinto melhor desempenho em produção acumulada, devido os menores volumes de óleo móvel, superando apenas o caso MO.

De forma geral, os resultados são relativamente semelhantes aos do caso homogêneo.

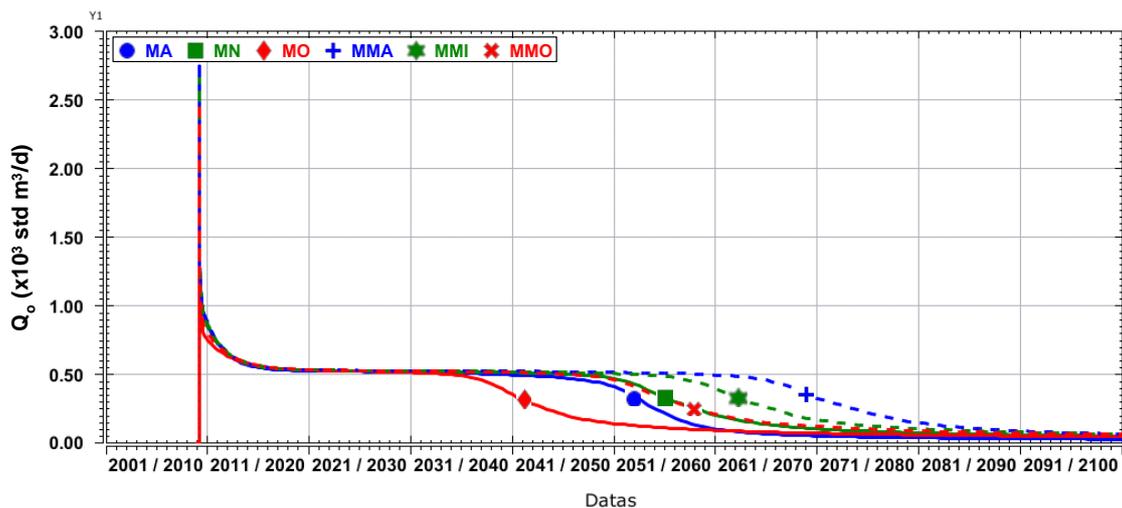


Figura 4.62 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.

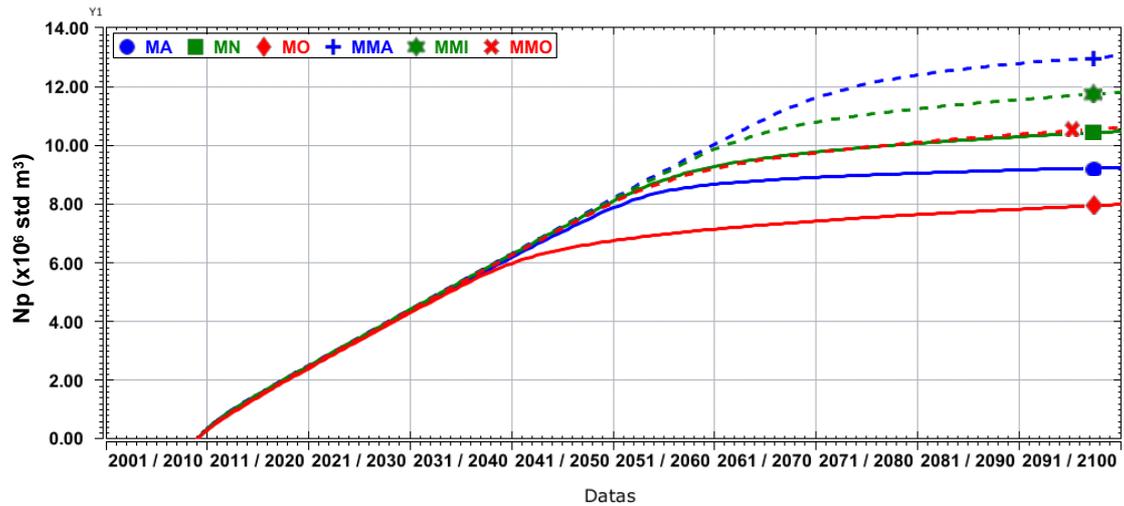


Figura 4.63 – Produção acumulada de óleo ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.

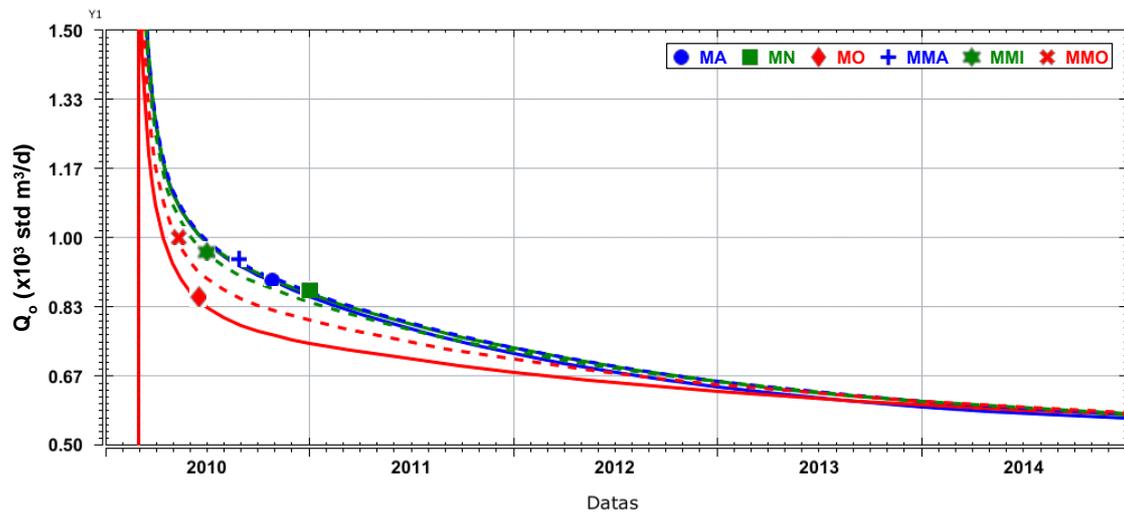


Figura 4.64 – Detalhe da produção de óleo ao longo dos 5 primeiros anos no caso heterogêneo aleatório.

Analisando o comportamento da pressão média do reservatório (ver Figura 4.65) e produção de líquido (ver Figura 4.66), novamente os resultados foram semelhantes aos obtidos no caso homogêneo.

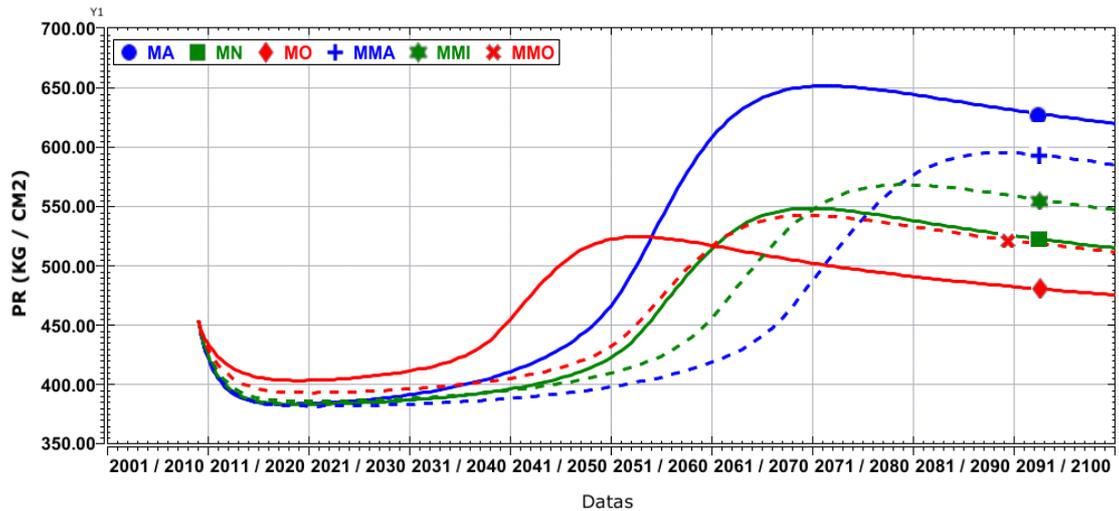


Figura 4.65 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso heterogêneo aleatório.

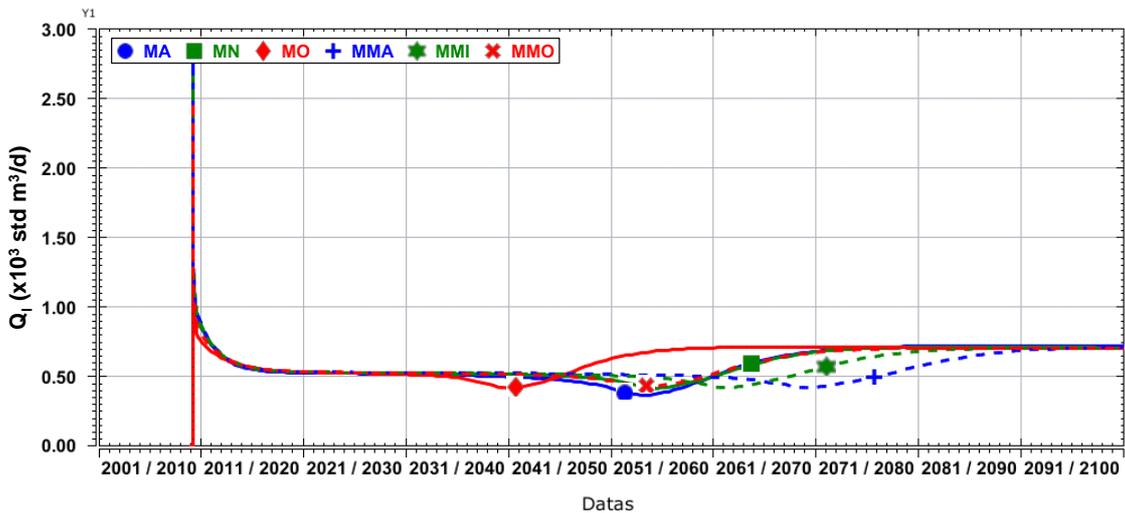


Figura 4.66 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso heterogêneo aleatório.

A evolução da saturação de água nos cenários de molhabilidade é mostrada na Figura 4.67 a Figura 4.72. Na Figura 4.16, apresentada no item 4.2.2, encontra-se posição da seção transversal utilizada. Observa-se nos resultados a formação de pequenas canalizações de água devido a heterogeneidade do reservatório e pior eficiência de varrido e deslocamento quanto mais molhável ao óleo. Principalmente nos casos MO e MMO, aparecem regiões onde o óleo praticamente não foi deslocado na direção do poço produtor.

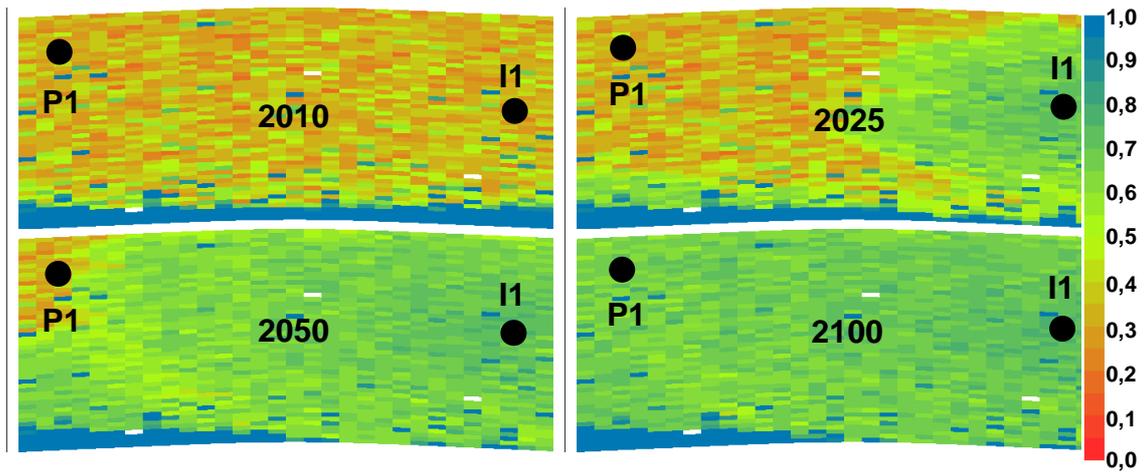


Figura 4.67 – Evolução do S_w no cenário MA no caso heterogêneo aleatório e escala de cores utilizada.

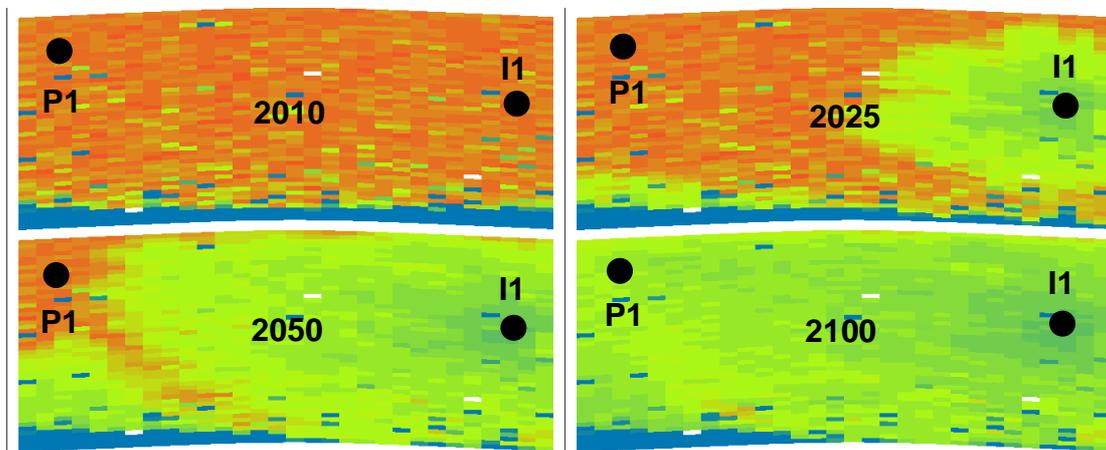


Figura 4.68 – Evolução do S_w no cenário MN no caso heterogêneo aleatório.

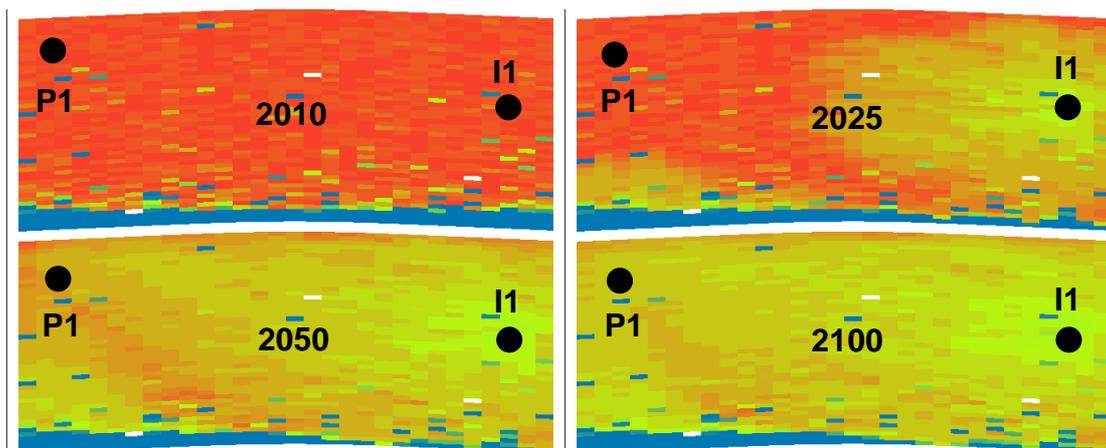


Figura 4.69 – Evolução do S_w no cenário MO no caso heterogêneo aleatório.

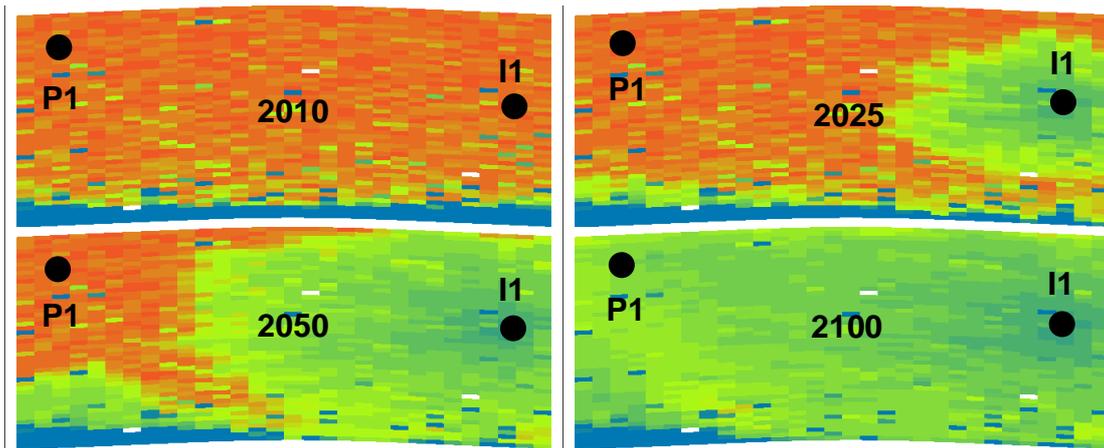


Figura 4.70 – Evolução do S_w no cenário MMA no caso heterogêneo aleatório.

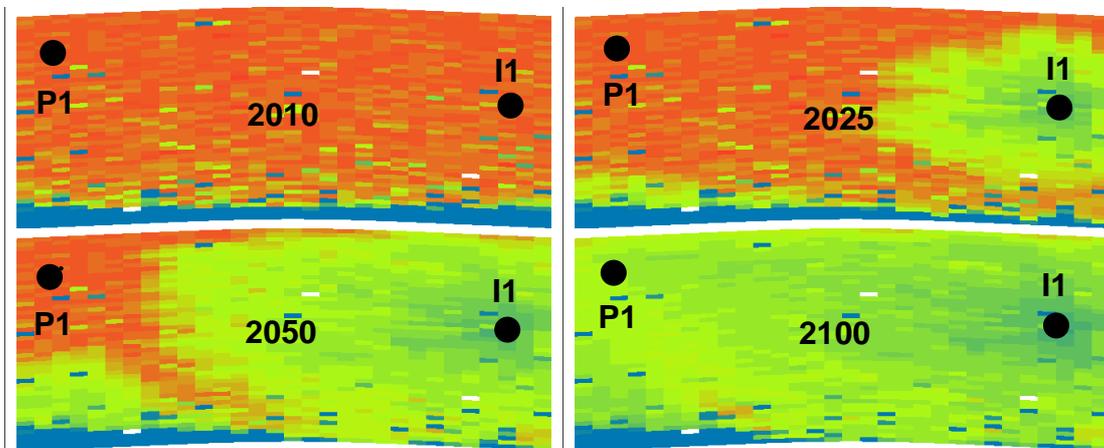


Figura 4.71 – Evolução do S_w no cenário MMI no caso heterogêneo aleatório.

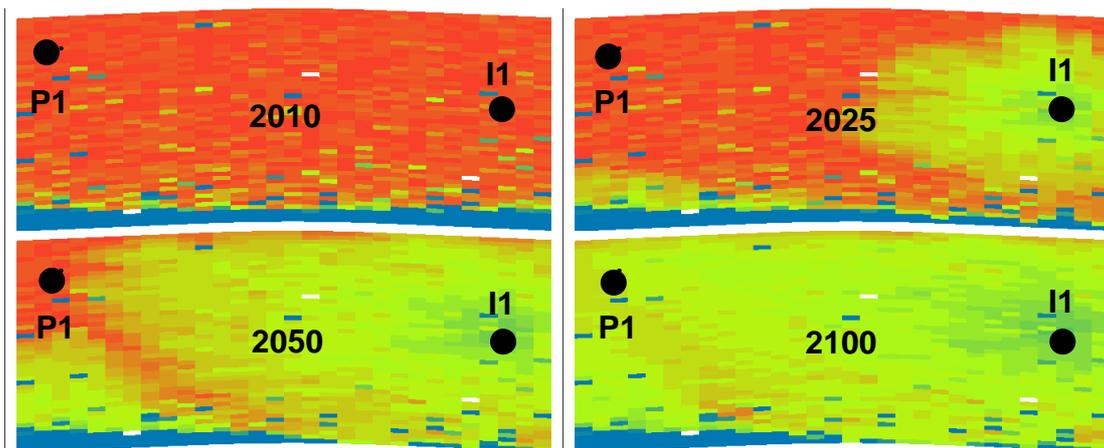


Figura 4.72 – Evolução do S_w no cenário MMO no caso heterogêneo aleatório.

Do ponto de vista econômico, o cenário MMA repete o bom desempenho obtido no FR e Np, como o cenário de maior receita. O cenário MO novamente aparece como o de pior desempenho. Os valores da produção acumulada atualizada para o valor presente (*NPA*) para todos os cenários estão na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – *NPA* para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo aleatório.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
<i>NPA</i> ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	2,34	2,38	2,23	2,41	2,39	2,34
Desempenho	5º	3º	6º	1º	2º	4º

4.3.3. Discussão sobre os Resultados.

De uma forma geral, quando avaliado o impacto da molhabilidade na produção e recuperação, os resultados obtidos no caso heterogêneo aleatório foram semelhantes aos resultados obtidos no caso homogêneo. Apesar de haver diferenças entre os casos homogêneos e heterogêneos, como a antecipação da chegada da água por exemplo, a análise relativa dos cenários de molhabilidade em cada caso mostra que o caso heterogêneo aleatório não alterou de forma significativa o impacto da molhabilidade, ou seja, ela pouco acentua ou atenua as diferenças, não invertendo as tendências.

Da mesma forma que no caso homogêneo:

- A molhabilidade impacta fortemente o VOIP e o volume de óleo móvel (VOM) do reservatório e conseqüentemente o FR e o Np.
- Os baixos valores de S_{or} nos casos de molhabilidade mista resultam em altos FR's e produções acumuladas de óleo (Np) no longo prazo. No curto e médio prazos, o k_{ro} , o k_{rw} , o VOIP e o VOM são mais relevantes para o FR e para o Np.
- Quanto mais molhável ao óleo pior a eficiência da injeção de água por conta de menores eficiências de varrido e deslocamento.
- O tempo decorrido até a chegada da água é altamente impactado pela molhabilidade.

- Zonas de transição muito expressivas antecipam a chegada da água nos poços produtores. Quando a zona de transição não é relevante, quanto mais molhável à água maior a eficiência da injeção.
- A curva de P_c na drenagem primária é mais relevante do que a de embebição.
- A tendência no curto prazo é que, quanto mais molhável à água, maior será a produtividade dos poços produtores, devido ao maior k_{ro} destes cenários.

A semelhança nos resultados entre os casos homogêneo e heterogêneo aleatório se deve, em parte, ao tipo de heterogeneidade introduzida no modelo. A heterogeneidade aleatória não induz significativos caminhos preferenciais resultando em frentes de avanço da água similares.

A expectativa de que regiões de mais baixa porosidade e permeabilidade seriam pouco “lavadas” pela água injetada se confirmou, porém com pequenos impactos na produção e recuperação devido os pequenos volumes de óleo nestas regiões (baixo Φ e alto S_{wi}).

4.4. Reservatório Carbonático Heterogêneo Estratificado.

O reservatório heterogêneo estratificado é um caso sintético utilizado para avaliar o impacto da molhabilidade na produção e recuperação em reservatórios com este tipo de heterogeneidade. A heterogeneidade deste cenário é retratada através de camadas de alta e baixa porosidade intercaladas. Em função da variação da porosidade também são variadas a permeabilidade, a saturação irreduzível de água (S_{wi}) e de óleo (S_{or}) e as curvas de k_{rl} e P_c .

Foram consideradas camadas com Φ de 10% e 20% mantendo-se, desta forma, o volume poroso utilizado no caso heterogêneo aleatório. O modelo de porosidade encontra-se apresentado na Figura 4.73.

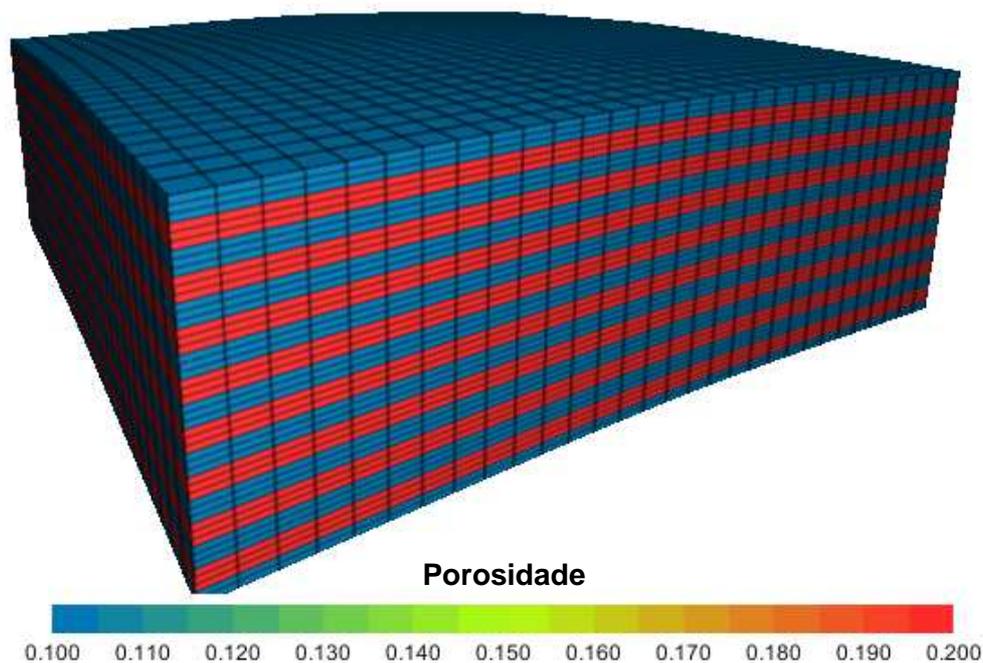


Figura 4.73 – Perspectiva do modelo de porosidade utilizado no caso heterogêneo estratificado.

A permeabilidade (k) foi obtida utilizando a correlação k versus Φ já apresentada na Figura 4.4.

Novamente considerou-se que 70% da espessura é composta por rocha reservatório e o restante por não reservatório (NTG=70%).

4.4.1. Elaboração dos Cenários de Molhabilidade.

Da mesma forma que no caso homogêneo (item 4.2) e heterogêneo aleatório (item 4.3) , foram elaborados seis cenários de molhabilidade (MA, MN, MO, MMA, MMI e MMO).

Para os valores de S_{wi} foi utilizada a mesma correlação com k empregada no caso heterogêneo aleatório (item 4.3.1 - Figura 4.55).

Os valores de S_{or} foram obtidos utilizando-se a mesma correlação com S_{wi} empregada no caso heterogêneo aleatório (item 4.3.1 - Figura 4.56).

Os valores de k_{rwmax} , k_{romax} também foram obtidos através das mesmas correlações já apresentadas no item 4.3.1 (Figura 4.57).

Na Tabela 4.11 são apresentados os parâmetros utilizados nas camadas de alta e baixa porosidade (Φ), considerando as correlações supracitadas, em cada cenário de molhabilidade.

Tabela 4.11 – Parâmetros utilizados na elaboração dos cenários de molhabilidade para o caso heterogêneo estratificado.

Camadas	Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
Camadas baixo Φ $\Phi = 10\%$ e $k=1,5\text{mD}$	S_{wi} (%)	37,3	24,2	11,7	17,7	15,2	11,7
	S_{or} (%)	20,6	18,7	34,8	12,5	9,8	14,9
	k_{romax}	0,42	0,35	0,28	0,38	0,35	0,31
	k_{rwmax}	0,05	0,18	0,31	0,11	0,18	0,24
Camadas alto Φ $\Phi = 20\%$ e $k=100\text{mD}$	S_{wi} (%)	24,8	17,1	8,8	13,1	11,5	8,8
	S_{or} (%)	28,1	20,9	35,1	13,4	10,2	15,1
	k_{romax}	0,78	0,65	0,52	0,71	0,65	0,58
	k_{rwmax}	0,17	0,47	0,71	0,30	0,44	0,57

Para simulação deste caso heterogêneo estratificado novamente foi utilizado o processo de normalização das saturações e permeabilidades relativas e adimensionalização da pressão capilar através da função J (ver Eq. (4.6), Eq. (4.7), Eq. (4.8), Figura 4.58 e Figura 4.59).

4.4.2. Resultados.

Da mesma forma que no caso homogêneo e heterogêneo aleatório, o volume original de óleo (VOIP) e o volume de óleo móvel (VOM) do reservatório mudam em função do cenário de molhabilidade, conforme apresentado na Tabela 4.12. Novamente destaca-se o cenário MA como o de menor VOIP e VOM, e os cenários MMO e MMI como os de maiores VOM.

Tabela 4.12 – VOIP e VOM para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo estratificado.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
VOIP ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	20,0	23,9	27,3	24,4	25,4	26,8
Aumento do VOIP em relação ao MA	0%	20%	37%	22%	27%	34%
VOM ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	12,0	17,4	16,2	20,1	22,0	21,9
Aumento do VOM em relação ao MA	0%	45%	35%	68%	83%	83%

Na Figura 4.74 encontram-se apresentados os fatores de recuperação (FR) do reservatório ao longo do tempo.

Observa-se que até um período de 50 anos de produção e injeção, o cenário MA apresenta o maior FR, beneficiando-se do alto k_{ro} , valores mais positivos de P_c na curva de embebição e influenciado pelo menor VOIP ($FR=Np/VOIP$). Com o aumento do corte de água (BSW, Figura 4.75) a situação se modifica, com o cenário MMA a se beneficiar do baixo S_{or} e levando ao maior FR ao final de noventa anos. O cenário MO apresenta o menor FR ao longo de todo o período devido o alto S_{or} , baixo k_{ro} e influenciado pelo maior VOIP.

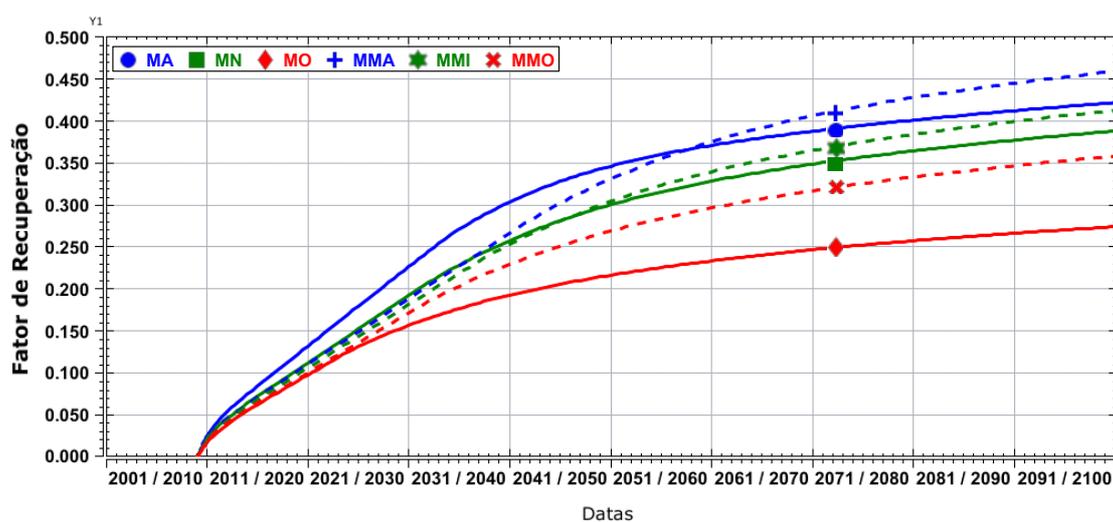


Figura 4.74 – Fator de recuperação ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.

Comparando-se com o caso homogêneo e heterogêneo aleatório, os FR's do caso heterogêneo estratificado são inferiores devido à formação de canalizações da água

nas camadas de mais alta permeabilidade, antecipando a chegada da água (ver Figura 4.75).

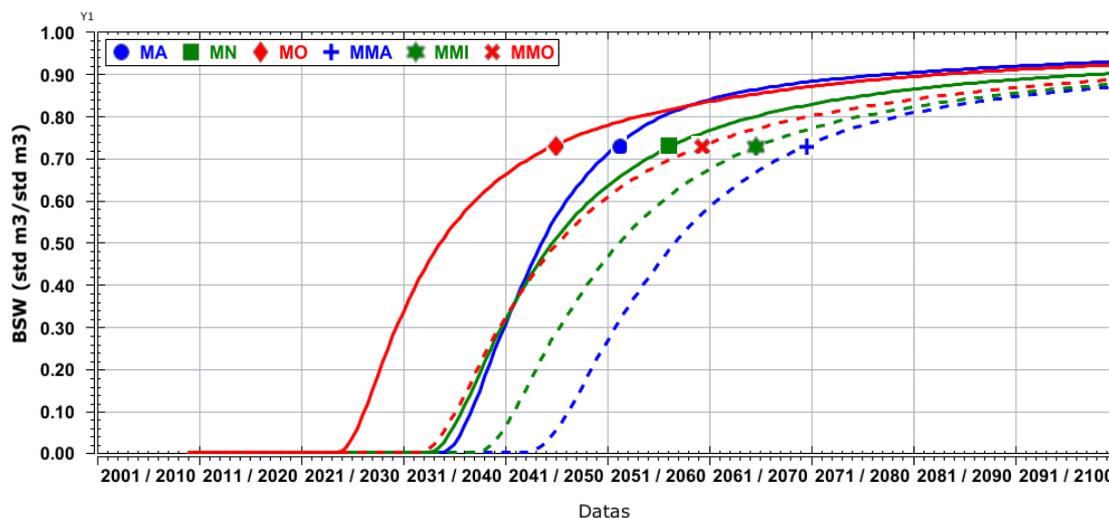


Figura 4.75 – Fração de água produzida ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.

A produção de óleo ao longo do tempo e a produção de óleo acumulada (N_p) encontram-se apresentadas na Figura 4.76 e Figura 4.77. Na Figura 4.78 encontra-se apresentado em detalhe o comportamento nos primeiros anos de produção.

Observa-se que até 15 anos de produção, todos os cenários apresentam produção de óleo bastante semelhante. Em função do maior volume de óleo móvel, alta embebição espontânea à água, boa razão de mobilidade, e conseqüente chegada da água mais tardia, o cenário MMA apresenta a maior produção acumulada. No outro extremo, em função do menor volume de óleo móvel, ausência de embebição à água, baixa razão de mobilidade, e conseqüente chegada antecipada da água, o cenário MO apresenta a menor produção acumulada final. O cenário MA, que apresenta o segundo melhor desempenho em termos de FR, influenciado pelo menor VOIP, apresenta apenas o quinto melhor desempenho em produção acumulada, devido os menores volumes de óleo móvel, superando apenas o caso MO.

Comparando-se com o caso homogêneo e heterogêneo, a produção do caso heterogêneo estratificado é inferior devido à antecipação da chegada da água.

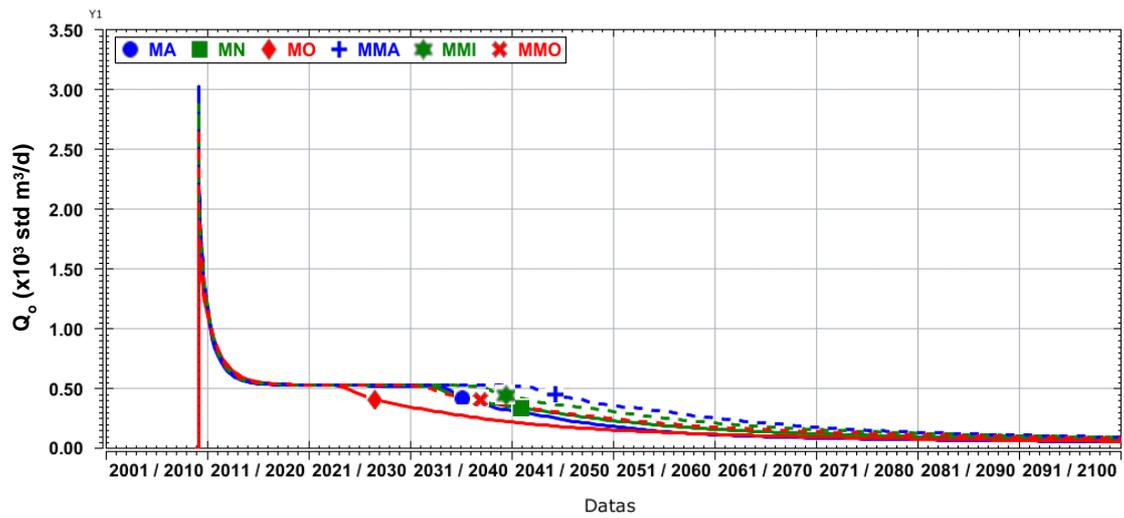


Figura 4.76 – Produção de óleo ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.

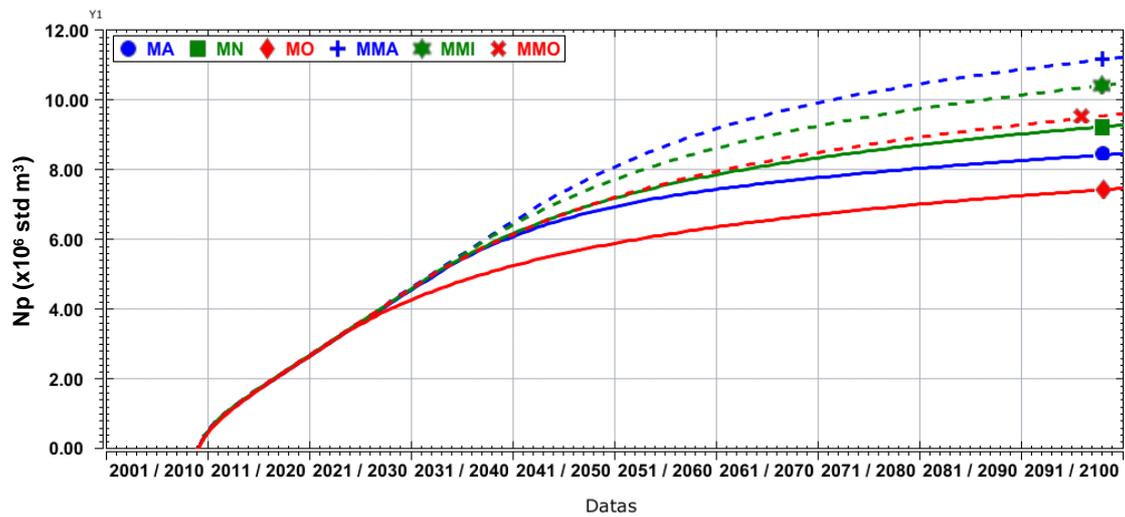


Figura 4.77 – Produção acumulada de óleo no caso heterogêneo estratificado.

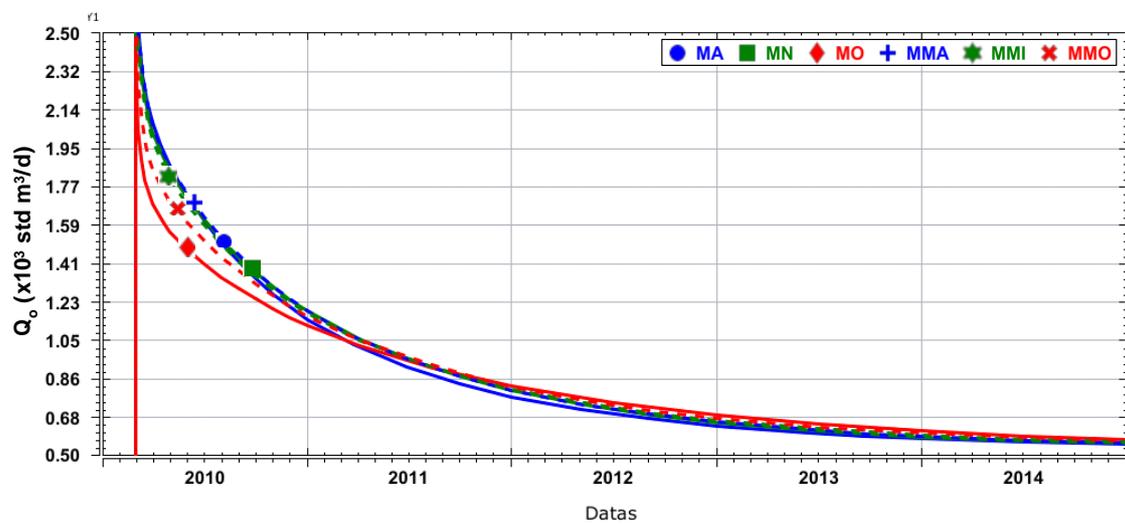


Figura 4.78 – Produção de óleo ao longo dos 5 primeiros anos no caso het. estratificado.

O comportamento da pressão média do reservatório é mostrado na Figura 4.79. A produção de líquido é apresentada na Figura 4.80.

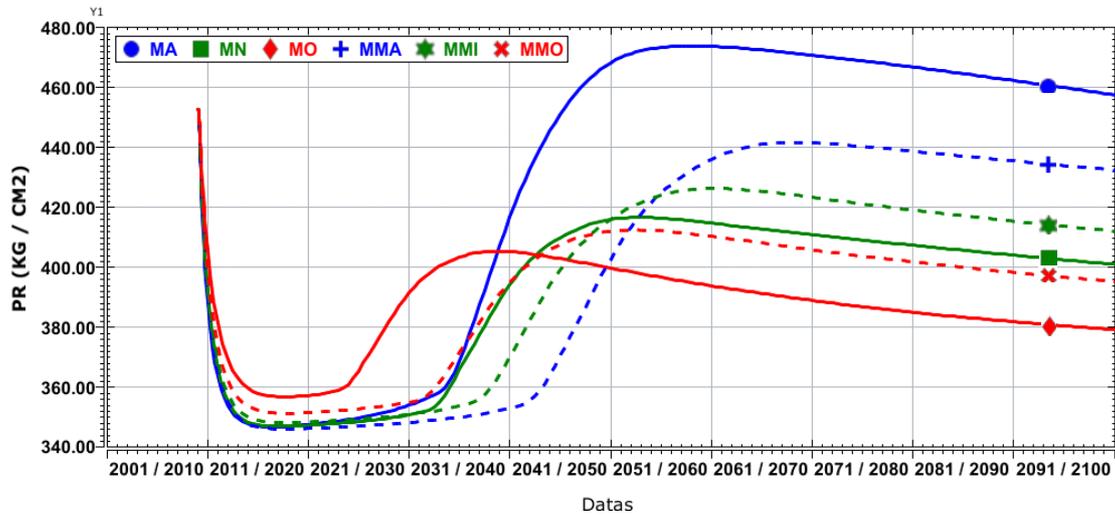


Figura 4.79 – Variação da pressão média do reservatório no DATUM de 4100m no caso heterogêneo estratificado.

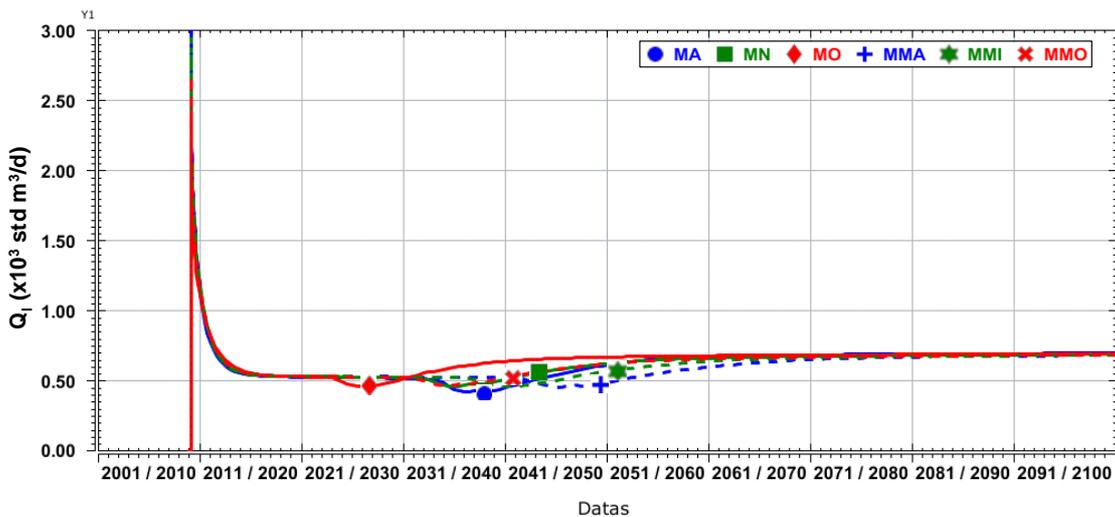


Figura 4.80 – Produção de líquido ao longo do tempo no caso heterogêneo estratificado.

A evolução da saturação de água nos cenários de molhabilidade é mostrada da Figura 4.81 à Figura 4.86. A seção transversal utilizada cruza os dois poços verticais. Observa-se nas seções a formação de canalizações de água devido à heterogeneidade estratificada do reservatório e pior eficiência de varrido e deslocamento quanto mais molhável ao óleo. Principalmente nos casos MO e MMO, aparecem regiões onde o óleo praticamente não foi deslocado na direção do poço produtor.

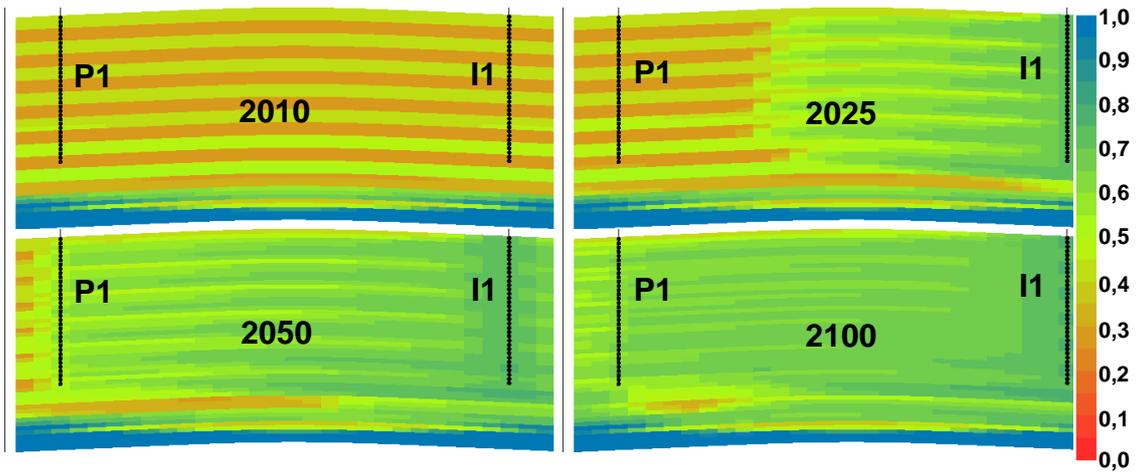


Figura 4.81 – Evolução do S_w no cenário MA no caso heterogêneo estratificado e escala de cores.

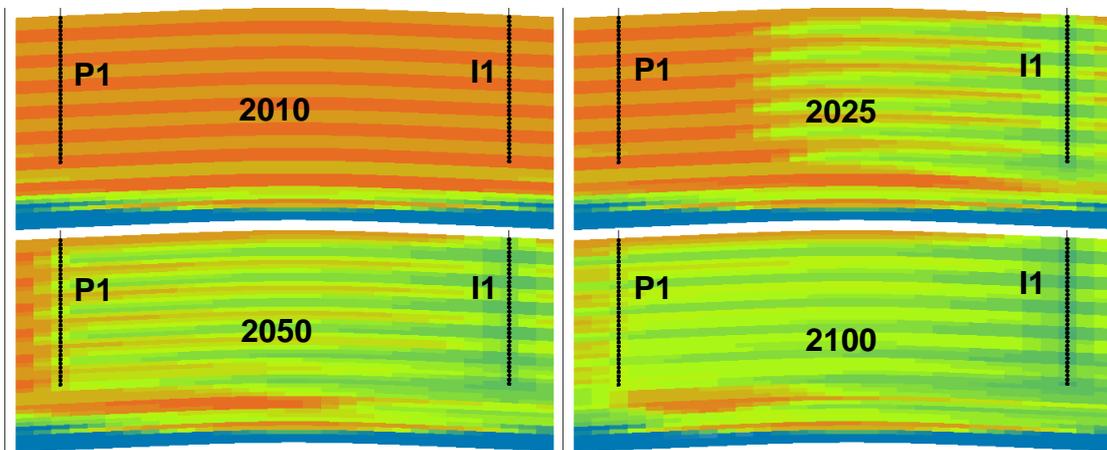


Figura 4.82 – Evolução do S_w no cenário MN no caso heterogêneo estratificado.

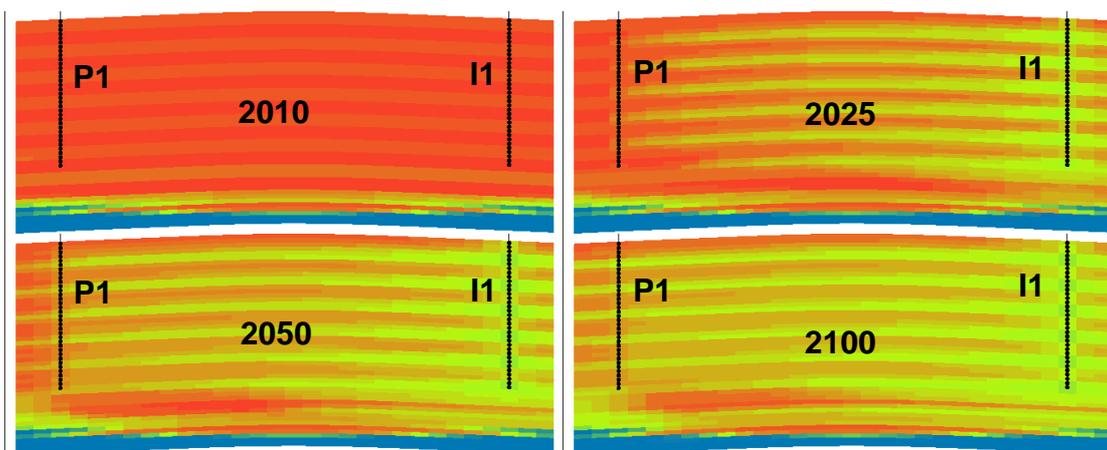


Figura 4.83 – Evolução do S_w no cenário MO no caso heterogêneo estratificado.

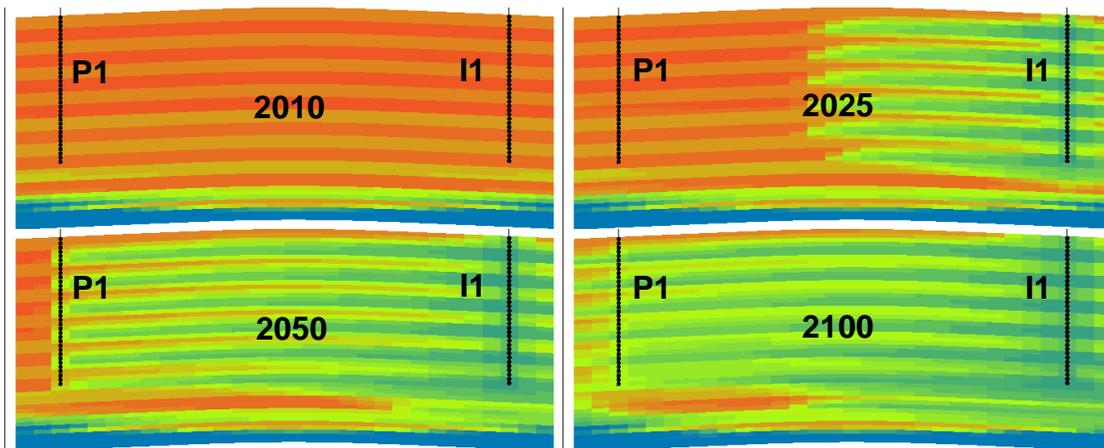


Figura 4.84 – Evolução do S_w no cenário MMA no caso heterogêneo estratificado.

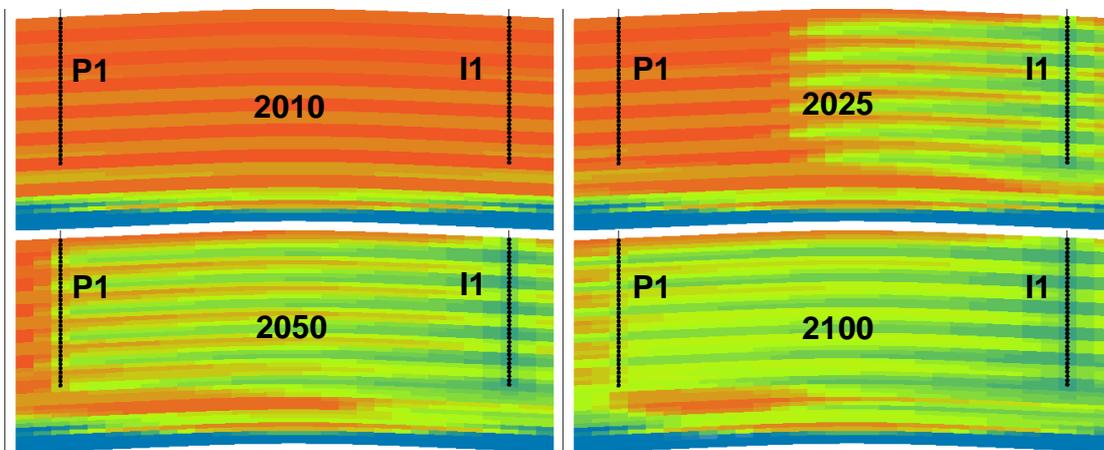


Figura 4.85 – Evolução do S_w no cenário MMI no caso heterogêneo estratificado.

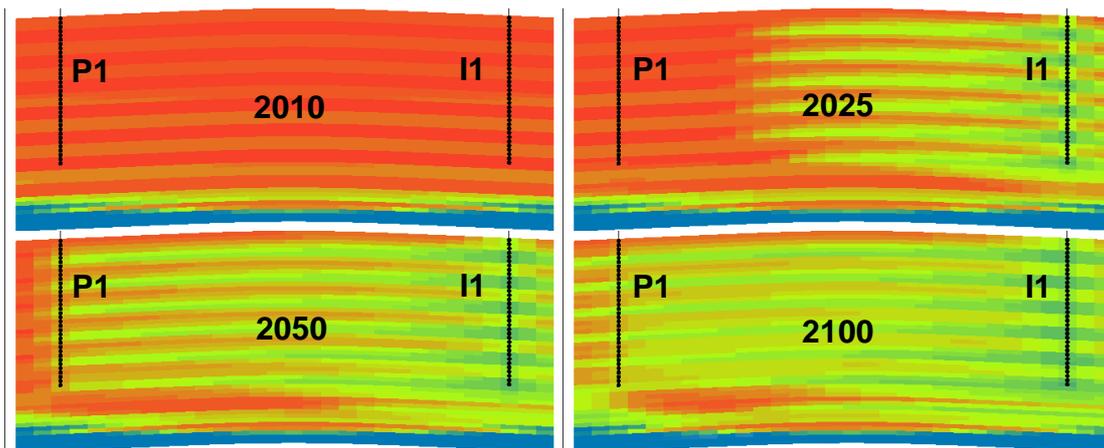


Figura 4.86 – Evolução do S_w no cenário MMO no caso heterogêneo estratificado.

Do ponto de vista econômico, o cenário MMA repete o bom desempenho obtido no FR e Np, como o cenário de maior receita. O cenário MO novamente aparece como o de pior desempenho. Os valores da produção acumulada atualizada para o valor presente (*NPA*) para todos os cenários estão na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – *NPA* para cada cenário de molhabilidade no caso heterogêneo aleatório.

Casos	MA	MN	MO	MMA	MMI	MMO
<i>NPA</i> ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	2,48	2,52	2,35	2,58	2,56	2,51
Desempenho	5º	3º	6º	1º	2º	4º

4.4.3. Discussão sobre os Resultados.

Neste caso heterogêneo estratificado novamente foram obtidos resultados relativos, avaliando-se o impacto da molhabilidade, semelhantes aos resultados obtidos nos casos homogêneo e heterogêneo aleatório. No entanto, analisando-se em detalhe a evolução dos resultados, nota-se que, com a inserção progressiva de heterogeneidades, as diferenças entre os cenários são atenuadas com o aumento da heterogeneidade do reservatório.

Na Figura 4.87 encontra-se apresentado o corte de água nos casos homogêneo, heterogêneo aleatório e heterogêneo estratificado, nos cenários MO e MMA, que apresentam a chegada da água mais cedo (MO) e mais tarde (MMA) entre os seis cenários. Observa-se uma significativa redução na diferença entre o momento da chegada da água no cenário MO e MMA, na medida em que o reservatório se torna mais heterogêneo. Enquanto no caso homogêneo a diferença é de 35 anos, no caso heterogêneo aleatório é de 29 anos e no caso heterogêneo estratificado é de 18 anos.

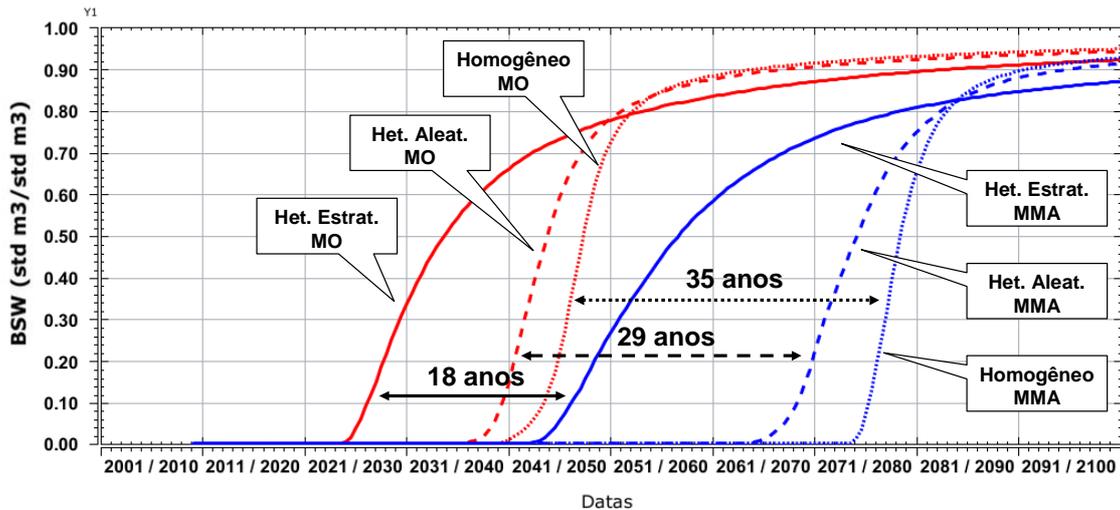


Figura 4.87 – Chegada e evolução do corte de água (BSW) nos casos homogêneo, heterogêneo aleatório e heterogêneo estratificado, nos cenários MO e MMA.

Da mesma forma, o comportamento do Np e FR também demonstra a atenuação dos impactos da molhabilidade com uma maior heterogeneidade.

Na Figura 4.88 e Figura 4.89 são apresentadas as produções acumuladas de óleo (Np) e os fatores de recuperação (FR), de longo prazo, nos três casos estudados, nos seis cenários de molhabilidade. Em relação ao Np, enquanto a diferença entre o maior e menor Np no caso homogêneo é de 62%, no caso heterogêneo estratificado essa diferença é de 50%. Da mesma forma, enquanto a diferença entre o maior e menor FR no caso homogêneo é de 81%, no caso heterogêneo estratificado é de 68%.

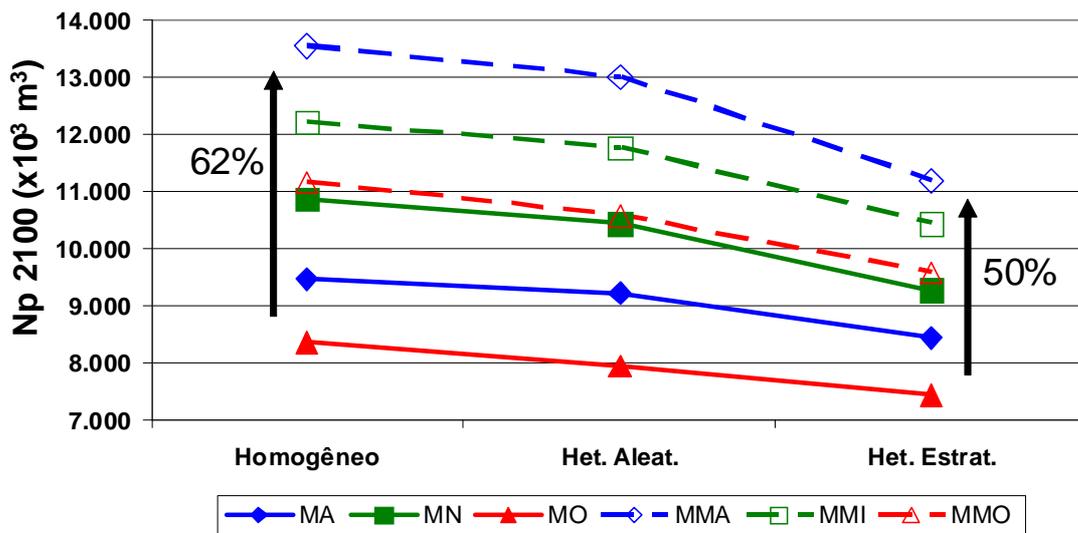


Figura 4.88 – Np em 2100 nos casos homogêneo, heterogêneo aleatório e heterogêneo estratificado, nos cenários MA, MN, MO, MMA, MMI e MMO.

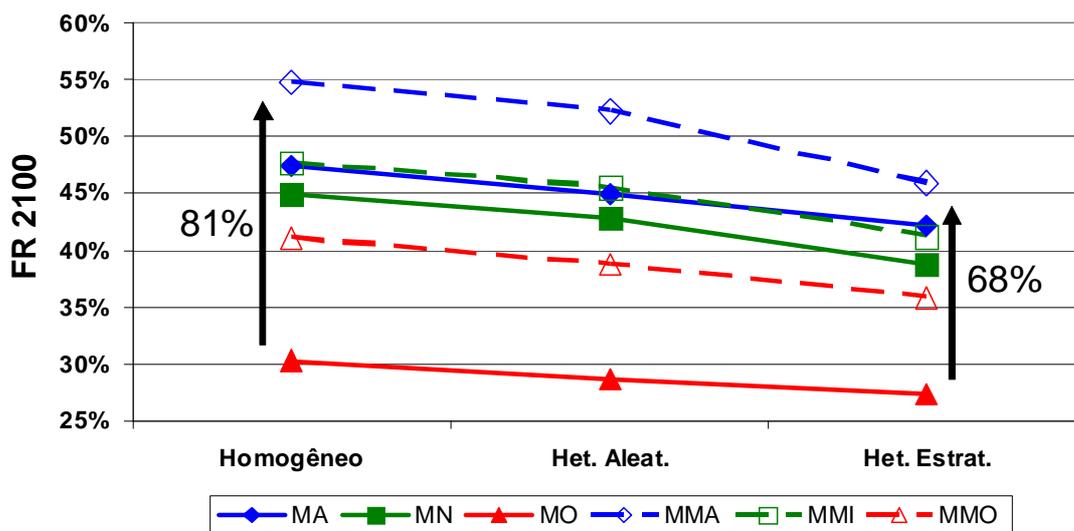


Figura 4.89 – FR em 2100 nos casos homogêneo, heterogêneo aleatório e heterogêneo estratificado, nos cenários MA, MN, MO, MMA, MMI e MMO.

O motivo para a atenuação dos impactos da molhabilidade com o aumento da heterogeneidade é a preponderância da própria heterogeneidade nos resultados, reduzindo a importância relativa da molhabilidade.

Em um reservatório homogêneo a frente de avanço da água é função apenas da razão de mobilidade dos fluidos no reservatório e efeitos capilares, ou seja, é essencialmente uma função da molhabilidade da rocha. Quanto maiores as heterogeneidades do reservatório, maiores serão os impactos da própria heterogeneidade no avanço da água, com a razão de mobilidade e efeitos capilares sendo relativamente menos preponderantes.

De forma a ilustrar esta afirmação, consideremos um caso heterogêneo extremo, como um reservatório fraturado, onde uma fratura condutiva conecta diretamente o poço injetor de água ao produtor. Neste caso, o impacto da molhabilidade no tempo decorrido até a chegada da água seria muito pequeno, uma vez que a água chegaria rapidamente ao poço produtor, prevalecendo a transmissibilidade e volume da fratura em detrimento da molhabilidade da matriz. Semelhantemente, os impactos no N_p e FR também seriam reduzidos, com a matriz da rocha sendo pouco varrida e embebida pela água, predominando o fluxo pela fratura.

Capítulo 5. Conclusões e Recomendações.

Neste capítulo são apontadas as conclusões do estudo realizado, assim como recomendações para trabalhos futuros que pretendam dar continuidade à pesquisa aqui apresentada, utilizando-se dos seus resultados.

5.1. Conclusões.

No presente trabalho foi realizada uma extensa revisão do estado da arte sobre os fundamentos da molhabilidade. Foi mostrado o processo de modelagem de reservatórios, e como a molhabilidade é representada na modelagem conceitual, matemática e numérica. Foram realizados estudos de casos onde cenários de molhabilidade, baseados em características apresentadas na literatura, foram construídos. Através de simulação numérica de reservatórios, foram conduzidas análises de sensibilidade para identificação dos parâmetros da molhabilidade mais relevantes, e avaliado o impacto de diferentes cenários de molhabilidade na produção e recuperação de petróleo com injeção de água.

Na revisão do estado da arte foram detectadas divergências sobre qual seria a condição ótima de molhabilidade para produção e recuperação de petróleo. Essas divergências podem ser atribuídas às seguintes razões:

- falta de padronização dos métodos para caracterização da molhabilidade e para condição inicial das amostras nas análises;
- dificuldade de se reproduzir em laboratório os estados de molhabilidade desejados;
- variação nas definições de molhabilidade intermediária, neutra, mista, levemente molhável à água e levemente molhável ao óleo;
- influência da taxa de injeção e gradientes de pressão nas análises de laboratório;

- quantidade de volumes porosos de água injetados em experimentos de laboratório; e
- fonte dos resultados (laboratório, campo ou simulação) e prazo para análise (curto, médio e longo prazos).

Com a realização dos estudos de casos, constatou-se o forte impacto da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo. Em longo prazo, as maiores produções acumuladas de óleo e fatores de recuperação são obtidas em reservatórios de molhabilidade mista levemente molháveis à água. Este cenário se beneficia das baixas saturações irreduzíveis de óleo e de água, alta permeabilidade relativa ao óleo e alta embebição espontânea à água.

Em curto e médio prazos, quanto mais molhável à água melhores são os resultados na recuperação de petróleo (FR) devido à melhor eficiência da injeção de água e maior produtividade nos poços produtores e influenciado pelo menor volume de óleo original do reservatório ($FR=Np/VOIP$). No entanto, reservatórios molháveis à água podem ter piores resultados se houver limitações de planta (limitação de potencia das bombas de injeção ou perda de carga elevada na linha e coluna de injeção da plataforma até o fundo do poço) ou reservatório (limites geomecânicos para reativação de falhas ou fraturamento hidráulico da rocha) para pressão máxima de injeção de água.

Em relação à produção de petróleo, cenários fortemente molháveis à água são negativamente impactados pelas altas saturações irreduzíveis de água e óleo levando a um menor volume de óleo móvel. De forma oposta, cenários de molhabilidade mista caracterizados por baixas saturações irreduzíveis de óleo e água, apresentam bons resultados devido aos altos volumes de óleo móvel.

Havendo dados que reduzam a incerteza no volume de óleo do reservatório, tais como perfis de saturação, quanto maior a molhabilidade à água melhor o desempenho da injeção de água, devido a menor razão de mobilidade dos fluidos no reservatório e maior embebição espontânea da água.

A molhabilidade impacta fortemente a avaliação do VOIP e do volume de óleo móvel do reservatório, decorrente das saturações irreduzíveis de óleo e de água e da pressão capilar no processo de drenagem primária.

O tempo decorrido para a chegada da água e o desenvolvimento do corte de água nos poços produtores são profundamente impactados pela molhabilidade, com reservatórios de molhabilidade mista beneficiando-se de maiores volumes de óleo

móvel, e a chegada da água sendo antecipada quanto mais molhável ao óleo for o reservatório.

Após a chegada da água, o corte de água cresce mais rapidamente quanto mais molhável à água. Em reservatórios de molhabilidade mista, e quanto maior a preferência pelo óleo, o aumento do corte da água é mais suave e a produção de óleo se mantém em níveis mais elevados por mais tempo.

Zonas de transição são mais expressivas quanto maior for a molhabilidade à água, podendo antecipar a chegada da água no poço produtor devido às elevadas saturações móveis de água, oriundas da pressão capilar no processo de drenagem primária, e devido o menor volume de óleo móvel no reservatório.

Os casos estudados sugerem que, quanto maior a heterogeneidade do reservatório, menor a importância relativa da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo, preponderando a própria heterogeneidade em detrimento da molhabilidade.

Do ponto de vista de indicadores econômicos, tanto cenários de molhabilidade neutra, quanto de molhabilidade mista, podem apresentar os melhores resultados em termos de receita, dependendo das características do reservatório, do plano de desenvolvimento do campo, dos prazos do projeto e dos aspectos econômicos utilizados nas análises.

Devido ao alto custo para aquisição de dados petrofísicos em projetos no mar e com a grande dispersão observada em dados desta natureza, a condição de molhabilidade de um reservatório é um fator de incerteza fundamental a ser considerado na previsão de produção, e na própria elaboração dos planos de desenvolvimento. O conhecimento das incertezas e dos impactos da molhabilidade é importante para a adoção de estratégias robustas, onde a melhor solução é aquela que tenha um bom desempenho em diversos cenários possíveis.

A elaboração de cenários de molhabilidade deve ser realizada considerando todos os parâmetros petrofísicos envolvidos. No presente trabalho, a construção dos cenários de molhabilidade considerou tendências e correlações que devem ser observadas e, se possível, estimadas com dados do próprio campo, para correta quantificação dos impactos que as incertezas na molhabilidade podem ocasionar.

5.2. Recomendações para Trabalhos Futuros.

Durante o desenvolvimento desta dissertação foram identificados aspectos relevantes a explorar para um melhor entendimento dos fenômenos físicos relacionados à molhabilidade e dos impactos na produção e recuperação.

Estudos mais aprofundados devem ser realizados para caracterização e simulação da histerese entre as curvas de permeabilidade relativa de drenagem primária e embebição. A histerese na curva de permeabilidade relativa, não considerada no presente trabalho, pode ter impactos na produção e recuperação, especialmente se os poços produtores encontram-se em zonas de transição com elevadas saturações móveis de água. Nestes casos, não utilizando a histerese na permeabilidade relativa, os modelos de simulação podem indicar, de forma errônea, a produção de água de forma muito antecipada.

Utilizando-se simulação numérica de reservatórios, variações nas pressões e vazões de injeção e produção devem ser realizadas para avaliar o impacto da molhabilidade em diversas condições operacionais. Na revisão bibliográfica conduzida, foram encontradas citações sobre o impacto da taxa de injeção e gradiente de pressão nos resultados das análises realizadas em laboratórios petrofísicos. De forma geral, menciona-se que quanto maiores as taxas e gradientes, menores os impactos da molhabilidade nos resultados.

Devem ser realizados novos estudos, em conjunto com análises laboratoriais, para a caracterização das curvas de pressão capilar de drenagem primária em reservatórios molháveis ao óleo. Em praticamente todas as publicações contendo dados de campo, são apresentadas curvas de pressão capilar de drenagem primária positivas, isto é, molháveis à água. Em publicações contendo descrições teóricas e materiais tratados em laboratório para obtenção de condições extremas de molhabilidade ao óleo, são mostradas curvas de drenagem primária invertidas em relação às molháveis à água, isto é, com, pressão capilar sempre negativa. De forma geral, as curvas de drenagem primária são obtidas a partir de amostras sem a restauração da molhabilidade original e com a injeção forçada de óleo desde o início, não permitindo a medição, nas condições de molhabilidade do reservatório, da drenagem espontânea da água até uma condição de equilíbrio. A adoção nos modelos de simulação de curvas de drenagem primária com trechos negativos promoveria saturações de óleo abaixo do contato óleo-água (franja capilar invertida), algo teoricamente possível de existir em reservatórios molháveis ao óleo ou de molhabilidade fracional e mista.

Estudos de casos considerando reservatórios fraturados para analisar o impacto da molhabilidade são necessários. Diferentes alinhamentos dos poços em relação às fraturas devem ser testados. Fraturas podem conectar rapidamente poços produtores à água de injeção ou aquífero ocasionando a não produção de grandes volumes de óleo localizados na matriz da rocha.

Finalmente, novas simulações considerando outros métodos de recuperação, como a injeção de gás imiscível e com miscibilidade e WAG (injeção alternada de gás e água), devem ser realizadas para identificação dos impactos da molhabilidade nessas situações.

Referências Bibliográficas.

- [1] Craig, F.F. Jr.: **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**, Monograph series, SPE, Richardson, TX, 1971.
- [2] Agbalaka, C. *et al.*: **"The Effect of Wettability on Oil Recovery: A Review"**, SPE 114496, Out. 2008.
- [3] Treiber, L.E., Archer, D.L. & Owens. W. W.: **"Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs"**, SPEJ, 12, 531-40, Dez. 1971.
- [4] Okasha, T.M., Funk, J.J. & Al-Rashidi, H.N.: **"Fifty Years of Wettability Measurements in the Arab-D Carbonate Reservoir"**, SPE 105114, apresentado em **15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference**, Bahrain, Mar. 2007.
- [5] Anderson, W.G.: **"Wettability Literature Survey - Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability"**, Journal of Petroleum Technology 38, pp. 1125–1144, Out. 1986.
- [6] Buckley, S.E. & Leveret, M.C.: **"Mechanism of Fluid Displacement in Sands"**, Trans., AIME, Vol. 146, 187-196, 1942.
- [7] Kennedy, H.T., Burja, E.O. & Boykin, R.S.: **"An Investigation of the Effects of Wettability on the Recovery of Oil by Water Flooding"**, J. Phys. Chem., Vol. 59, 867, 1955.
- [8] Moore, T.F. & Slobod , R.L.: **"Effect of Viscosity and Capillarity on Displacement of Oil by Water"**, Prod Monthly, 20, Out. 1956.
- [9] Amott, E.: **"Observations Relating to the Wettability of Porous Rock"**, Transactions, AIME 216: 156–162, 1959.
- [10] Jadhunandan, P.P. and Morrow, N.R.: **"Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems"**, SPE Reservoir Engineering 10, no. 1: 40–46, Fev. 1995.

- [11] Li, K., Lenormand, R., Robin, M. & Codreanu, B.D.: **“Numerical Evaluation of the Combined Effect of Wettability and Heterogeneity on Waterflood Performance”**, International Energy Agency, Copenhagen DK, 1997.
- [12] Donaldson, E.C., Thomas, R.D. & Lorenz, P.B.: **“Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency”**, SPE Journal 9: 13–20, Mar. 1969.
- [13] Owens, W.W. & Archer, D.L.: **“The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships”**, J. Pet. Tech. 873-78, Trans, AIME, 251, Jul. 1971.
- [14] Rathmell, J.J., Braun, P.H. & Perkins, T.K.: **“Reservoir Waterflood Residual Oil Saturation from Laboratory Tests”**, J. Pet. Tech., 25: 175-185, 1973.
- [15] Lorenz, P.B., Donaldson, E.C. & Thomas, R.D.: **“Use of Centrifugal Measurements of Wettability to Predict Oil Recovery”**, USBM 7873, Bartlesville Energy Technology Center, 1974.
- [16] Anderson, W.G.: **“Wettability Literature Survey—Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure”**, Journal of Petroleum Technology 39: 1283–1300, Out. 1987.
- [17] Brown, R.J.S. & Fatt, I.: **“Measurements of Fractional Wettability of Oilfield Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method”**, Transactions, AIME 207: 262–264, 1956.
- [18] Holbrook, O.C., & Bernard, G.C.: **“Determination of Wettability by Dye Adsorption”**, Trans., AIME 204, 86-91, 1955.
- [19] Salathiel, R.A.: **“Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks,”** Journal of Petroleum Technology 25: 1216–1224, Out. 1973.
- [20] Kyte, J.R., Naumann, V.O. & Mattax, C.C.: **“Effect of Reservoir Environment on Water-Oil Displacements”**, JPT, 579-582, Jun. 1961.
- [21] Anderson, W.G.: **“Wettability Literature Survey—Part 2: Wettability Measurement”**, Journal of Petroleum Technology 38: 1246–1262, Nov. 1986.
- [22] Anderson, W.G.: **“Wettability Literature Survey—Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media”**, Journal of Petroleum Technology 38: 1371–1378, Dez. 1986.

- [23] Anderson, W.G.: **“Wettability Literature Survey—Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability”**, Journal of Petroleum Technology 39: 1453–1468, Nov. 1987.
- [24] Anderson, W.G.: **“Wettability Literature Survey—Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding”**, Journal of Petroleum Technology 39: 1605–1622, Dez. 1987.
- [25] Abdallah, W. *et al.*: **“Fundamentals of Wettability”**, Oilfield Review, Summer 2007, Disponível em <http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2007/or2007sum04_wettability.aspx> Acesso em 02 jun. 2010 16:50.
- [26] Dixit, A.B. *et al.*: **“Pore-Scale Modeling of Wettability Effects and Their Influence on Oil Recovery”** SPE 54454, SPE Reservoir Eval. & Eng., 25-36, Fev. 1999.
- [27] Adamson, A.W.: **Physical Chemistry of Surfaces**, Quarta edição, John Wiley and Sons Inc., Nova Iorque 332-68, 1982.
- [28] Raza, S.H., Treiber, L.E. & Archer, D.L.: **“Wettability of Reservoir Rocks and its Evaluation”**, Prod. Monthly 32, No. 4, 2-7, Abr. 1968.
- [29] Boneau, D.F. & Clampitt, R.L.: **“A Surfactant System for the Oil-Wet Sandstone of the North Burbank Unit”**, Journal of Petroleum Technology 29, no. 5: 501–506, Maio 1977.
- [30] Trantham, J.C. & Clampitt, R.L.: **“Determination of Oil Saturation After Waterflooding in an Oil-Wet Reservoir – The North Burbank Unit Track 97 Project”** J. Pet. Tech. 491-500, Maio 1977.
- [31] Sharma, M.M. & Wunderlich R.W.: **“The Alteration of Rock Properties Due to Interactions With Drilling Fluid Components”**, SPE 14302, 1985.
- [32] Denekas, M.O., Mattax, C.C. & Davis, G.T.: **“Effect of Crude Oil Components on Rock Wettability”**, J. Pet. Tech., 330-333, Trans., AIME, 216, Nov. 1959.
- [33] Morrow NR: **“Wettability and Its Effect on Oil Recovery”**, Journal of Petroleum Technology 42, no. 12: 1476–1484, Dez. 1990.
- [34] Donalson, E.C. & Thomas, R.D.: **“Microscopic Observations of Oil Displacement in Water-Wet and Oil-Wet Systems”**, SPE 3555 Reprint Series, 1971.

- [35] Celik, M. S. & Somasundaran, P.: "**Wettability of Reservoir Minerals by Flotation and Correlation With Surfactant Adsorption**", SPE 9002, 1980.
- [36] Jones, S.C. & Roszelle, W.O.: "**Graphical techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments**", J. Pet. Tech. 807-817, Mar. 1978.
- [37] Benner, F. C., Dodd, C. G., & Bartell, F.E.: "**Evaluation of Effective Displacement Pressures for Petroleum Oil-Water-Silica Systems**", Fundamentals Research on Occurrence and Recovery of Petroleum, API, New York City, 85-93, 1943.
- [38] Slobod, R.L. & Blum, H.A.: "**Method for Determining Wettability of Reservoir Rocks**," Trans., AIME 195, 1-4, 1952.
- [39] Graham, J.W.: "**Reverse-Wetting Logging**", Trans., AIME 213, 304-09, 1958.
- [40] Buckley, J.S., Liu, Y. & Monsterleet, S.: "**Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils**", SPE 37230, SPE Journal 3, no. 1: 54–61, Mar. 1998.
- [41] Al-Maamari, R.S.H. & Buckley, J.S.: "**Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting: The Potential for Wettability Changes During Oil Production**", SPE 84938, SPE Reservoir Evaluation & Engineering 6, no. 4: 210–214, Ago. 2003.
- [42] Hirasaki, G.J.: "**Wettability: Fundamentals and Surface Forces**", SPE Formation Evaluation 6, no. 3: 217–226, Jun. 1991.
- [43] Radke, C.J., Kavscek, A.R. & Wong, H.: "**A Pore-Level Scenario for the Development of Mixed Wettability in Oil Reservoirs**", American Institute of Chemical Engineers Journal 39, no. 6: 1072–1085, Jun. 1993.
- [44] Donaldson, E.C., Chilingarian, G.V. & Yen, T.F.: "**Enhanced Oil Recovery, I - Fundamentals and Analyses**", Developments in Petroleum Science, 17A, Elsevier, 1985.
- [45] Morrow, N.R.: "**Capillary Pressure Correlations for Uniformly Wetted Porous Media**", The Journal of Canadian Petroleum, p.p. 49-69, Out. 1976.
- [46] Fatt, I. & Klikoff, W.A.: "**Effect of Fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media**", AIME Technical Note 2043, Kansas, Maio 1959.
- [47] Jerould, G.R. & Rathmell, J.J.: "**Wettability and Relative Permeability of Prudhoe Bay: A Case Study in Mixed-Wet Reservoirs**", SPE 28576, SPE Reservoir Engineering 12, no. 1: 58–65, Fev. 1997.

- [48] Leveret, M.C.: **“Capillary Behaviour in Porous Solids”**, SPE 941152, Tulsa, Ago. 1940.
- [49] Wood, A.R. *et al.*: **“Determining Effective Residual Oil Saturation for Mixed Wettability Reservoirs: Endicott Field, Alaska”**, SPE 22903, Dallas, Texas, Out. 1991.
- [50] Wang, F.H.L.: **“Effect of Wettability Alteration on Water/Oil Relative Permeability, Dispersion, and Flowable Saturation in Porous Media”**, SPE 15019, Midland, TX., Mar. 1986.
- [51] Huang, Y., Ringrose, P.S., Sorbie, K.S. & Larter, S.R.: **“The Effects of Heterogeneity and Wettability on oil Recovery from Laminated Sedimentary Structures”**, SPE 30781, Dallas, Texas, Out. 1995.
- [52] Willhite, G.E.: **Waterflooding**, SPE Text book Series Vol. 3, Society of Petroleum Engineers, TX, 1986.
- [53] Muskat, M.: **The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media**, McGraw-Hill Book Co., Inc., Nova Iorque, 1937.
- [54] Aronofsky, J.S.: **“Mobility Ratio - Its Influence on Flood Patterns During Water Encroachment”**, SPE 132-G, Petroleum Transaction, AIME, Vol. 195, 1952.
- [55] Rosa, A.J., Carvalho, R.S. & Xavier, J.A.D.: **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 2006.
- [56] Wylie, P.L. & Mohanty, K.K.: **“Effect of Wettability on oil Recovery by Near-Miscible Gas Injection”**, SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 2, 6, 558-564, Dez. 1999.
- [57] Kantzas, A., Chatzis, I. & Dullien, F.A.L.: **“EOR by Inert Gas Injection,”** SPE 17379, Tulsa, OK, 17-20, 1998.
- [58] Doscher, T.M. & Gharib, S.: **“Physically Scaled Model Studies Simulating the Displacement of residual Oil by Miscible Fluids”**, Soc. Pet. Eng. Journal, 440, Jun. 1983.
- [59] Jones, S.C.: **“Some Surprises in the Transport of Miscible Fluids in the Presence of a Second Immiscible Phase”**, Soc. Pet. Eng. J., 101, Fev. 1985.
- [60] Holm, L.W.: **“Mobilization of Waterflood Residual Oil by Miscible Fluids”**, SPERE, 354, Jul. 1986.

- [61] Orem, P.E., Billiotte, J. & Pinczewski, W.V.: "**Mobilization of Waterflood Residual Oil by Gas Injection for Water-wet Conditions**", SPE Formation Evaluation, 70, Trans., AIME, 293, Mar. 1992.
- [62] Vizika, O. & Lombard, J.M.: "**Wettability and Spreading: Two Key Parameters in Oil Recovery with Three-Phase Gravity Drainage**", SPE 28613, Nova Orleans, Set. 1994.
- [63] Oren, P.E. & Pinczewski, W.V.: "**Effect of Wettability and Spreading on Recovery of Waterflood Residual Oil by Immiscible Gasflooding**," SPE Formation Evaluation, 149-156, Jun. 1994.
- [64] Allan, J. & Sun, Q.S.: "**Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractures Fields**", SPE 84590, Denver, Colorado, Oct. 2003.
- [65] Andersen MA: **Petroleum Research in North Sea Chalk**, Rogaland Research, Stavanger: 53-54, 1955.
- [66] Graue A. & Bognø T.: "**Wettability Effects on Oil Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs**", SPE 56672, Houston, Oct. 1999.
- [67] Graue A., Viksund B.G., Baldwin B.A. & Spinler E.A.: "**Large Scale 2D Imaging of Impacts of Wettability on Oil Recovery in Fractured Chalk**", SPE 38896, San Antonio, Oct. 1997.
- [68] Aspenes, E., Graue, A., Baldwin, B.A., Moradi, A., Stevens, J., & Tobola, D.P.: "**Fluid Flow in Fractures Visualized by MRI During Waterfloods at Various Wettability Conditions - Emphasis on Fracture Width and Flow Rate**", SPE 77338, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Set. 2002.
- [69] Graue, A., Aspenes, E., Moe, R.W., Baldwin, B.A., Moradi, A., Stevens, J. & Tobola, D.P.: "**MRI Tomography of Saturation Development in Fractures During Waterfloods at Various Wettability Conditions**", SPE 71506, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nova Orleans, Set. 2001.
- [70] Graue, A., Aspenes, E., Bognø, T., Moe, R.W. and Ramsdal, J.: "**Alteration of Wettability and Wettability Heterogeneity**", Journal of Petroleum Science and Engineering, 33, No. 1-3: 3-17, April 2002.

- [71] Aspenes, E., Graue, A. & Ramsdal, J.: **"In-Situ Wettability Distribution and Wetting Stability in Outcrop Chalk Aged in Crude Oil"**, Journal of Petroleum Science and Engineering, 39, No. 3–4: 337-350, Set. 2003.
- [72] Aziz, K. & Settary, A.: **Petroleum Reservoir Simulation**, Applied Science Publishers, Londres, 1979.
- [73] Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R.: **Basic Applied Reservoir Simulation**, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 2001.
- [74] Chen, Z.: **Reservoir Simulation – Mathematical Techniques in Oil Recovery**, Society for Industrial and Applied Mathematics Philadelphia, Calgary, Alberta, 2007.
- [75] Bennion, D.B., Thomas, B.E. & Schulmeister, T.M.: **"A Correlation of Water and Gas-Oil Relative Permeability Properties for Various Western Canadian Sandstone and Carbonate Oil Producing Formations"**, Artigo 2002-066, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Jun. 2002.
- [76] Brooks, R.H. & Corey, A.T.: **"Hydraulic Properties of Porous Media"**, Hydraulic Paper No. 3, Colorado State U., Fort Collins, 1964.
- [77] Brooks, R.H. & Corey, A.T.: **"Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow"**, J. of the Irrigation and Drainage Division, Proc. of ASCE, 92, No. IR2, 61, 1966.
- [78] Skjaeveland, S.M. *et al.*: **"Capillary Pressure Correlation for Mixed-Wet Reservoirs"**, SPE 60900, SPE Reservoir Eval. & Eng. 3 (1), Fev. 2000.
- [79] Kjosavik, A., Ringen, J.K. & Skjaeveland, S.M.: **"Relative Permeability Correlation for Mixed-Wet Reservoirs"**, SPE 77328, SPE Journal, Jul 2001.
- [80] Lake, L.W.: **Enhanced Oil Recovery**, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 61-62, 1989.
- [81] Goda, H.M. & Behrenbruch, P., **"Using a Modified Brooks-Corey Model to Study Oil-Water Relative Permeability for Diverse Pore Structures"**, SPE 88538, Out. 2004.
- [82] Morgan, J.T. & Gordon, G.T.: **"Influence of Pore Geometry on Water-Oil Relative Permeability"**, J. Pet. Tech., 199-208, Out. 1970.
- [83] Financial Accounting Standards Board (FASB), **Oil and Gas Reserve Estimation and Disclosures**, Disponível em <http://www.fasb.org/jsp/FASB/Page/SectionPage&cid=1176156316498>>, Acesso em 02 Jun. 2010 17:00.

- [84] Neto, B.B., Scarminio, I.S. & Bruns, R.E.: **Planejamento e Otimização de Experimentos**. Primeira Ed., Campinas, 1995.
- [85] Basbug, B. & Karpyn, Z.: **“Estimation of Permeability from Porosity, Specific Surface Area, and Irreducible Water Saturation using an Artificial Neural Network”**, SPE 107909, Buenos Aires, Argentina, Abr. 2007.
- [86] Hamon, G.: **“Field-Wide Variations of Wettability”**, SPE 63144, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Out. 2000.
- [87] Hamon, G.: **“Two-Phase Flow Rock-Typing: Another Perspective”**, SPE 84035, Denver, Colorado, Out. 2003.
- [88] Hazlett, R. D., Honarpour, M. M., Bulau, J. R., & Vaidya, R. N.: **“Residual Oil Saturation Dependence on Initial Water Saturation in Clean Water-Wet Sandstone”**, SCA-9912, 1999.
- [89] Wyman, R.E.: **“How Should We Measure Residual-Oil Saturation”**, SPE 7182, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Vol. 25, No 2, Maio 1977.

Apêndice A. Modelagem Matemática.

Neste Apêndice são mostrados alguns conceitos básicos e sua representação matemática, as leis fundamentais, e o desenvolvimento das equações de um simulador de fluxo monofásico.

Todo o desenvolvimento das equações apresentadas neste item, assim como a notação utilizada, foi baseado na publicação de Ertekin et al. [73].

A.1 Conceitos Básicos e Leis Fundamentais

Neste item são apresentados alguns conceitos e leis básicas da engenharia de reservatórios.

A.1.1 Propriedades da Rocha e do Fluido.

a) Porosidade.

A porosidade tratada neste trabalho será sempre a porosidade efetiva, isto é, os poros interconectados na rocha. A porosidade secundária, isolada do restante dos poros, não tem a capacidade de produzir fluidos e por isso será desconsiderada. A porosidade pode ser representada conforme mostrado na Eq. A.1.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \tag{A.1}$$

onde,

ϕ é a porosidade,

V_p é o volume poroso, e

V_t é o volume total de rocha.

b) Permeabilidade.

Permeabilidade é a capacidade de um meio poroso de transmitir fluidos por entre seus poros interconectados. A permeabilidade pode variar no espaço e de acordo com sua direção.

c) Permeabilidade Relativa.

A permeabilidade relativa é a permeabilidade efetiva a um determinado fluido dividido pela permeabilidade absoluta. As permeabilidades efetivas são função das saturações dos fluidos no meio poroso.

$$k_{rl} = \frac{k_l}{k} \quad (\text{A.2})$$

onde,

k_{rl} é a permeabilidade relativa,

k_l é a permeabilidade efetiva a determinado fluido, e

k é a permeabilidade absoluta ou total da rocha.

d) Compressibilidade do Fluido.

Compressibilidade é a variação de volume em relação a variação de pressão de uma determinada massa a uma temperatura constante.

Os fluidos geralmente são classificados como incompressíveis, pouco compressíveis ou compressíveis. A água é tratada como incompressível ou pouco compressível. O óleo é tratado como pouco compressível quando se encontra acima da pressão de saturação e compressível quando se encontra abaixo da pressão de saturação. E o gás é tratado como compressível.

A expressão geral para compressibilidade do fluido é apresentada na Eq. A.3.

$$c_l = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (\text{A.3})$$

onde,

c_l é a compressibilidade do fluido,

V é o volume do fluido, e

p é a pressão do fluido.

e) Razão de Solubilidade.

É a quantidade de gás dissolvido no óleo em uma determinada condição de equilíbrio conforme definido pela Eq. A.4.

$$R_s = \frac{V_g}{V_o} \quad (\text{A.4})$$

onde,

R_s é a razão de solubilidade,

V_g é o volume de gás em condição padrão, e

V_o é volume de óleo em condição padrão.

f) Fator Volume-Formação do Fluido.

São fatores utilizados para converter volumes de fluidos em condições de reservatório para condição padrão. Estes fatores consideram a compressibilidade dos fluidos e a transferência de massa entre as fases óleo e gás. O fator volume-formação de um fluido pode ser representado como a densidade do fluido em condição padrão dividido pela densidade do próprio fluido em condição de reservatório, conforme apresentado na Eq. A.5.

$$B_l = \frac{\rho_{lsc}}{\rho_l} \quad (\text{A.5})$$

onde,

B_f é o fator volume-formação do fluido,

ρ_{isc} é a densidade do fluido em condição padrão, e

ρ_f é a densidade do fluido em condição de reservatório.

g) Densidade do Fluido.

A densidade do fluido no reservatório pode ser dada como a densidade do fluido em condições padrão dividido pelo seu fator volume-formação, conforme apresentado na Eq. A.6.

$$\rho_f = \frac{\rho_{isc}}{B_f} \quad (A.6)$$

h) Viscosidade do Fluido.

A viscosidade é uma medida da dificuldade de um determinado fluido fluir quando submetido a uma diferença de potencial. A viscosidade varia com a pressão e temperatura.

i) Saturação de Fluidos.

A saturação da rocha a um determinado fluido é a fração do espaço poroso ocupado por este fluido. O somatório das saturações dos fluidos presentes em um reservatório tem que ser igual a unidade:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (A.7)$$

onde,

S_o é a saturação de óleo,

S_w é a saturação de água, e

S_g é a saturação de gás.

j) Pressão Capilar.

Em um sistema bifásico a pressão capilar é, por definição, a pressão no fluido não molhante menos a pressão no fluido molhante. Para um sistema molhável a água a expressão seria a seguinte:

$$P_{cow} = p_o + p_w = f(S_w) \quad (A.8)$$

onde,

P_{cow} é a pressão capilar em um sistema óleo-água,

p_o é a pressão na fase óleo, e

p_w é a pressão na fase água.

A pressão capilar é função das saturações e dos processos pelo qual o reservatório está passando (drenagem ou embebição). A drenagem acontece quando se dá a diminuição da saturação do fluido molhante e a embebição se dá quando a saturação do fluido molhante aumenta.

Conforme comentado na revisão do estado da arte, é comum a utilização da definição de pressão capilar considerando sempre a água como fluido molhante, mesmo em casos de molhabilidade ao óleo. O presente trabalho também empregará esta definição.

A.1.2 Potencial de Fluido

O potencial de um fluido em um determinado ponto é definido como o trabalho requerido para transportar uma unidade de massa da pressão atmosférica e elevação zero para um determinado ponto. O fluxo de fluidos entre dois pontos depende da diferença de potencial presente entre eles. Para fluxo multifásico a diferença de potencial em cada fase é:

$$\vec{\nabla}\Phi_l = \vec{\nabla}p_l - \gamma_l \vec{\nabla}Z \quad (A.9)$$

onde,

$\vec{\nabla}\Phi_l$ é a diferença de potencial entre dois pontos,

$\bar{\nabla}p_l$ é a diferença de pressão entre dois pontos,

γ_l é o peso específico do fluido, e

$\bar{\nabla}Z$ é a distância vertical entre dois pontos.

A.1.3 Lei de Darcy.

A Lei de Darcy é uma correlação empírica entre a vazão de um fluido em um meio poroso e uma diferença de potencial. Para um fluxo multifásico a forma geral da lei de Darcy pode ser expressa conforme apresentado na Eq. A.10.

$$\bar{u} = -\beta_c \frac{kk_{rl}}{\mu_l} \bar{\nabla}\Phi_l \quad (\text{A.10})$$

onde,

\bar{u} é a vazão por unidade de área transversal ao fluxo,

β_c é a constante para conversão de unidade,

k é a permeabilidade absoluta da rocha,

k_{rl} é a permeabilidade relativa à determinado fluido,

μ_l é a viscosidade do fluido, e

$\bar{\nabla}\Phi_l$ é a diferença de potencial entre dois pontos.

A.1.4 Lei da Conservação de Massa.

A lei da conservação de massa, ou equação da continuidade, é a equação de balanço de materiais escrita para um componente em um volume de controle do sistema que se quer modelar, e pode ser expressa conforme apresentado na Eq. A.11.

$$(m_i - m_o)_c + (m_s)_c = m_{ac} \quad (\text{A.11})$$

onde,

m_i é a quantidade de massa entrando no volume de controle,

m_o é a quantidade de massa saindo do volume de controle,

m_s é a quantidade de massa entrando ou saindo do volume de controle através de poços no caso da aplicação para reservatórios de petróleo, e

m_{ac} é a quantidade de massa acumulada ou depletada do volume de controle.

A.1.5 Regimes de Fluxo Permanente e Transiente.

A compressibilidade do fluido e da rocha determina qual regime de fluxo se dará no reservatório. Em situações onde o fluido e a rocha são incompressíveis qualquer variação no campo de pressão é sentida imediatamente e na mesma proporção em todo o domínio. Nestes problemas o fluxo é permanente, isto é, suas propriedades não variam com o tempo, apenas no espaço. Em problemas onde o fluido ou rocha são compressíveis, uma variação na pressão é inicialmente absorvida pela compressibilidade e então é propagada como uma onda para o próximo ponto no espaço e assim por diante. Nestes casos, o fluxo é não permanente, ou transiente, isto é, suas propriedades variam com o tempo e no espaço.

Fluxo permanente:

$$\frac{\partial u}{\partial t} = 0 \quad (\text{A.12})$$

Fluxo transiente:

$$\frac{\partial u}{\partial t} \neq 0 \quad (\text{A.13})$$

A.2 Formulação Matemática de um Simulador de Fluxo Monofásico.

Para representação matemática do fluxo em meios porosos e desenvolvimento da formulação constituinte de um simulador de fluxo *black oil* três leis fundamentais são utilizadas:

- Lei da conservação de massa,

- Equação de estado (densidade como função da pressão), e
- Equação constitutiva (Lei de Darcy).

A lei da conservação de massa, conforme apresentada na Eq. A.11, pode ser reescrita na forma de Equação Diferencial Parcial (EDP), conforme apresentado na Eq. A.14.

$$-\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x) - \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y) - \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z) + \frac{q_m}{\alpha_c V_b} = \frac{1}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) \quad (\text{A.14})$$

onde,

ρ é a densidade do fluido,

u_x , u_y e u_z são as velocidades superficiais nas direções x, y e z,

q_m é a vazão mássica,

α_c é o fator de conversão volumétrica, e

V_b é o volume de controle.

Multiplicando por V_b ,

$$-\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x A_x) \Delta x - \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y A_y) \Delta y - \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z A_z) \Delta z + \frac{q_m}{\alpha_c} = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) \quad (\text{A.15})$$

Incorporando as eq. de estado e constitutivas,

$$B = \frac{\rho_{sc}}{\rho} \quad (\text{A.16})$$

$$u_x = -\beta_c \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad (\text{A.17})$$

$$u_y = -\beta_c \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial y} \quad (\text{A.18})$$

$$u_z = -\beta_c \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial z} \quad (\text{A.19})$$

Chegamos à equação geral de fluxo, ou equação da difusividade,

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu B} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(\beta_c \frac{A_y k_y}{\mu B} \frac{\partial \Phi}{\partial y} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left(\beta_c \frac{A_z k_z}{\mu B} \frac{\partial \Phi}{\partial z} \right) \Delta z + q_{sc} = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right)$$

(A.20)

A.3 Formulação Matemática de um Simulador de Fluxo Multifásico *Black Oil*.

O desenvolvimento da formulação para o caso de fluxo multifásico encontra-se apresentado no item 3.2 do presente trabalho.

Apêndice B. Modelagem Numérica.

Neste Apêndice são mostrados conceitos básicos da aproximação por diferenças finitas e todo o processo de discretização das EDP's até a obtenção das equações do modelo monofásico discretizadas.

Todo o desenvolvimento das equações apresentadas neste item assim como a notação utilizada foi baseado na publicação de Ertekin et al. [73].

B.1 Operadores de Diferenças Finitas

A aproximação por diferenças finitas pode ser realizada considerando diferentes pontos do espaço e tempo discretizado. As principais formas de aproximação e os operadores utilizados encontram-se apresentados nas Eq. B.1 a B.6.

a) “para frente”.

$$\Delta f(x_i) = f(x_{i+1}) - f(x_i) \quad (\text{B.1})$$

b) “para traz”.

$$\nabla f(x_i) = f(x_i) - f(x_{i-1}) \quad (\text{B.2})$$

c) “central”.

$$\delta f(x_i) = f(x_{i+1/2}) - f(x_{i-1/2}) \quad (\text{B.3})$$

ou de forma alternativa,

$$\delta f(x_i) = f(x_{i+1}) - f(x_{i-1}) \quad (\text{B.4})$$

d) “de translação”.

$$E[f(x_i)] = f(x_{i+1}) \quad (\text{B.5})$$

d) “de média”.

$$A[f(x_i)] = \frac{f(x_{i+1/2}) + f(x_{i-1/2})}{2} \quad (\text{B.6})$$

B.2 Relação entre Derivadas e Operadores de Diferenças Finitas.

As relações entre derivadas e os operadores de diferenças finitas encontram-se apresentadas nas Eq. B.7 a B.13

a) “Para frente”.

$$\frac{\partial f}{\partial x} \approx \frac{\Delta f(x_i)}{h} \quad (\text{B.7})$$

onde,

$$h = x_{i+1} - x_i \quad (\text{B.8})$$

b) “Para traz”.

$$\frac{\partial f}{\partial x} \approx \frac{\nabla f(x_i)}{h} \quad (\text{B.9})$$

onde,

$$h = x_i - x_{i-1} \quad (\text{B.10})$$

c) “Central”.

$$\frac{\partial f}{\partial x} \approx \frac{\delta f(x_i)}{2h} \quad (\text{B.11})$$

onde,

$$h = x_{i+1/2} - x_{i-1/2} \quad (\text{B.12})$$

ou de forma alternativa,

$$h = x_{i+1} - x_{i-1} \quad (\text{B.13})$$

B.3 Aproximação por Diferenças Finitas para Equações de Fluxo Linear.

B.3.1 Aproximação por Diferenças Finitas para Derivadas Espaciais.

Na Eq. B.14 encontra-se apresentada a equação de fluxo linear, monofásica e pouco compressível.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Delta x + q_{lsc} = \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{B.14})$$

A aproximação por diferença central da Eq. B.14 encontra-se apresentada na Eq. B.15.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \approx \frac{1}{\Delta x_i} \left[\left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+1/2} - \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-1/2} \right] \quad (\text{B.15})$$

Desta forma, a equação de fluxo linear, monofásica, pouco compressível, aproximada no espaço, encontra-se apresentada na Eq. B.16.

$$\frac{1}{\Delta x_i} \left[\left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l} \right)_{i+1/2} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+1/2} - \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l} \right)_{i-1/2} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-1/2} \right] \Delta x + q_{lsc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l} \frac{\partial p}{\partial t} \right)_i \quad (\text{B.16})$$

Aproximando $(\partial p / \partial x)$ por diferença central.

$$\left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i+1/2} (p_{i+1} - p_i) - \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i-1/2} (p_i - p_{i-1}) + q_{lsc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l} \right)_i \frac{\partial p_i}{\partial t} \quad (\text{B.17})$$

Utilizando a definição de transmissibilidade.

$$T_{lx_{i+1/2}} (p_{i+1} - p_i) - T_{lx_{i-1/2}} (p_i - p_{i-1}) + q_{lsc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l} \right)_i \frac{\partial p_i}{\partial t} \quad (\text{B.18})$$

B.3.2 Aproximação por Diferenças Finitas para Derivadas Temporais.

A aproximação por diferença “para traz” no tempo base $n+1$ encontra-se apresentada na Eq. B.19.

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \quad (\text{B.19})$$

Desta forma, a equação de fluxo linear, monofásica, pouco compressível e aproximada no tempo e espaço encontra-se apresentada na Eq. B.20.

$$T_{lx_{i+1/2}}(p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) - T_{lx_{i-1/2}}(p_i^{n+1} - p_{i-1}^{n+1}) + q_{lsc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l \Delta t} \right)_i (p_i^{n+1} - p_i^n) \quad (\text{B.20})$$

Calculando-se a transmissibilidade em n obtêm-se:

$$T_{lx_{i+1/2}}^n (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) - T_{lx_{i-1/2}}^n (p_i^{n+1} - p_{i-1}^{n+1}) + q_{lsc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l \Delta t} \right)_i (p_i^{n+1} - p_i^n) \quad (\text{B.21})$$

Aproximando por diferença “para frente” no tempo base n .

$$T_{lx_{i+1/2}}^n (p_{i+1}^n - p_i^n) - T_{lx_{i-1/2}}^n (p_i^n - p_{i-1}^n) + q_{lsc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l \Delta t} \right)_i (p_i^{n+1} - p_i^n) \quad (\text{B.22})$$

Aproximando por diferença “central” no tempo base n .

$$T_{lx_{i+1/2}}^n (p_{i+1}^n - p_i^n) - T_{lx_{i-1/2}}^n (p_i^n - p_{i-1}^n) + q_{lsc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_l}{2\alpha_c B_l \Delta t} \right)_i (p_i^{n+1} - p_i^{n-1}) \quad (\text{B.23})$$

B.3.3 – Formulação Explícita e Implícita.

A aproximação por diferença “para frente” resulta no cálculo explícito de novos níveis de pressão enquanto a aproximação por diferença “para traz” resulta no cálculo implícito de novos níveis de pressão.

a) Formulação Explícita.

Resolvendo a aproximação por diferença “para frente” no tempo base n (Eq. B.22)

para a incógnita p_i^{n+1} temos:

$$p_i^{n+1} = p_i^n + \left(\frac{\alpha_c B_l \Delta t}{V_b \phi c_l} \right) q_{lsc_i} + \left(\frac{\alpha_c B_l \Delta t}{V_b \phi c_l} \right) \left[T_{lx_{i+1/2}}^n p_{i+1}^n - (T_{lx_{i+1/2}}^n + T_{lx_{i-1/2}}^n) p_i^n + T_{lx_{i-1/2}}^n p_{i-1}^n \right] \quad (\text{B.23})$$

Todos os termos a direita são conhecidos e P_i^{n+1} pode, desta forma, ser calculada explicitamente.

No cálculo explícito uma perturbação ocasionada por um poço em determinada célula avança apenas uma célula por passo de tempo.

A equação de diferenças para frente é condicionalmente estável, isto é, em determinadas circunstâncias, os erros oriundos das aproximações podem se propagar de forma descontrolada durante o avanço no tempo. Esta é uma séria limitação na formulação de diferenças “para frente”.

b) Formulação Implícita.

Resolvendo a aproximação por diferença “para traz” no tempo base $n+1$ (Eq. B.20) e rearranjando:

$$T_{lx_{i+1/2}}^n P_{i+1}^{n+1} - \left[\left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l \Delta t} \right)_i + T_{lx_{i+1/2}}^n + T_{lx_{i-1/2}}^n \right] P_i^{n+1} + T_{lx_{i-1/2}}^n P_{i-1}^{n+1} = - \left[q_{lsc_i} + \left(\frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l \Delta t} \right)_i P_i^n \right] \quad (\text{B.24})$$

onde os termos P_{i+1}^{n+1} , P_i^{n+1} e P_{i-1}^{n+1} são todos desconhecidos. Desta forma, para determinação do campo de pressão em $n+1$ as equações devem ser resolvidas para todos os blocos simultaneamente. Como todas as equações são resolvidas simultaneamente, um transiente de pressão pode se mover por mais de 1 bloco por passo de tempo. Assim, a formulação implícita é incondicionalmente estável.

B.4 Solução Numérica para Equações de Fluxo Monofásico.

Neste item são apresentadas as soluções numéricas para equações de fluxo monofásico para fluidos incompressíveis, pouco compressíveis e compressíveis.

B.4.1 Fluxo Monofásico Incompressível.

Equação geral da difusividade (combinação da conservação de massa com Darcy):

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c \frac{A_y k_y}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial y} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c \frac{A_z k_z}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z + q_{lsc} = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) \end{aligned} \quad (\text{B.25})$$

Para fluido incompressível, a derivada em relação ao tempo é igual a zero sendo o fluxo permanente, conforme apresentado na Eq. B.26.

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c \frac{A_y k_y}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial y} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c \frac{A_z k_z}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z + q_{lsc} = 0 \end{aligned} \quad (\text{B.26})$$

Aproximando por diferenças finitas a equação de fluxo com fluido incompressível e assumindo $\partial Z/\partial x = 0$, obtêm-se:

$$\begin{aligned} & \left(\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i+1/2,j,k} (p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}) - \left(\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i-1/2,j,k} (p_{i,j,k} - p_{i-1,j,k}) + \\ & \left(\beta_c \frac{A_y k_y}{\mu_l B_l \Delta y} \right)_{i,j+1/2,k} (p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}) - \left(\beta_c \frac{A_y k_y}{\mu_l B_l \Delta y} \right)_{i,j-1/2,k} (p_{i,j,k} - p_{i,j-1,k}) + \\ & \left(\beta_c \frac{A_z k_z}{\mu_l B_l \Delta z} \right)_{i,j,k+1/2} (p_{i,j,k+1} - p_{i,j,k}) - \left(\beta_c \frac{A_z k_z}{\mu_l B_l \Delta z} \right)_{i,j,k-1/2} (p_{i,j,k} - p_{i,j,k-1}) + q_{lsc_{i,j,k}} = 0 \end{aligned} \quad (\text{B.27})$$

Utilizando-se da definição de transmissibilidade:

$$\begin{aligned} & T_{lx_{i+1/2,j,k}} (p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}) - T_{lx_{i-1/2,j,k}} (p_{i,j,k} - p_{i-1,j,k}) + \\ & T_{ly_{i,j+1/2,k}} (p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}) - T_{ly_{i,j-1/2,k}} (p_{i,j,k} - p_{i,j-1,k}) + \\ & T_{lz_{i,j,k+1/2}} (p_{i,j,k+1} - p_{i,j,k}) - T_{lz_{i,j,k-1/2}} (p_{i,j,k} - p_{i,j,k-1}) + q_{lsc_{i,j,k}} = 0 \end{aligned} \quad (\text{B.28})$$

Rearranjando:

$$\begin{aligned} & T_{lz_{i,j,k-1/2}} p_{i,j,k-1} + T_{ly_{i,j-1/2,k}} p_{i,j-1,k} + T_{lx_{i-1/2,j,k}} p_{i-1,j,k} - \\ & \left(T_{lz_{i,j,k-1/2}} + T_{ly_{i,j-1/2,k}} + T_{lx_{i-1/2,j,k}} + T_{ly_{i,j+1/2,k}} + T_{lz_{i,j,k+1/2}} \right) p_{i,j,k} + \\ & T_{lx_{i+1/2,j,k}} p_{i+1,j,k} + T_{ly_{i,j+1/2,k}} p_{i,j+1,k} + T_{lz_{i,j,k+1/2}} p_{i,j,k+1} = -q_{lsc_{i,j,k}} \end{aligned} \quad (\text{B.29})$$

Em notação matricial:

$$B_{i,j,k} p_{i,j,k-1} + S_{i,j,k} p_{i,j-1,k} + W_{i,j,k} p_{i-1,j,k} - C_{i,j,k} p_{i,j,k} + E_{i,j,k} p_{i+1,j,k} + N_{i,j,k} p_{i,j+1,k} + A_{i,j,k} p_{i,j,k+1} = Q_{i,j,k} \quad (\text{B.30})$$

B.4.2 Fluxo Monofásico Pouco Compressível.

Para aproximação por diferenças finitas para equação de fluxo com fluidos pouco compressíveis são incorporadas as equações de estado conforme apresentado nas Eq. B.31, B.32 e B.33.

$$\rho_l = \rho_l^0 [1 + c_l (p - p^0)] \quad (\text{B.31})$$

$$B_l = \frac{B_l^0}{[1 + c_l (p - p^0)]} \quad (\text{B.32})$$

$$\phi_l = \phi_l^0 [1 + c_\phi (p - p^0)] \quad (\text{B.33})$$

B.4.2.1 Aproximação por Diferenças Finitas para Derivada Temporal.

Aproximando o termo da derivada temporal da Eq. B.25 obtém-se:

$$\left[\frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) \right]_{i,j,k} \approx \left\{ \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left[\left(\frac{\phi}{B_l} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi}{B_l} \right)^n \right] \right\}_{i,j,k} \quad (\text{B.34})$$

Adicionando e subtraindo o termo $\frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \frac{\phi^n}{B_l^{n+1}}$ do lado direito da Eq. B.34,

$$\left[\frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) \right]_{i,j,k} \approx \left\{ \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left[\left(\frac{\phi^{n+1}}{B_l^{n+1}} \right) - \left(\frac{\phi^n}{B_l^n} \right) \right] \right\}_{i,j,k} + \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \frac{\phi^n}{B_l^{n+1}} - \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \frac{\phi^n}{B_l^{n+1}} \quad (\text{B.35})$$

E rearranjando:

$$\left[\frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) \right]_{i,j,k} \approx \left\{ \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left[\frac{\phi^{n+1} - \phi^n}{B_l^{n+1}} - \left(\frac{1}{B_l^{n+1}} - \frac{1}{B_l^n} \right) \phi^n \right] \right\}_{i,j,k} \quad (\text{B.36})$$

Aplicando as Eq. B.32 e B.33 na Eq. B.36 obtêm-se:

$$\left[\frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) \right]_{i,j,k} \approx \left[\frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left(\frac{\phi^0 c_\phi}{B_l^{n+1}} + \frac{\phi^n c_l^n}{B_l^0} \right) \right]_{i,j,k} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^n) \quad (\text{B.37})$$

Ou com notação mais compacta,

$$\left[\frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) \right]_{i,j,k} \approx \frac{\Gamma_{i,j,k}^{n+1}}{\Delta t} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^n) \quad (\text{B.38})$$

onde:

$$\Gamma_{i,j,k}^{n+1} = \left[\frac{V_b}{\alpha_c} \left(\frac{\phi^0 c_\phi}{B_l^{n+1}} + \frac{\phi^n c_l^n}{B_l^0} \right) \right]_{i,j,k} \quad (\text{B.39})$$

B.4.2.2 Aproximação por Diferenças Finitas para Derivada Espacial.

Com a aproximação temporal apresentada no item B.4.2.1 e assumindo $\partial Z/\partial x \neq 0$, a Eq. B.25 aproximada no tempo e no espaço fica conforme apresentada na Eq. B.40.

$$\begin{aligned} & T_{lx_{i\pm 1/2,j,k}} (p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}) - T_{lx_{i-1/2,j,k}} (p_{i,j,k} - p_{i-1,j,k}) + \\ & T_{ly_{i,j+1/2,k}} (p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}) - T_{ly_{i,j-1/2,k}} (p_{i,j,k} - p_{i,j-1,k}) + \\ & T_{lz_{i,j,k+1/2}} (p_{i,j,k+1} - p_{i,j,k}) - T_{lz_{i,j,k-1/2}} (p_{i,j,k} - p_{i,j,k-1}) + q_{lsc_{i,j,k}} \\ & = \frac{\Gamma_{i,j,k}^{n+1}}{\Delta t} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^n) \\ & + \left[(T_{lx} \gamma_l)_{i+1/2,j,k} (Z_{i+1,j,k} - Z_{i,j,k}) \right] - \left[(T_{lx} \gamma_l)_{i-1/2,j,k} (Z_{i,j,k} - Z_{i-1,j,k}) \right] \\ & + \left[(T_{ly} \gamma_l)_{i,j+1/2,k} (Z_{i,j+1,k} - Z_{i,j,k}) \right] - \left[(T_{ly} \gamma_l)_{i,j-1/2,k} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j-1,k}) \right] \\ & + \left[(T_{lz} \gamma_l)_{i,j,k+1/2} (Z_{i,j,k+1} - Z_{i,j,k}) \right] - \left[(T_{lz} \gamma_l)_{i,j,k-1/2} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j,k-1}) \right] \end{aligned} \quad (\text{B.40})$$

A grande diferença entre o escoamento incompressível e o pouco compressível é a dependência dos termos de transmissibilidade da pressão.

$$T_{lx_{i\pm 1/2}} = \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i\pm 1/2,j,k} \quad (\text{B.41})$$

Para problemas pouco compressíveis o $\mu_l B_l$ representam não linearidades fracas e podem ser resolvidas no passo de tempo anterior, n .

Eq. B.40 em notação matricial:

$$\begin{aligned}
& B_{i,j,k} (p_{i,j,k-1} - p_{i,j,k}) + S_{i,j,k} (p_{i,j-1,k} - p_{i,j,k}) + W_{i,j,k} (p_{i-1,j,k} - p_{i,j,k}) \\
& + E_{i,j,k} (p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}) + N_{i,j,k} (p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}) + A_{i,j,k} (p_{i,j,k+1} - p_{i,j,k}) \\
& = \frac{\Gamma_{l_{i,j,k}}^{n+1}}{\Delta t} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^n) - q_{lsc_{i,j,k}}^n + Q_{G_{i,j,k}}^n
\end{aligned} \tag{B.42}$$

B.4.2.3 Avançando a Solução para o Campo de Pressão no Tempo.

a) Formulação Explícita da Equação de Fluxo (diferenças “para frente”).

Na formulação explícita as pressões no lado esquerdo da Eq. B.42 são avaliados no tempo n conforme apresentado na Eq. B.43.

$$\begin{aligned}
& B_{i,j,k}^n (p_{i,j,k-1}^n - p_{i,j,k}^n) + S_{i,j,k}^n (p_{i,j-1,k}^n - p_{i,j,k}^n) + W_{i,j,k}^n (p_{i-1,j,k}^n - p_{i,j,k}^n) \\
& + E_{i,j,k}^n (p_{i+1,j,k}^n - p_{i,j,k}^n) + N_{i,j,k}^n (p_{i,j+1,k}^n - p_{i,j,k}^n) + A_{i,j,k}^n (p_{i,j,k+1}^n - p_{i,j,k}^n) \\
& = \frac{\Gamma_{l_{i,j,k}}^{n+1}}{\Delta t} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^n) - q_{lsc_{i,j,k}}^n + Q_{G_{i,j,k}}^n
\end{aligned} \tag{B.43}$$

Resolvendo explicitamente para $p_{i,j,k}^{n+1}$ temos:

$$p_{i,j,k}^{(v+1)} = p_{i,j,k}^n + \frac{\Delta t}{\Gamma_{l_{i,j,k}}^{n+1}} \left[\begin{aligned} & q_{lsc_{i,j,k}}^n - Q_{G_{i,j,k}}^n + B_{i,j,k}^n (p_{i,j,k-1}^n - p_{i,j,k}^n) + S_{i,j,k}^n (p_{i,j-1,k}^n - p_{i,j,k}^n) \\ & + W_{i,j,k}^n (p_{i-1,j,k}^n - p_{i,j,k}^n) + E_{i,j,k}^n (p_{i+1,j,k}^n - p_{i,j,k}^n) \\ & + N_{i,j,k}^n (p_{i,j+1,k}^n - p_{i,j,k}^n) + A_{i,j,k}^n (p_{i,j,k+1}^n - p_{i,j,k}^n) \end{aligned} \right] \tag{B.44}$$

Conforme já mencionado, a formulação explícita é condicionalmente estável e o passo de tempo que assegura a estabilidade, em notação matricial, é:

$$\Delta t = \min_{i,j,k} \left(\frac{\Gamma_{l_{i,j,k}}}{B_{i,j,k} + S_{i,j,k} + W_{i,j,k} + E_{i,j,k} + N_{i,j,k} + A_{i,j,k}} \right) \tag{B.45}$$

b) Formulação Implícita da Equação de Fluxo (diferenças “para traz”).

Na formulação implícita as pressões no lado esquerdo da Eq. B.42 são avaliados no tempo $n+1$ conforme apresentado na Eq. B.46.

$$\begin{aligned}
 & B^n_{i,j,k} (p^{n+1}_{i,j,k-1} - p^{n+1}_{i,j,k}) + S^n_{i,j,k} (p^{n+1}_{i,j-1,k} - p^{n+1}_{i,j,k}) + W^n_{i,j,k} (p^{n+1}_{i-1,j,k} - p^{n+1}_{i,j,k}) \\
 & + E^n_{i,j,k} (p^{n+1}_{i+1,j,k} - p^{n+1}_{i,j,k}) + N^n_{i,j,k} (p^{n+1}_{i,j+1,k} - p^{n+1}_{i,j,k}) + A^n_{i,j,k} (p^{n+1}_{i,j,k+1} - p^{n+1}_{i,j,k}) \\
 & = \frac{\Gamma^{n+1}_{i,j,k}}{\Delta t} (p^{n+1}_{i,j,k} - p^n_{i,j,k}) - q^{n+1}_{lsc_{i,j,k}} + Q^n_{G_{i,j,k}}
 \end{aligned}
 \tag{B.46}$$

Conforme já mencionado, para determinação do campo de pressão em $n+1$ as equações devem ser resolvidas para todos os blocos simultaneamente. Como todas as equações são resolvidas simultaneamente a formulação implícita é incondicionalmente estável.

B.4.3 – Fluxo Monofásico Compressível.

As equações para problemas compressíveis, apesar de serem parecidas em formato com as equações para problemas pouco compressíveis, são geralmente muito mais difíceis de ser resolvidas numericamente. Essa dificuldade ocorre porque a transmissibilidade do meio poroso é muito mais sensível a mudanças na pressão do que nos problemas pouco compressíveis.

B.4.3.1 Linearização do Problema de Fluxo.

Sendo as transmissibilidades elementos altamente não lineares no caos de fluxos compressíveis estes termos devem ser linearizados. A seguir encontram-se descritos 4 métodos de linearização possíveis de serem aplicados para solução do problema.

a) Tratamento Explícito para os Termos de Transmissibilidade.

O tratamento mais simples é considerar a transmissibilidade de forma explícita, atrasada em um passo de tempo.

$$T^{n+1}_{g^{x_{\pm 1/2}}} \cong T^n_{g^{x_{\pm 1/2}}} = \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_g^n B_g^n \Delta x} \right)_{i \pm 1/2, j, k}
 \tag{B.47}$$

ou,

$$T_{g_{i\pm 1/2}}^{n+1} \cong T_{g_{i\pm 1/2}}^n = \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\Delta x} \right)_{i\pm 1/2, j, k} \left(\frac{1}{\mu_g^n B_g^n} \right)_{i\pm 1/2, j, k}^n \quad (\text{B.48})$$

b) Extrapolação dos Termos de Transmissibilidade.

Outra forma de linearização é realizada extrapolando-se o valor de pressão com base nas pressões dos dois últimos passos de tempo e resolve-se a transmissibilidade para esta pressão extrapolada, sendo a pressão extrapolada calculada conforme Eq. B.49 e transmissibilidade conforme Eq. B.50.

$$p_{i,j,k}^{n+1*} = p_{i,j,k}^{n+1} + \frac{\Delta t^{n+1}}{\Delta t^n} \left(p_{i,j,k}^n - p_{i,j,k}^{n-1} \right) \quad (\text{B.49})$$

$$T_{g_{i\pm 1/2}}^{n+1} \cong T_{g_{i\pm 1/2}}^{n+1*} = \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_g^{n+1} B_g^{n+1} \Delta x} \right)_{i\pm 1/2, j, k} \quad (\text{B.50})$$

c) Iteração Simples para os Termos de Transmissibilidade.

Os termos de transmissibilidade são resolvidos com uma iteração de atraso.

$$T_{g_{i\pm 1/2}}^{n+1} \cong T_{g_{i\pm 1/2}}^{n+1(v)} = \left(\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_g^{n+1} B_g^{n+1} \Delta x} \right)_{i\pm 1/2, j, k} \quad (\text{B.51})$$

d) Método Totalmente Implícito.

Para facilitar o entendimento vamos considerar a aproximação por diferenças finitas para a equação de escoamento compressível, 1D, não linear.

$$\begin{aligned} & T_{g_{i+1/2}}^{n+1} (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) - T_{g_{i-1/2}}^{n+1} (p_i^{n+1} - p_{i-1}^{n+1}) \\ &= \frac{\Gamma_{g_i}^{n+1}}{\Delta t} (p_i^{n+1} - p_i^n) - q_{g_{sc_i}}^{n+1} + Q_{G_i}^{n+1} \end{aligned} \quad (\text{B.52})$$

Todos os coeficientes e variáveis devem ser resolvidos em $n+1$, exceto P_i^n na aproximação de derivada temporal.

Pode-se utilizar um processo iterativo aproximando todo $n+1$ através da expansão pela série de Taylor, conforme apresentado na Eq. B.53 para o termo de transmissibilidade:

$$T_{g^{x_{i\pm 1/2}}}^{n+1} \approx T_{g^{x_{i\pm 1/2}}}^{(v+1)} \approx T_{g^{x_{i\pm 1/2}}}^{(v)} + \frac{T_{g^{x_{i\pm 1/2}}}^{n+1}}{\partial p_{i\pm 1}} \Big|_{n+1}^{(v)} * \delta p_{i\pm 1}^{(v+1)} + \frac{T_{g^{x_{i\pm 1/2}}}^{n+1}}{\partial p_i} \Big|_{n+1}^{(v)} * \delta p_i^{(v+1)} \quad (\text{B.53})$$

onde,

$$\delta p_{i\pm 1}^{(v+1)} = p_{i\pm 1}^{(v+1)} - p_{i\pm 1}^{(v)} \quad (\text{B.54})$$

$$\delta p_i^{(v+1)} = p_i^{(v+1)} - p_i^{(v)} \quad (\text{B.55})$$

Mesmo procedimento deve ser utilizado para todos os termos $n+1$.

Inserindo os termos expandidos na Eq. B.52 encontra-se a formulação totalmente implícita.

B.5 Solução Numérica para Equações de Fluxo Multifásico *Black Oil*.

O desenvolvimento da solução numérica para o caso de fluxo multifásico encontra-se apresentado no item 3.3 do presente trabalho.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)